



Universidad de  
**SanAndrés**

**Universidad de San Andrés**

**Escuela de Administración y Negocios**

**Magister en Finanzas**

---

**“Valuación: Transportadora de Gas del Sur SA”**

**Autor:** Mauro Sebastian Varisco

**DNI:** 33.724.715

**Director de Trabajo Final de Graduación:** Ignacio Warnes

Neuquén, noviembre 2022

A Bianca, mi compañera de vida,  
por brindarme su apoyo incondicional  
para lograr esta meta.

A mis padres, Miryam y Jorge,  
quienes siempre me impulsaron y  
apoyaron para seguir aprendiendo.

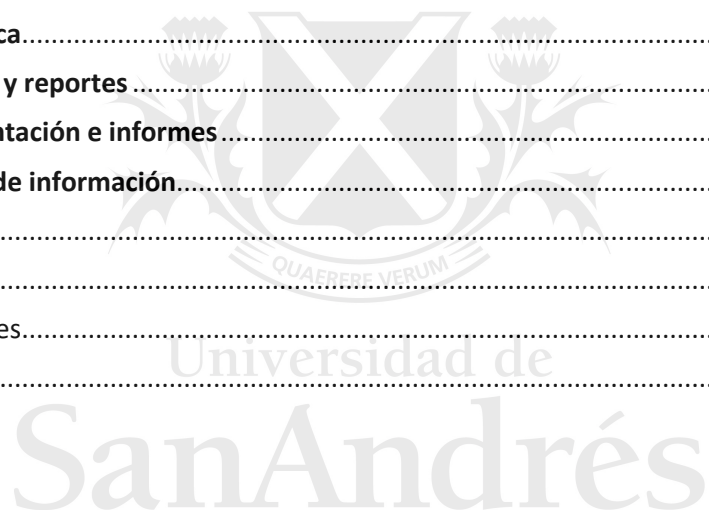


Universidad de  
**San Andrés**

## INDICE

Glosario, acrónimos y abreviaturas.....	1
Resumen Ejecutivo.....	7
1. Conociendo Transportadora de gas del Sur (TGS) .....	8
<b>1.1. Breve reseña histórica</b> .....	8
<b>1.2. Estructura accionaria</b> .....	8
2. Análisis de la industria del gas natural en Argentina .....	10
<b>2.1. Breve reseña histórica</b> .....	10
<b>2.2. Marco regulatorio</b> .....	14
<b>2.2.1. Licencia TGS</b> .....	14
<b>2.3. Estructura de la industria del gas natural</b> .....	15
<b>2.4. Esquema tarifario</b> .....	19
<b>2.5. Consideraciones particulares: sistema de transporte</b> .....	19
<b>2.5.1. Reglamentación tarifas de transporte de gas natural</b> .....	22
3. Situación del gas natural en Argentina .....	25
<b>3.1. Fuentes de energía</b> .....	25
<b>3.1.1. Oferta de gas natural</b> .....	27
<b>3.1.2. Vaca Muerta</b> .....	31
<b>3.2. Producción de GLP</b> .....	32
<b>3.3. Demanda de gas natural</b> .....	33
4. Descripción del negocio .....	36
<b>4.1. Fuentes de ingreso</b> .....	37
<b>4.2. Fuentes de materia prima</b> .....	39
<b>4.3. Mercado</b> .....	40
<b>4.4. Gasoducto Néstor Kirchner (GNK)</b> .....	45
5. Análisis financiero y económico .....	46
<b>5.1. Ventas y márgenes de rentabilidad</b> .....	47
<b>5.2. Costos de explotación</b> .....	51
<b>5.3. Flujo de fondos</b> .....	54
<b>5.4. Estructura de capital. Índices de liquidez, endeudamiento y cobertura</b> .....	54
<b>5.5. Índices de gestión. Capital de trabajo.</b> .....	57
<b>5.6. CAPEX</b> .....	58
<b>5.7. Comparación de ratios con empresas del sector</b> .....	59
6. Valuación por enfoque de ingresos.....	61
<b>6.1. Metodología</b> .....	61
<b>6.2. Proyecciones</b> .....	63
<b>6.2.1. Supuestos variables macroeconómicas</b> .....	63
<b>6.2.2. Supuestos del mercado de gas</b> .....	65

6.2.3. Ventas .....	68
6.2.4. Costos de venta .....	71
6.2.5. CAPEX.....	71
6.2.6. OPEX.....	72
6.2.7. Capital de trabajo .....	72
6.3. Tasa de descuento .....	72
6.3.1. Costo de capital propio .....	73
6.3.2. Costo de la deuda .....	78
6.3.3. Estructura de capital.....	79
6.3.4. Costo del capital promedio ponderado .....	80
7. Valuación por DCF .....	80
8. Valuación por múltiplos .....	82
9. Conclusión .....	85
10. Bibliografía .....	86
10.1. Académica.....	86
10.2. Artículos y reportes .....	86
10.3. Documentación e informes .....	86
10.4. Fuentes de información.....	88
Índice tablas .....	91
Índice gráficos .....	92
Índice ilustraciones.....	93
Anexos.....	94



## Glosario, acrónimos y abreviaturas

### GLOSARIO:

**Acondicionamiento de gas natural:** se lo denomina así a los sistemas encargados de eliminar partículas sólidas, líquidas, vapor de agua e hidrocarburos condensables para obtener un gas natural apto para comercializar y/o utilización industrial.

**Activos del contrato:** representan aquellos montos pendientes de facturación relacionados con la prestación de servicios en curso.

**British Thermal Unit (BTU):** es una medida de calor equivalente a 1055 julios, generalmente utilizada para hacer referencia al precio del gas natural, en términos de dólares estadounidenses por millón de BTUs. Dentro de Argentina, en promedio un millón de BTUs equivale a 28,51 m<sup>3</sup> de gas natural (está equivalencia depende del poder calorífico del gas extraído).

**Capacidad nominal de inyección de un gasoducto:** se refiere a la cantidad de metros cúbicos de gas natural que puede transportar un gasoducto desde uno o varios puntos de recepción (carga gas) hasta uno o varios puntos de entrega (descarga gas).

**Capital Expenditures (CAPEX, por sus siglas en inglés):** gastos de capital. Son fondos utilizados por una empresa para adquirir, actualizar y mantener activos físicos como propiedades, plantas, edificios, tecnología o equipos.

**Capital Asset Pricing Model (CAPM, por sus siglas en inglés):** es un modelo utilizado para calcular la rentabilidad que un inversor debe exigir al realizar una inversión en un activo financiero, en función de los riesgos que está asumiendo.

**Centrales eléctricas:** usuarios que emplean el gas para la generación de energía eléctrica (usinas). La autogeneración de energía eléctrica para establecimientos fabriles se excluye de esta clasificación.

**Comerciales:** usuarios que usan el fluido para actos de comercio (con actividad principal de compra, venta y permutas) y de prestación de servicios. Son usuarios habituales los establecimientos gastronómicos (bares, restaurantes, confiterías), hoteles y hosterías. También se consideran los establecimientos de salud y educación privada, la banca pública y privada y el abastecimiento de alimentos (mercados, grandes almacenes, etc.).

**Compounded Annual Growth Rate (CAGR, por sus siglas en inglés):** es un término utilizado en el ámbito de las finanzas que refiere a la tasa constante anual de crecimiento entre dos períodos.

**Earnings Before Interest, Taxes, Depreciations and Amortizations (EBITDA, por sus siglas en inglés):** corresponde a los beneficios antes de los gastos de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones en un período determinado.

**Earnings Before Interest and Taxes (EBIT, por sus siglas en inglés):** corresponde a los beneficios antes de los gastos de intereses e impuestos en un período determinado.

**Estimador mensual de actividad económica (EMAE):** indicador que refleja la evolución mensual de la actividad económica del conjunto de los sectores productivos a nivel nacional. Este indicador permite anticipar las tasas de variación del producto interno bruto (PIB) trimestral.

**Enterprise Value (EV, por sus siglas en inglés):** valor de la compañía. Se calcula a partir de la suma del capital accionario a precios de mercado y la deuda a largo plazo.

**Entes oficiales:** son usuarios de esta categoría los entes centralizados y descentralizados, los establecimientos del área pública de la salud como hospitales, dispensarios, salas de primeros auxilios, los centros de educación públicos y en general, todos los organismos oficiales de cualquier jurisdicción, excluyendo en todos los casos aquellos cuya principal función sea un proceso productivo de bienes o la prestación de servicios con retribuciones explícitas en precios o tarifas.

**Entregar o pagar (DOP, por sus siglas en inglés):** del inglés: "delivery or pay", es una obligación del vendedor que busca asegurar al comprador que ante la falta de entrega recibirá un dinero que minimice los mayores costos que tendría para obtener combustible sustituto.

**Fracking:** es una antigua y habitual técnica petrolera muy conocida, llamada "estimulación hidráulica". Mediante la inyección de un "fluido de fractura" se abren fisuras microscópicas en la roca, que se apuntalan con granitos de arenas especiales para que no vuelvan a cerrarse. Por los espacios entre los granos de arena, y a lo largo de las fisuras, pueden fluir el gas o el petróleo, incluso de formaciones completamente impermeables.

**Gas Licuado del Petróleo (GLP):** es la mezcla de gases, en su mayoría compuestos por Butano y Propano, que se obtienen a través del refinamiento del petróleo y también de procesos de separación del gas natural. Una de sus características es que tiene un alto poder calorífico por unidad de volumen. Además, almacenarlo en estado líquido y en grandes cantidades facilita su modo de transporte.

**Gas natural comprimido (GNC):** servicio que se presta a una persona física o jurídica que expende gas natural comprimido para su uso como combustible para automotores y cuenta con un medidor individual separado

**Gas natural licuado (GNL):** gas natural procesado para ser transportado en forma líquida, a baja presión y a -162 °C. Es la mejor alternativa para suministrar combustible y energía a zonas remotas, donde no hay gasoductos.

**Gran Usuario - FT:** servicio que presta una distribuidora a un cliente que no utiliza el gas para uso doméstico y que no es una estación GNC, ni un subdistribuidor, siempre que haya celebrado un contrato que incluya una cantidad mínima de 10 MM m<sup>3</sup>/d. Este servicio, que está disponible para cualquier cliente con conexión directa al Sistema de Transporte de una Transportista, se presta por contrato y se realiza sobre una base firme.

**Gran Usuario - IT:** servicio disponible para cualquier cliente de la distribuidora con conexión directa al Sistema de Transporte. El cliente no debe utilizar el gas para uso doméstico ni ser una estación GNC, ni un subdistribuidor, y comprar una cantidad mínima contractual de 3 MM m<sup>3</sup>/d (y un plazo contractual no menor a doce meses). Como su nombre lo indica, el servicio se presta en condiciones de interrumpibilidad, es decir, que está sujeto a cortes y/o restricciones en situaciones de escasez o emergencia.

**Grossing up:** el método de "grossing up" significa practicar la retención sobre un monto definido.

**Henry Hub:** es un centro de distribución de gas natural situado en el estado de Luisiana, Estados Unidos en el que se unen varios de los principales gasoductos del país norteamericano. Desde 1990 genera los precios para los futuros del gas natural que cotizan en la Bolsa de Nueva York (NYMEX). El Henry Hub como concepto de referencia de precios es muy importante porque se

elabora con los precios de oferta y demanda de solo esa materia prima. El Henry Hub ofrece el precio en dólares estadounidenses y utiliza como medida un millón de BTU.

**Índice de Producción Industrial Manufacturero (IPIM):** el índice de producción industrial manufacturero (IPI manufacturero) incluye un exhaustivo relevamiento de todas las actividades económicas que conforman el sector de la industria manufacturera, con cobertura para el total del país.

**Industriales:** usuarios que tienen como actividad el proceso de elaboración de productos, transformación de materias primas, reparación de maquinarias y equipos, y fabricaciones varias.

**Licuefacción:** proceso a través del cual el gas natural es llevado desde su estado gaseoso al líquido.

**Midstream:** se denomina así al transporte, el almacenamiento y la comercialización al por mayor de productos crudos o refinados derivados del hidrocarburo.

**Net Operating Profit After Taxes (NOPAT, por sus siglas en inglés):** corresponde a los resultados operativos después de los impuestos en un período determinado.

**Offshore (industria hidrocarburos):** consiste en las tareas de búsqueda y producción de gas y petróleo en áreas oceánicas a través de diversos tipos de plataformas y/o buques acondicionados especialmente.

**Onshore (industria hidrocarburos):** consiste en las tareas de búsqueda y producción de gas y petróleo que se llevan a cabo en tierra firme.

**Operating Expenses (OPEX, por sus siglas en inglés):** gastos en el que incurre una empresa a través de sus operaciones comerciales normales.

**Pasivos del contrato:** representan aquellos montos pendientes de pago relacionados con la prestación de servicios en curso.

**Pérdida de carga:** caída de presión sufrida por el gas al desplazarse dentro de una tubería.

**Planta compresora:** se denomina así a la instalación industrial responsable de proveer al gas la presión necesaria para su transporte.

**Precio de referencia internacional Mont Belvieu:** la referencia fundamental de precios para hacer negocios en el sector del GLP está en el centro de carga de Mont Belvieu, Texas, Estados Unidos. Cada galón de propano, butano, etano y gasolina natural del mercado de los Estados Unidos está vinculado a los precios en dicho mercado.

**Protección catódica:** a fin de mejorar la protección contra la corrosión, se aplica una corriente al gasoducto, de manera de generar en el mismo un potencial más negativo que el terreno. Se determinó que la corrosión es un fenómeno electroquímico.

**Regasificación:** proceso a través del cual el GNL es llevado nuevamente a estado gaseoso.

**Return on Assets (ROA, por sus siglas en inglés):** es una medida que relaciona la rentabilidad de una empresa en relación con sus activos. Su cálculo se realiza mediante la división de los beneficios/pérdidas operativas por el valor contable de los activos en un determinado periodo de tiempo.

**Return on Equity (ROE, por sus siglas en inglés):** es una medida de rentabilidad financiera que indica el rendimiento del capital invertido por los accionistas, o expresado de otra forma, mide

la rentabilidad obtenida por la empresa sobre sus propios fondos. El indicador se calcula mediante la división del beneficio neto por el valor contable del capital propio promedio.

**Riesgo país – JP Morgan EMBI plus:** el riesgo país es un indicador elaborado por JP Morgan que mide la diferencia que pagan los bonos del Tesoro de los Estados Unidos contra las del resto de los países. Este cálculo lo realiza por intermedio de su índice EMBI, siendo específico para cada nación (EMBI Argentina, en este caso). De esta manera, el índice mide la sobretasa que debe pagar un bono, en nuestro caso argentino, frente al rendimiento de los títulos a 10 años que emite el Tesoro de los Estados Unidos.

**Shale gas:** son los hidrocarburos, petróleo o gas, que se encuentran almacenados en la roca madre en la que se generaron. La roca madre es también la roca reservorio.

**Subdistribuidores (SDB):** entes/Sociedades de derecho privado que operan cañerías de gas que conectan el Sistema de Distribución de una Distribuidora con un grupo de usuarios (excepción hecha del SDB de la ciudad de Paraná, conectado directamente a la red troncal de gasoductos de TGN).

**Tratamiento de gas natural:** se lo denomina así a los sistemas encargados de eliminación de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno para obtener un gas natural apto para comercializar y/o utilización industrial.

**Tight gas:** gas natural contenido en rocas muy compactas, areniscas y/o calizas, con valores de permeabilidad muy bajos. No son rocas madres, son rocas almacén, por lo que el gas no es generado en ellas, sino que ha migrado desde la roca madre y se encuentra con escasa porosidad.

**Tomar o pagar (TOP, por sus siglas en inglés):** del inglés: “Tomar o pagar”, es una obligación del comprador que tiene como finalidad asegurar al vendedor un pago mínimo que le permita el sostenimiento de sus operaciones.

**Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP):** es una unidad de medida utilizada para comparar diferentes fuentes de energía. Se convierten los flujos físicos a flujos calóricos, utilizando como factores de conversión los poderes caloríficos.

**Transporte de gas:** llamamos transporte de gas a la parte de la cadena de valor que vincula los centros de producción con los centros de consumo.

**Transporte de intercambio y desplazamiento (ID):** el gas se recibe en un determinado lugar y se entrega en otro punto que no guarda relación con la trayectoria física que sigue el mismo.

**Weighted Average Cost of Capital (WACC):** es un cálculo del costo de capital de una empresa en el que cada categoría de capital se pondera proporcionalmente. Todas las fuentes de capital, incluidas las acciones ordinarias, las acciones preferentes, los bonos y cualquier otra deuda a largo plazo, se incluyen en su cálculo.



**ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS:**

Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés)

Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES)

American Depositary Receipt (ADR, por sus siglas en inglés)

Banco Central de la República Argentina (BCRA)

Banco Nación Argentina (BNA)

Bolsa de Nueva York (NYSE, por sus siglas en inglés)

Bolsas y Mercados Argentinos (BYMA)

Caballos de fuerza (HP, por sus siglas en inglés)

Cargo por Acceso y Uso (CAU)

Compañía de Inversiones de Energía SA (CIESA)

d: día

Dólares estadounidenses (USD, por sus siglas en inglés)

Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

Flujo de caja aplicado a las actividades de financiación (FCF)

Flujo de caja aplicado a las actividades de inversión (FCI)

Flujo de caja generado por las operaciones (FCO)

Gas del Estado (GdE)

Grado Celsius (°C)

Grupo Inversor Petroquímica SL (GIP)

Bolsa Intercontinental de Mercancías (ICE)

Índice de Producción Industrial Manufacturero (IPIM)

Índice de Precios Mayoristas (IPM)

Instituto Argentino del petróleo y gas (IAPG)

Mercado Abierto Electrónico (MAE)

Máxima presión de operación (MAPO)

Mercado Electrónico de Gas (MEGSA)

metros cúbicos (m<sup>3</sup>)

miles (M)

millones (MM)

miles de metros cúbicos (M m<sup>3</sup>)

millones de metros cúbicos (MM m<sup>3</sup>)

Obligación Negociable (ON)

Petrobras Hispano Argentina SA (PHA)

Producto Bruto Interno (PBI)

Pesos argentinos (\$)

Poder Ejecutivo Nacional (PEN)

Punto de ingreso al Sistema de Transporte (PIST)

Reducción Térmica de Planta (RTP)

Relevamiento de expectativas de mercado (REM)

Revisión Tarifaria Integral (RTI)

Régimen Tarifario de Transición (RTT)

Sistema Licenciado de Transporte (SLP)

Transportadora de gas del Sur (TGS)

West Texas Intermediate (WTI)



## Resumen Ejecutivo

El fenómeno del reservorio en Vaca Muerta y el hecho de que Argentina cuente con grandes reservas de gas y petróleo no convencional, posiciona a la industria de hidrocarburos como una de las actividades de mayor potencial de crecimiento para los próximos años. Es en este contexto en el cual nos enfocamos en la valuación de Transportadora de Gas del Sur (**TGS**), al ser la principal empresa de transporte de gas natural en Argentina y cuyo gasoducto se encuentra conectado a Vaca Muerta.

El presente trabajo tiene como objetivo realizar una valuación teórica de **TGS** al 31 de diciembre de 2021, conforme a las herramientas de análisis y procedimientos desarrollados durante la cursada de la Maestría en Finanzas.

Previo a adentrarnos en el análisis financiero de **TGS** y las metodologías de valuación aplicadas, se procedió a realizar un análisis de la situación de la industria de gas natural en Argentina, su marco regulatorio, el posicionamiento de la compañía en la industria y su descripción del negocio.

En primera medida la valuación se realizó por la metodología de Flujo de Fondos Futuros Descontados (DCF, por sus siglas en inglés), en base a proyecciones estimadas y perspectivas estratégicas de la empresa. Para ello se han elaborado tres posibles estimaciones de los flujos de fondos esperados realizando una sensibilización de ciertas variables y asignando probabilidades de ocurrencia conforme a un escenario base, pesimista y optimista. En segundo lugar, a los efectos de poder realizar una comparación con otras empresas del sector, se aplicó el método de valuación por múltiplos comparables. Es importante remarcar que ninguna de las empresas comparables seleccionadas es similar a **TGS** en lo que respecta a la integración del negocio (servicio de transporte de gas y producción y comercialización de líquido); pudiendo ser el motivo por el cual el precio intrínseco de **TGS** por dicho método es inferior al obtenido a través del método DCF.

Cabe mencionar que al estar **TGS** radicada en Argentina, y siendo sus operaciones originadas dentro de marco regulatorio de dicho país, se debió adecuar la fórmula del Capital Asset Pricing Model (CAPM) con el fin de adicionar una prima de riesgo que refleje el riesgo extra para mercados emergentes.

A los efectos del análisis se acudió a información de carácter público de **TGS**, como ser: estados financieros, presentaciones, reportes y comunicaciones. A su vez, se obtuvo información pública de la Secretaría de Energía de la Nación y del Ente Nacional de Regulación del Gas Natural (ENARGAS), en donde se recabo material referido a la industria de gas natural en Argentina y las proyecciones esperadas para los próximos años.

Conforme a la información de mercado al 31 de diciembre de 2021, el precio por acción de **TGS** en BYMA era de \$181,10. El valor intrínseco determinado por el método DCF es de \$773,90 (+327%), mientras que a través del método de valuación por el múltiplo EV/EBITDA se obtuvo un valor de \$693,69 (+283%).

## 1. Conociendo Transportadora de gas del Sur (TGS)

### 1.1. Breve reseña histórica

Transportadora de gas del Sur (**TGS**), es una empresa dedicada principalmente al transporte de gas natural y la producción y comercialización de líquidos derivados del gas natural. La misma surge como consecuencia de la privatización de Gas del Estado (“GdE”) dando comienzo a sus operaciones comerciales en 1992.

El sistema de gasoductos troncales de **TGS** es el más importante y extenso del país y América Latina con 9.231kms de extensión y una capacidad de inyección de 85.5 MM m<sup>3</sup>/d. El sistema troncal es propio, y conecta los principales yacimientos gasíferos del sur y oeste de la República Argentina con las distribuidoras de gas y clientes industriales para abastecer a dichas áreas, a la Ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires.

La actividad de transporte de gas se encuentra regulada por la Ley N° 24.076, desde la privatización de GdE (diciembre 1992). La Licencia fue otorgada por un período de treinta y cinco años prorrogables por diez años adicionales en la medida que se cumplan con las obligaciones impuestas por el Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Como actividad no regulada **TGS** se dedica al procesamiento de gas natural y comercialización de líquidos, tales como propano, butano, etano y gasolina natural. Dicha actividad es llevada a cabo en el Complejo de Procesamiento de Gas General Cerri (“Complejo Cerri”) ubicado en la ciudad de Bahía Blanca, el cual fue recibido al momento de obtención de la Licencia como parte de los activos esenciales requeridos para la prestación de servicios. Asimismo, utiliza las instalaciones de despacho y logística en el Puerto Galván también ubicado en la ciudad de Bahía Blanca.

Adicionalmente, **TGS** está dedicado a la prestación de servicios de “midstream”, el cual consiste en servicios de construcción, operación y mantenimiento de gasoductos, así como el tratamiento, separación de impurezas, transporte y comprensión de gas natural en la formación de Vaca Muerta. Por último, y en menor medida, por medio de Telcosur SA (“Telcosur”) la compañía presta servicios de telecomunicaciones, los cuales son servicios de transmisión de datos a través de una red de radio enlace terrestre y digital.

### 1.2. Estructura accionaria

Al cierre de los estados financieros del 31 de diciembre de 2021, el accionista controlante de **TGS** es la Compañía de Inversiones de Energía SA (CIESA), quien posee el 51% del capital social de la Entidad. La Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES) posee el 24% del capital social y el 25% restante se encuentra en propiedad del público inversor.

Asimismo, CIESA se encuentra bajo el control conjunto de: Pampa Energía SA quien posee en forma directa e indirecta a través de Petrobras Hispano Argentina SA (PHA) una participación del 50% y Grupo Inversor Petroquímica SL (GIP) y PCT LLC, quienes, en forma directa e indirecta a través de PEPCA SA, poseen el 50% restante.

Las acciones de **TGS** cotizan en Bolsas y Mercados Argentinos (“BYMA”) en el mercado local, y bajo la forma de ADR, representando 5 acciones de cada una, en la Bolsa de Nueva York (NYSE),

desde noviembre de 1994. Al 31 de diciembre del 2021, las acciones cotizaban a \$181,10 y USD 4,44, respectivamente<sup>1</sup>.

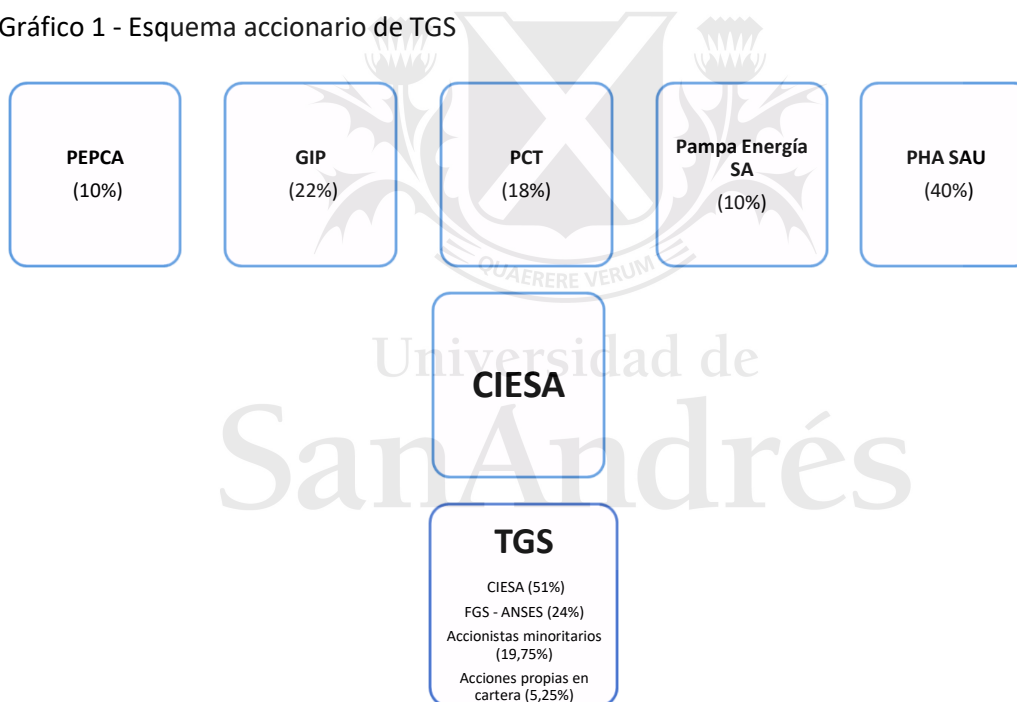
La Entidad posee 794.495.283 acciones emitidas de las cuales 752.761.058 acciones están en circulación. Al 31 de diciembre de 2021, posee 41.734.225 acciones propias en cartera, representativas del 5,25% del capital social total.

Tabla 1 - Principales accionistas sobre el capital social de TGS

Propietario	N° de acciones	% Total acciones	Clase
<b>CIESA</b>	405.192.594	51,00%	A
<b>ANSES</b>	190.685.633	24,00%	B
<b>BYMA (inversor minoritario)</b>	60.230.124	7,58%	B
<b>NYSE (inversor minoritario)</b>	96.652.707	12,17%	B
<b>En cartera</b>	41.734.225	5,25%	B
<b>TOTAL</b>	<b>794.495.283</b>	<b>100,00%</b>	

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de los EEFF de TGS.

Gráfico 1 - Esquema accionario de TGS

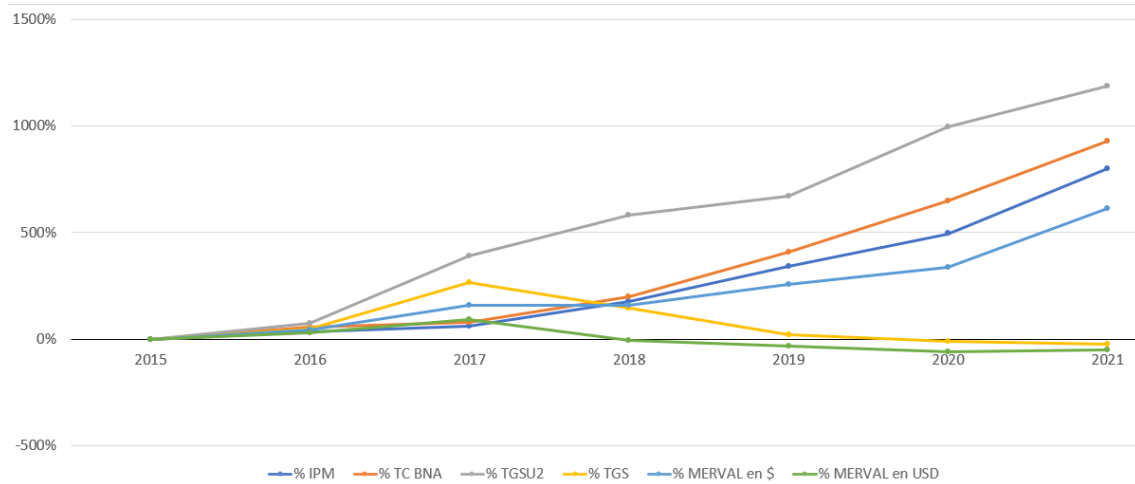


Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de los EEFF de TGS.

<sup>1</sup> Cotizaciones obtenidas en Investing. Recuperado de: <https://es.investing.com/>

El siguiente gráfico muestra la evolución del precio por acción de **TGS** en BYMA y de su ADR en NYS para el período 2015-2021, en comparación con otras variables del mercado, tomando como año base el año 2015.

Gráfico 2 - Evolución de precios de las acciones de TGS. Período: 2015-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Rava bursátil e Investing.

## 2. Análisis de la industria del gas natural en Argentina

### 2.1. Breve reseña histórica

Según lo mencionado en el libro de Carcagno (2014)<sup>2</sup>, el descubrimiento inicial del gas natural en Argentina fue en la Cuenca del Golfo de San Jorge en 1907. La producción industrial en dicha cuenca recién comenzó oficialmente en 1913, requiriendo un gran esfuerzo para desarrollar una demanda capaz de absorber los volúmenes puestos a disposición. Luego continuaron en el proceso de puesta en producción la Cuenca Neuquina en 1918, la Cuenca Noroeste en 1926 y la Cuenca Austral en 1949.

La disponibilidad de gas forzó el desarrollo de la industria a través de toda la cadena de valor: producción, tratamiento, transporte y distribución, los cuales fueron creciendo y desarrollándose en forma asociada.

A finales de la década de 1940 ya estaba en operación un gasoducto que unía Comodoro Rivadavia con la localidad de Llavallol provincia de Buenos Aires para transportar en promedio 1 MM m<sup>3</sup>/d. En 1960, iniciaba sus actividades el Gasoducto del Norte, el cual contaba con una longitud de 1.800 km y con capacidad de transporte de hasta 6 MM m<sup>3</sup>/d. Dicho gasoducto constituyó un punto de inflexión clave observándose un notorio crecimiento de consumos tradicionales y no tradicionales, en donde la industria azucarera, cementera, el tabaco y minería comenzaron a utilizarlo como el combustible de preferencia.

Con la ampliación internacional desde Santa Cruz de la Sierra (Bolivia), hasta Yacuiba (Argentina), se posibilitó la importación de volúmenes complementarios a la producción local.

El sistema troncal desde el sur del país se materializó en etapas sucesivas (Gasoducto General San Martín). En 1965 se concluyó la primera etapa (Tramo Pico Truncado-Buenos Aires), en

<sup>2</sup> Carcagno, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

donde se utilizaron por primera vez caños de 75 cm de diámetro. Luego, en 1970, se desarrolló el primer gasoducto Neuquén-Buenos Aires (Neuba I), vinculando Loma de la Lata con Bahía Blanca; y más tarde, en 1978, se incorporaron al mercado las reservas de la isla de Tierra del Fuego a través del primer Gasoducto Transmagallánico que empalmó San Sebastián con el Gasoducto General San Martín. En 1981, la inauguración del Gasoducto Centro Oeste amplió la oferta de Loma de la Lata en hasta 18 MM m<sup>3</sup>/d; y en 1988 se inauguraría el segundo gasoducto Neuquén-Buenos Aires (Neuba II).

Tal como menciona Carcagno, en 1993 el desarrollo del transporte de gas en el país ya se había consolidado mediante ampliaciones y repotenciaciones de estaciones de comprensión, pero no hubo construcciones de nuevos gasoductos troncales hasta la inauguración del 2° Gasoducto Transmagallánico concretada en el año 2011. Asimismo, entre 1995 y 2002 se desarrollaron una serie de conexiones con países vecinos.

Antes de la privatización de GdE, la industria argentina de gas natural estaba controlada por el Estado Nacional.

Desde sus orígenes y hasta su privatización en 1992, GdE tuvo un rol protagónico en el negocio del gas natural. Se encargó de construir la infraestructura, desarrollar el mercado y propulsar el consumo de este producto hasta lograr que Argentina ocupara el tercer lugar mundial como consumidor de gas. (Carcagno, 2014).

Con la aprobación de la Ley N° 24.076/1992<sup>3</sup> (y su modificatoria la Ley N° 26.197/2006<sup>4</sup>) en el año 1992 ("Ley de Gas Natural") se perfeccionó la privatización de GdE y la desregulación del precio del gas natural. La Ley de Gas Natural y decretos complementarios determinan, entre otras cosas, la transferencia de todos los activos esenciales de GdE a dos compañías de transporte de gas natural y ocho compañías de distribución. Actualmente en Argentina existen nueve compañías autorizadas para distribuir gas natural.

La Ley de Gas Natural otorgó a cada compañía de transporte de gas natural privatizada una licencia para operar los activos transferidos, establecieron un marco regulatorio dando lugar a un sistema abierto, en el cual los productores de gas tienen acceso abierto e indiscriminado a la capacidad disponible de los sistemas de transmisión y distribución.

Adicionalmente, la Ley de Gas Natural creó ENARGAS para regular el transporte, distribución, comercialización y almacenamiento de gas natural en la República Argentina. Este organismo, entre otras funciones, es el encargado de proteger los derechos de los consumidores; promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo; regular las actividades del transporte y distribución de gas natural; incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural; incentivar el uso racional del gas natural velando por la protección del medio ambiente;

---

<sup>3</sup> *"La presente ley regula el transporte y distribución de gas natural que constituyen un servicio público nacional, siendo regidos por la ley N° 17.319 (Ley de Hidrocarburos) la producción, captación y tratamiento" (artículo 1° de la Ley N° 24.076 - Ley de Gas Natural).*

<sup>4</sup> *"Sustituyese el artículo 1° de la Ley N° 17.319, modificado por el artículo 1° de la Ley N° 24.145, por el siguiente: Artículo 1°.- Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren" (artículo 1° de la Ley N° 26.197).*



propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones.<sup>5</sup>

Como consecuencia las principales cinco líneas troncales del sistema de transmisión de gas (Neuba I, Neuba II, General San Martín, Norte y Centro Oeste) se dividieron en dos sistemas sobre una base geográfica amplia, los sistemas de gasoductos del norte y del sur, diseñados con el objetivo de brindar acceso a ambos sistemas a fuentes de gas natural y a los principales centros de demanda en Buenos Aires y alrededores.

Como resultado de la división, el sistema de transporte de gas del sur está operado por Transportadora de Gas del Sur (“TGS”) el cual está conectado a dos sistemas de distribución de gas natural que sirven al área de Gran Buenos Aires, uno que sirve a la provincia de Buenos Aires y uno que sirve al sur argentino. Por su parte, el sistema de transporte de gas del norte se encuentra operado por Transportadora de Gas del Norte (“TGN”) el cual está conectado a cinco sistemas de distribución que sirven al norte del país. También está conectado a los sistemas de distribución de gas natural que operan en el área del Gran Buenos Aires y, en una medida limitada, al sistema de distribución que sirve a la provincia de Buenos Aires.

Tabla 2 - Datos del sistema de transporte en Argentina. Año 2021.

Licenciataria	Gasoducto	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	Plantas compresoras	Capacidad de compresión (HP)	Sistema de distribución
<b>TGS</b>	Neuba I + Cordillerano	1.617	24/30	6	65.800	Metrogas; Naturgy; Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur.
	Neuba II	1.959	30/36	7	194.000	
	Gral. San Martin	4.590	24/30	17	512.800	
	Otros (1)	1.066	Varios	3	7.500	
	<b>TOTAL TGS</b>	<b>9.232</b>		<b>33</b>	<b>780.100</b>	
<b>TGN</b>	Norte	3.563	24/30	12	204.620	Gasnor; Gasnea; Distribuidora de Gas del Centro; Litoral Gas; Distribuidora de Gas Cuyana; Metrogas; Naturgy.
	Centro Oeste	2.256	24/30	8	171.000	
	Otros (1)	986	Varios	-	-	
	<b>TOTAL TGN</b>	<b>6.805</b>		<b>20</b>	<b>375.620</b>	
	<b>TOTAL SISTEMA</b>	<b>16.037</b>		<b>53</b>	<b>1.155.720</b>	

(1) Otros: incluyen sistemas de gasoductos de transferencias, tramos finales (TGN, a partir de la planta compresora San Jerónimo y TGS, a partir del Complejo Gral. Cerri) y otros gasoductos menores.

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos del ENARGAS.

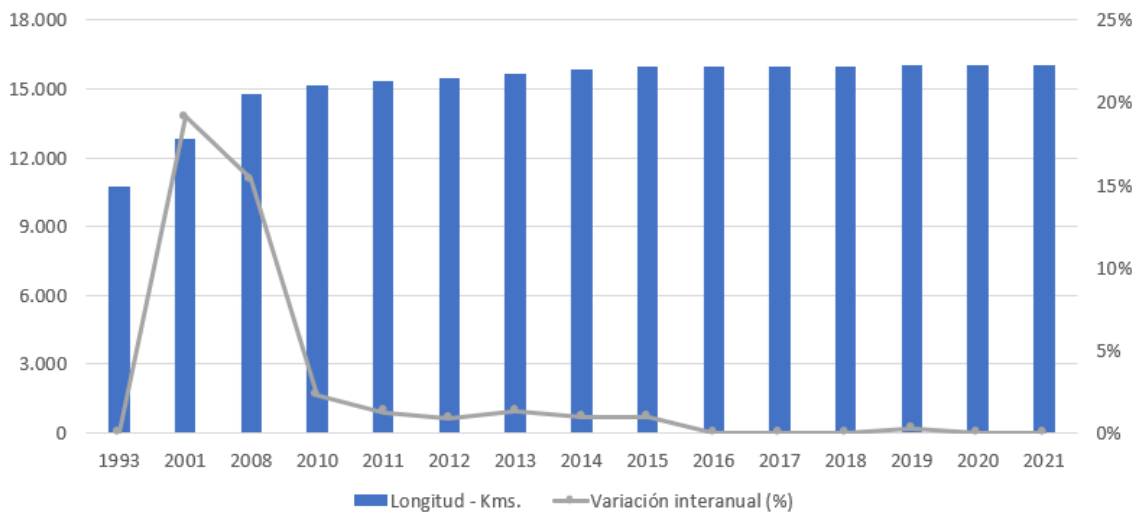
En los gráficos N° 3 y N° 4, se puede apreciar la evolución de la expansión del sistema licenciado de transporte en kilómetros de gasoductos y en potencia instalada desde el inicio de las operaciones de las licenciatarias hasta la actualidad. El mismo deja en evidencia el retraso en los últimos años en la expansión de gasoductos, la falta de inversiones y de desarrollo en materia de transporte de gas natural.

En la actualidad la participación de **TGS** en los kilómetros de gasoductos representa el 58% y el 67% en cuanto a la participación de la potencia instalada. De más está decir que el remanente para ambos conceptos es atribuido a TGN.

<sup>5</sup> Artículo 2° de la Ley N° 24.076 – Ley de Gas Natural.

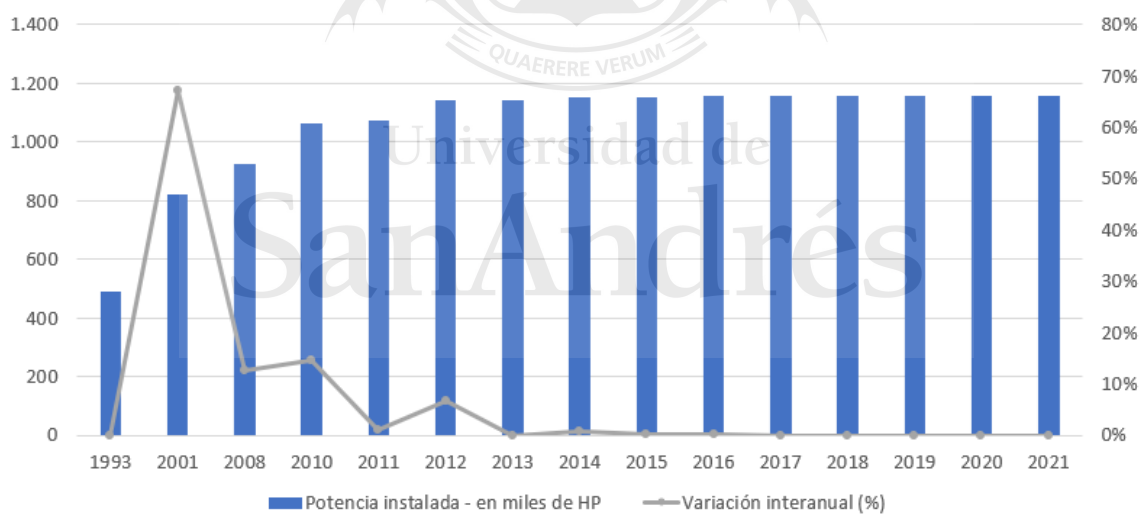


Gráfico 3 - Expansión del sistema licenciado de transporte. Argentina. Período: 1993-2021.



Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos del ENARGAS.

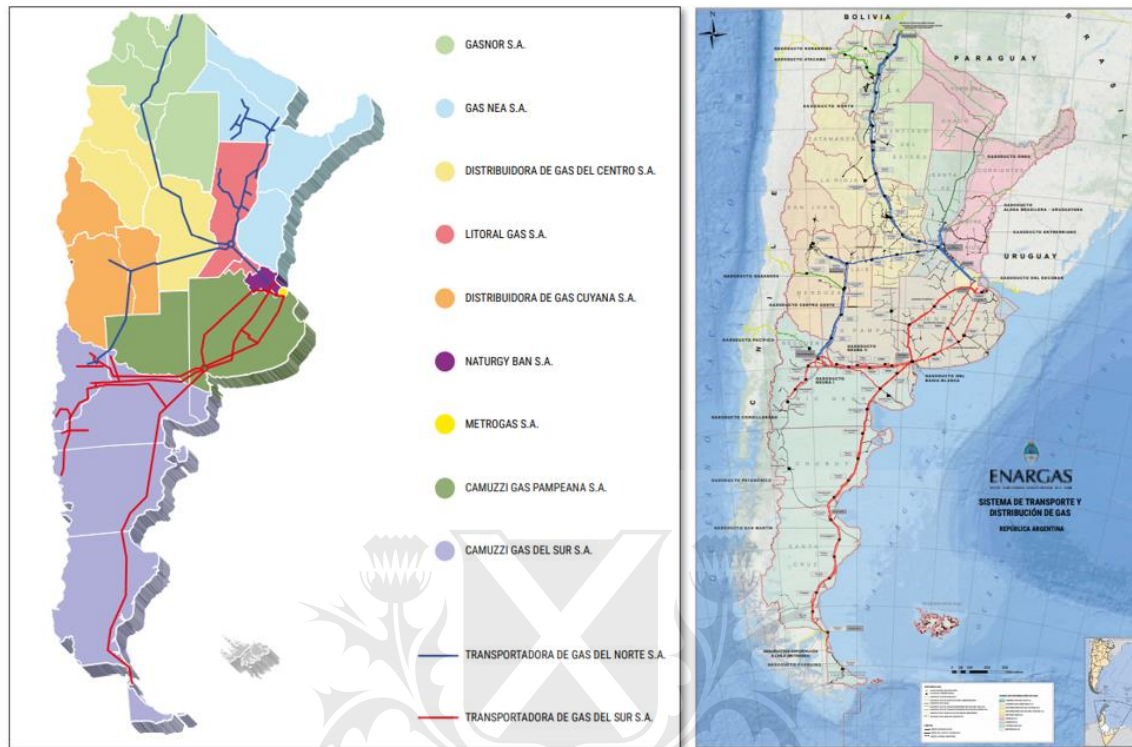
Gráfico 4 - Potencia instalada del sistema licenciado de transporte. Argentina. Período: 1993-2021.



Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos del ENARGAS.

En las ilustraciones siguientes se podrán apreciar los sistemas de transporte y gasoductos vigentes a la fecha en la República Argentina.

Ilustración 1 - Licenciatarias del servicio de transporte y distribución de gas en Argentina.



Fuente: Ilustraciones obtenidas del Informe anual 2020 del ENARGAS.

## 2.2. Marco regulatorio

El marco jurídico para el transporte y la distribución de gas natural en Argentina comprende la Ley de Gas Natural, el Decreto N° 1738/92 “Reglamentación de la Ley de Gas Natural” (N° 24.076), otros decretos reglamentarios como el Decreto N° 2255/92 Anexo A, Sub Anexo I “Reglas Básicas” y Sub Anexo II “Reglamento de Servicio”, en este último se encuentra tipificado el modelo de contrato.

Por otro lado, existe la Ley N° 17.319 (“Ley de Hidrocarburos”), y sus modificatorias, la cual regula la industria de exploración, explotación y producción del gas, conforme a un sistema competitivo y parcialmente desregulado. Siendo la autoridad regulatoria la Secretaría de Energía de la Nación.

En cuanto a la producción y comercialización de GLP existe la Ley N° 26.020, que establece el marco regulatorio para dicha actividad, siendo también la Secretaría de Energía de la Nación la encargada de determinar los volúmenes mínimos a comercializar en el mercado local.

### 2.2.1. Licencia TGS

La licencia otorgada por el Decreto N° 2458/92 del Poder Ejecutivo Nacional autoriza a **TGS** a prestar el servicio público de transporte de gas natural a través de la utilización del sistema de gasoductos del sur. También, conforme a dicho decreto **TGS** recibió como activos esenciales requeridos para la prestación del servicio de transporte de gas natural, el complejo de procesamiento de Gas General Cerri.

La licencia ha sido otorgada por un período original de 35 años, a partir del 28 de diciembre de 1992. La Ley de Gas Natural, establece que el mismo puede ser prorrogable por un período

adicional de 10 años mediante pedido al ENARGAS y su posterior análisis por parte de dicho organismo.

Debemos aclarar que, bajo la actual legislación y la licencia obtenida, **TGS** no está facultada para comercializar gas natural con excepción de las adquisiciones que puedan realizar para su propio consumo o necesarias para mantener en operabilidad los sistemas de transporte.<sup>6</sup> Asimismo, dicha licencia no le otorga ningún derecho exclusivo para transportar gas en una determinada región geográfica (se pueden otorgar licencias a otros para la prestación de servicios de transporte de gas natural en la misma zona geográfica).

A su vez la Ley de Gas Natural caracteriza al transporte de gas natural como de servicio público lo cual implica que las actividades desarrolladas por los transportistas están sometidas a intervención estatal<sup>7</sup>.

### 2.3. Estructura de la industria del gas natural

Dentro de la industria del gas existen varios tipos de actividades, por lo que es necesario comprender los distintos procesos y participantes en la cadena de valor, así como también el rol que ocupa cada uno.

La estructura productiva de la cadena se encuentra altamente concentrada en empresas integradas verticalmente a través de distintos eslabones. Esto se debe a la característica de capital intensiva, necesaria en particular en las etapas extractivas y de procesamiento. Asimismo, debemos mencionar que toda la cadena de hidrocarburos funciona en forma continua y automatizada operando las 24 horas del día y los 365 días del año en forma coordinada.<sup>8</sup>

Tal como lo define Nahirñak (2016)<sup>9</sup>, en su informe de cadenas de valor, la cadena hidrocarburífera se desarrolla en cuatro etapas bien diferenciadas compuestas por diversas actividades:

**1- Extracción**, en la misma se requiere previa exploración y perforación. La exploración es la búsqueda de petróleo y gas en lugares en donde no hay certeza de su existencia. De ser exitosa, concluye con el descubrimiento, desarrollo y puesta en producción de ese nuevo yacimiento.<sup>10</sup>

Esta primera etapa, que posibilita la extracción es considerada como monoproducción, ya que es compartida entre el petróleo y gas dadas las características geológicas en que se encuentran las reservas en nuestro país. La extracción puede darse a partir de la surgencia natural o a través de diferentes métodos de bombeo artificial por medio de las conocidas "cigüeñas" (extracción secundaria).

También, dependiendo de cómo se encuentra el hidrocarburo almacenado, se debe distinguir dos tipos de extracción: convencional o no convencional<sup>11</sup>. Para ambos procesos es necesario una estructura metálica cuyo principal objetivo es el de bajar y subir el equipo de perforación. A medida que se avanza en la perforación, se va colocando la tubería de revestimiento del pozo o

<sup>6</sup> Artículo 33° de la Ley N° 24.076 – Ley de Gas Natural.

<sup>7</sup> Artículo 1° de la Ley N° 24.076 – Ley de Gas Natural.

<sup>8</sup> Carcagno, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

<sup>9</sup> Nahirñak, P. (2016). Informes de Cadenas de Valor: Hidrocarburos. Subsecretaría de Planificación Económica de Argentina.

<sup>10</sup> Kaindl, M. (2011). Aspectos técnicos, económicos y estratégicos de la exploración y producción de hidrocarburos. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

<sup>11</sup> Fuente: Información recuperada de YPF <https://fundacionypf.org/infografa/index2.html>

casing para evitar que las paredes se derrumben y para aislar las napas del agua. Cuando la presión del reservorio empieza a ceder y por lo tanto ya no fluye por la tubería hacia la superficie, se coloca una bomba de extracción en profundidad.

- *Extracción convencional*: en este caso los hidrocarburos se encuentran almacenados en una roca reservorio "permeable" (es decir, cuyos poros están interconectados entre sí), encontrándose atrapados por una roca "sello" impermeable.

- *Extracción no convencional*: este método se utiliza cuando la formación geológica o roca presenta volúmenes de hidrocarburos aislados entre sí o muy poco comunicados. Para lograr el efecto contrario es necesario realizar una estimulación hidráulica. En la Argentina, cuando hablamos de "no convencionales", nos referimos específicamente a dos tipos de hidrocarburos: los de las formaciones "shale" (Vaca Muerta), que son impermeables, y los de las formaciones "tight", de baja permeabilidad. En ambos casos, se trata de formaciones muy compactas.

Podemos concluir entonces que la extracción de hidrocarburos convencionales y no convencionales tiene muchos puntos en común (la perforación del pozo, por ejemplo), y sólo difieren en que los segundos requieren estimulación hidráulica (fracking).

Cabe aclarar que las técnicas aplicadas en esta etapa implican que en algunos yacimientos el gas natural que emerge junto al petróleo pueda ser: inyectado a gasoductos, consumido para generar electricidad en el yacimiento, reinyectado en la formación para presionar la salida de los hidrocarburos aún encriptados o venteado a la atmósfera.

Aquí se incluyen diversas compañías a las que se les otorga un área de concesión exclusiva compitiendo para vender su producto. En Argentina, operan principalmente: YPF, Total Austral, Tecpetrol, Pan American Energy (PAE), Pampa Energía, Vista Oil, Pluspetrol, Shell, Chevron, Compañía General de Combustibles (CGC), entre otras.

Una vez obtenidos los hidrocarburos, parte se comercializa al exterior, en crudo o con un procesamiento mínimo, transportados por barco o ducto y el resto se procesa o acondiciona para obtener distintos tipos de subproductos (combustibles y productos livianos).

Con respecto al uso brindado al gas natural, debemos mencionar la clasificación que realiza Carcagno (2014)<sup>12</sup>, quién lo clasifica dependiendo del uso:

- Como *materia prima*, la industria petroquímica utiliza para sus procesos principalmente el metano y etano, y
- Como *energía*, para satisfacer la demanda domiciliar, industrial y comercial. Aquí se utiliza la energía en forma de calor a través de la combustión.

**2- Transporte**, consiste en el traslado de los hidrocarburos desde la "boca de pozo" en yacimientos a las plantas procesadoras. Actualmente las transportistas operadoras de los gasoductos troncales son las empresas **TGS** y **TGN**.

Esta es la principal actividad de la empresa bajo estudio, más adelante se profundiza sobre dicho segmento de negocio (ver punto "2.5 Consideraciones particulares: sistema de transporte").

---

<sup>12</sup> Carcagno, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

**3- Procesamiento y/o acondicionamiento**, incluye la refinación y/o separación primaria de los hidrocarburos.

Esta etapa es la que plantea la primera división de procesos en función del tipo de hidrocarburo. El gas proveniente de las instalaciones primarias contiene un gran número de impurezas y contaminantes, que es necesario remover, con el objeto de lograr un adecuado transporte y distribución de este, como así también obtener un producto apropiado para su utilización.<sup>13</sup>

Carcagno (2014), menciona que el acondicionamiento y tratamiento del gas natural son términos análogos que se refieren a las operaciones y/o procesos necesarios para obtener un gas natural en especificación comercial, adecuada para su manipuleo, comercialización, industrialización y/o utilización. Sin embargo, a los procesos encargados de la eliminación de partículas sólidas, líquidos, vapor de agua, e hidrocarburos condensables, se los denomina "acondicionamiento", en tanto que, a los procesos encargados de la eliminación de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, comúnmente se los denomina "tratamiento".

Para el caso del gas el producto extraído se transporta por ductos hasta las plantas separadoras, ubicadas preferentemente en áreas cercanas a la zona de extracción. Allí se apartan los componentes livianos (gas natural: metano y etano), gas licuado del petróleo ("GLP") (propano y butano) y los gases más pesados (como pentano y hexano) de uso industrial en plásticos, química, etc.<sup>14</sup>

El gas acondicionado se inyecta en gasoductos troncales y, previo paso por plantas compresoras se remite a las distribuidoras de red para sus distintos consumos (residencial, comercial, industrial, uso petroquímico, generación eléctrica y transporte o GNC). El GLP separado es comercializado a granel para uso comercial, petroquímico o residencial.

**4- Distribución, comercialización y venta de los subproductos obtenidos**, en esta etapa participan las distribuidoras encargadas de hacer llegar el gas natural hasta cada usuario final. También encontramos a los comercializadores quienes son agentes que actúan en cuenta y orden de terceros como intermediarios cobrando una comisión. Estas compran gas natural a los productores y los venden a grandes y/o pequeños usuarios.

Existe una distinción entre estas dos categorías:

- *Grandes usuarios*, son aquellos que pueden adquirir gas natural libremente a productores o comercializadores, así como también tienen la capacidad de transporte a transportistas; y
- *Pequeños usuarios*, quienes satisfacen la totalidad de sus necesidades a través de distribuidores.

También Carcagno (2014) diferencia: consumo residencial (destinados a satisfacer las necesidades básicas), consumo comercial (destinado a la atención pública, como ser bares, restaurantes, centros comerciales), consumo industrial (destinado a la producción de manufactura), consumo para generación eléctrica y consumo vehicular (GNC).

---

<sup>13</sup> Carcagno, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

<sup>14</sup> Composición del gas natural: el gas natural está constituido principalmente por metano, en proporciones que oscilan entre 80 y 95% del volumen; el resto son hidrocarburos de orden superior, parafinas e isoparafinas (ricos en hidrógeno), en casi su totalidad, tales como etano, propano, butanos, pentanos, hexanos y algunos superiores. Contiene también vapor de agua, en proporciones variables hasta la saturación, y aun agua condensada. (Carcagno, P. L., 2014).

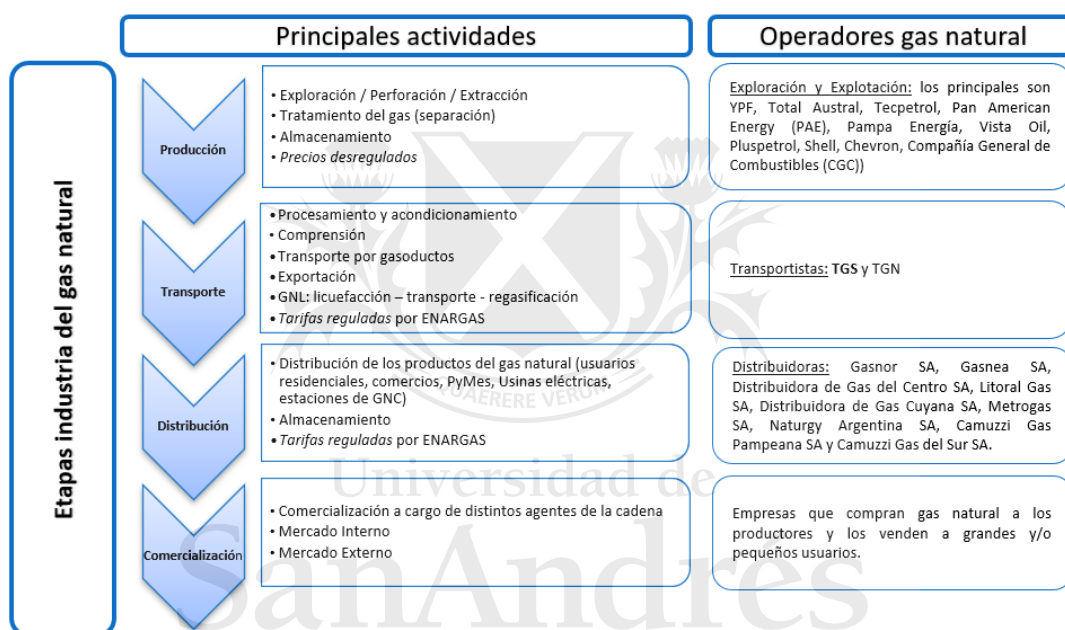


En cuanto a las distribuidoras actualmente existen nueve áreas geográficas operadas por empresas de distribución conforme a las licencias otorgadas a cada una. Las nueve empresas son: Gasnor SA, Gasnea SA, Distribuidora de Gas del Centro SA, Litoral Gas SA, Distribuidora de Gas Cuyana SA, Metrogas SA, Naturgy Argentina SA, Camuzzi Gas Pampeana SA y Camuzzi Gas del Sur SA.

Cabe aclarar que desde el año 2014 para una mayor transparencia y confiabilidad todas las transacciones de gas natural deben estar registradas en el Mercado Electrónico de Gas (MEGSA), institución independiente que opera en la Bolsa de Comercio.<sup>15</sup>

Para comprender en forma ilustrativa las cuatro etapas de la industria del hidrocarburo, se expone el siguiente esquema:

Gráfico 5 - Esquema de la cadena de gas natural.



Fuente: Elaboración propia según información obtenida en la presentación del Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética<sup>16</sup>.

Bajo este esquema podemos identificar a **TGS** como actor principal y líder del segmento transporte a través de la utilización del sistema de gasoductos del sur y en el segmento de procesamiento siendo uno de los procesadores líderes de gas natural y uno de los más importantes comercializadores de Líquidos, operando el Complejo Cerri y las instalaciones de despacho y logística en la localidad de Puerto Galván (ambos ubicados en cercanías de Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires).

<sup>15</sup> Carcagno, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

<sup>16</sup> Fuente: Recuperado en: <https://slideplayer.es/slide/11809785/>

## 2.4. Esquema tarifario

Tal lo descripto previamente, el sistema de suministro de gas natural por redes a los usuarios finales consta de la prestación de tres servicios: producción, transporte y distribución; donde cada uno de ellos requieren una remuneración.

Dado los tres componentes, las tarifas de gas natural para los usuarios de servicio completo se componen de los siguientes costos:

1. *Precio de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST);* precio no regulado sujeto a la libre negociación de productores y distribuidores, puesto que no ha sido definido como servicio público en la Ley de Gas Natural.

2. *Cargo por transporte;* y

3. *Cargo por distribución.*

Según la Ley de Gas Natural, los cargos de los dos últimos se encuentran regulados y son competencia del ENARGAS. Las tarifas por dichos conceptos llegan al usuario final a través de un cuadro tarifario en donde se detallan cargos fijos y variables (en el punto 2.5.1 *Reglamentación tarifas de transporte de gas natural*, se explica en detalle la composición de la tarifa de transporte). Los cuadros tarifarios antes de comenzar a regir deben pasar por un proceso administrativo y posterior Audiencia Pública.

A la estructura precedente se le debe adicionar la carga en impuestos municipales, provinciales y nacionales, junto con tasas y cargos por diversos fideicomisos para cada transportista y ruta de transporte. Actualmente existen dos "Cargos Fideicomiso de Gas" (CFG I y II) destinados a financiar las ampliaciones del sistema de transporte de gas y para gestionar la importación de gas natural para los períodos invernales.

Se debe considerar que las tarifas de gas que abonan los usuarios finales disminuyen a medida que se acorta la distancia entre los lugares de consumo y los yacimientos gasíferos, producto del menor impacto del costo del transporte.

En la estructura tarifaria del gas natural el precio del gas PIST representa el 40%, el 25% corresponde a tasas e impuestos, el 11% al transporte troncal y 24% a la distribución por redes domiciliarias.<sup>17</sup>

## 2.5. Consideraciones particulares: sistema de transporte

Las actividades principales de la empresa bajo estudio se concentran en la etapa de transporte por lo que se abordará detalladamente esta etapa de la industria del gas natural.

El sistema de transporte se compone fundamentalmente de diferentes tipos de *gasoductos* que transportan el gas natural, en Argentina a través de una red de 16.037 km de longitud, desde las cuencas de producción, con inyecciones en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), hasta los distintos puntos de entrega a los diversos tipos de usuarios de gas natural. Todos los gasoductos son subterráneos o submarinos.

En la actualidad, el transporte se realiza por medio de cañerías de acero revestido, a presiones de hasta 100 Kg/cm<sup>2</sup>, siendo 60/70 kg/cm<sup>2</sup> la presión más comúnmente empleada en nuestro país y de varios miles de kilómetros de longitud, uniendo las distintas cuencas con la demanda.

---

<sup>17</sup> Fuente: Información recuperada en: <https://www.energiaynegocios.com.ar/2021/03/energia-definira-en-abril-el-traslado-a-tarifa-del-gas-pist/>

Esta presión se llama MAPO (“máxima presión de operación”), y es un límite físico para la operación del gasoducto (Carcagno, 2014).

Las dos principales causas de fallas en gasoductos son la corrosión y los daños efectuados por terceros, teniendo la complicación de que al ser soterrados dificultan la visión. A fin de facilitar el mantenimiento preventivo y correctivo de las cañerías existen en forma adyacente al sistema de gasoductos bases de mantenimiento, que se encargan, entre otras cuestiones, del mantenimiento del sistema de protección catódica para asegurar la confiabilidad de los equipos y el correcto nivel de protección de las tuberías. Además, se realizan pasajes de inspección interna a través de dispositivos y herramientas inteligentes (denominadas “smart pigs”, con gran capacidad de almacenaje de datos que permiten leer la variación de espesor de pared de la tubería) para la identificación temprana de anomalías.

A medida que el gas se transporta por el gasoducto va perdiendo presión (“pérdida de carga”), razón por la cual es necesario aplicar presión para que continúe su desplazamiento. Sobre cada gasoducto del país y, aproximadamente, a una distancia de 150/200 km, se ubica una Planta Compresora, la cual tiene grandes equipos de impulsión (compresores) que le brindan al gas la fuerza de empuje necesaria para recorrer el gasoducto hasta la siguiente planta, y así sucesivamente hasta los centros de consumo. La potencia de las Plantas Compresoras se mide en HP.

La prestación del servicio de transporte de gas puede realizarse de dos formas:

- *Servicios de transporte en firme* (o no interrumpible), es una característica del servicio brindado a los clientes que no prevé interrupción, salvo en situaciones de emergencia o fuerza mayor. Existe una reserva de capacidad previa.
- *Servicio de transporte interrumpible*, es una característica del servicio que prevé y permite interrupciones mediante el correspondiente aviso al cliente. Tienen un menor costo y no existe reserva de capacidad.

Universidad de

La capacidad nominal de inyección de un gasoducto o sistema de gasoductos refiere a la cantidad de metros cúbicos de gas natural que pueden transportar desde uno o varios puntos de recepción hasta uno o varios puntos de entrega; los primeros se entienden como los puntos donde se carga el gas natural y los segundos como los puntos donde se lo descarga o entrega.<sup>18</sup>

En el período 2021 se inyectaron 124,06 MM m<sup>3</sup>/día, que resulta en una capacidad nominal de inyección instalada para dicho período de 150,25 MM m<sup>3</sup>/día, lo cual nos arroja un factor de capacidad<sup>19</sup> de 83%.

En el siguiente gráfico, se observa la evolución de la expansión de la capacidad nominal de transporte del sistema licenciado en MM m<sup>3</sup>/día la cual desde el año 2015 no presenta extensión nominal. También se puede observar la evolución de los volúmenes de gas inyectados al sistema de transporte en MM m<sup>3</sup>/día, en donde en términos generales los volúmenes aumentan en el quinquenio 2015-2019, presentando una disminución en el año 2020 como consecuencia del impacto de las medidas contra el COVID (caída del 5,94%). En el período 2021, ya se puede apreciar la recuperación con un aumento del 3,59%. Con respecto al factor de capacidad el mismo se mantiene en la cota de 84% durante el período bajo análisis.

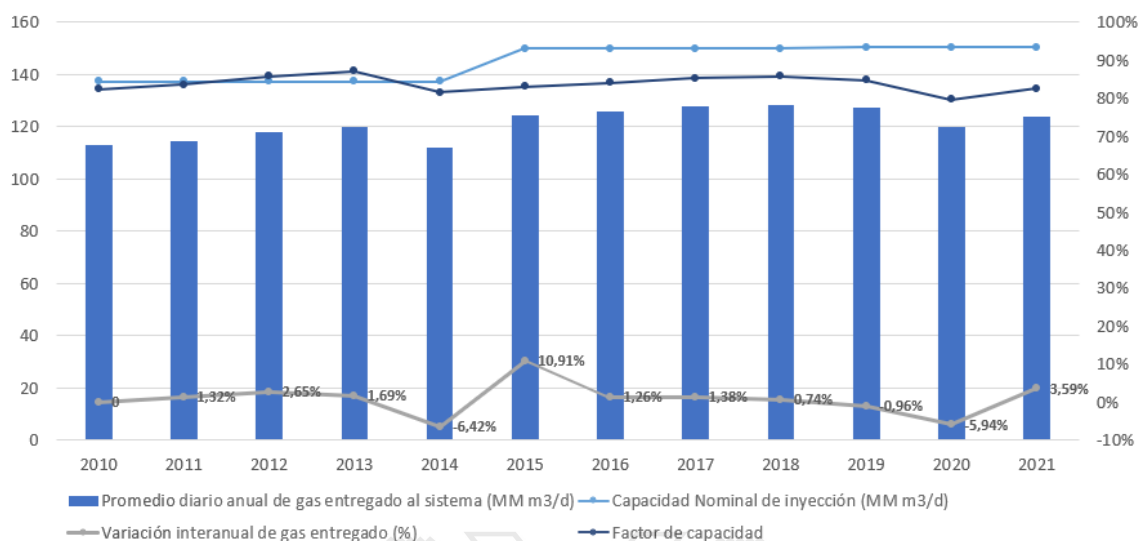
---

<sup>18</sup> Fuente: Informe anual 2020 (ENARGAS).

<sup>19</sup> Factor de capacidad: corresponde al cociente entre las entregas promedio diarias y la capacidad nominal instalada.



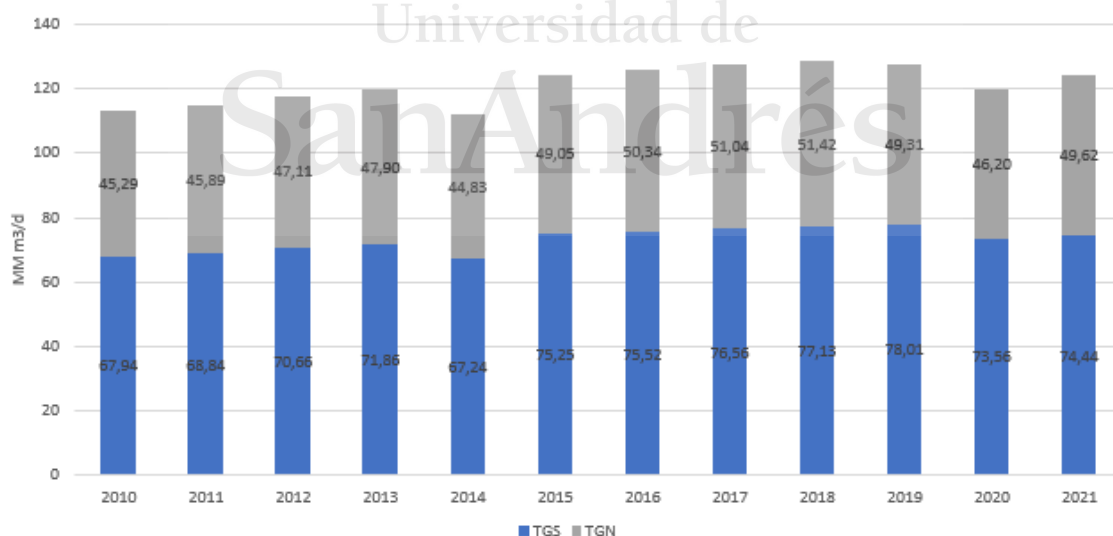
Gráfico 6 - Evolución de la inyección de gas al sistema y capacidad nominal instalada. Argentina. Período 2010-2021.



Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos del ENARGAS.

En cuanto a la participación del volumen inyectado al sistema licenciado de transporte por transportista se evidencia la supremacía por parte de **TGS** durante los períodos bajo análisis, concentrando en el año 2021 el 60% de participación.

Gráfico 7 - Evolución de la participación del volumen inyectado al sistema licenciado de transporte por transportista. Argentina. Período: 2010-2021.



Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos del ENARGAS.

Respecto a la participación de los volúmenes inyectados por gasoducto, se advierte que, dentro del sistema de **TGS**, en el período 2021 el gasoducto General San Martín concentra los valores más altos de volúmenes inyectados (promedio 26% del total sistema), seguido por el gasoducto Centro Oeste (promedio 24% del total sistema) dentro del sistema de TGN.

Tabla 3 - Participación de los volúmenes inyectados por gasoducto. Argentina. Período: 2008-2021.

Transportista	Gasoducto	2008	2015	2019	2020	2021
TGS	Neuba I + Cordillerano	13%	15%	15%	13%	13%
	Neuba II	22%	15%	19%	22%	21%
	Gral. San Martin	25%	30%	27%	27%	26%
	<b>TOTAL TGS (MM m<sup>3</sup>/d)</b>	<b>67,68</b>	<b>75,25</b>	<b>78,01</b>	<b>73,56</b>	<b>74,44</b>
TGN	Norte	17%	18%	14%	16%	16%
	Centro Oeste	22%	22%	25%	23%	24%
	<b>TOTAL TGN (MM m<sup>3</sup>/d)</b>	<b>43,93</b>	<b>49,05</b>	<b>49,31</b>	<b>46,20</b>	<b>49,62</b>
	<b>TOTAL SISTEMA (MM m<sup>3</sup>/d)</b>	<b>111,61</b>	<b>124,30</b>	<b>127,32</b>	<b>119,76</b>	<b>124,06</b>

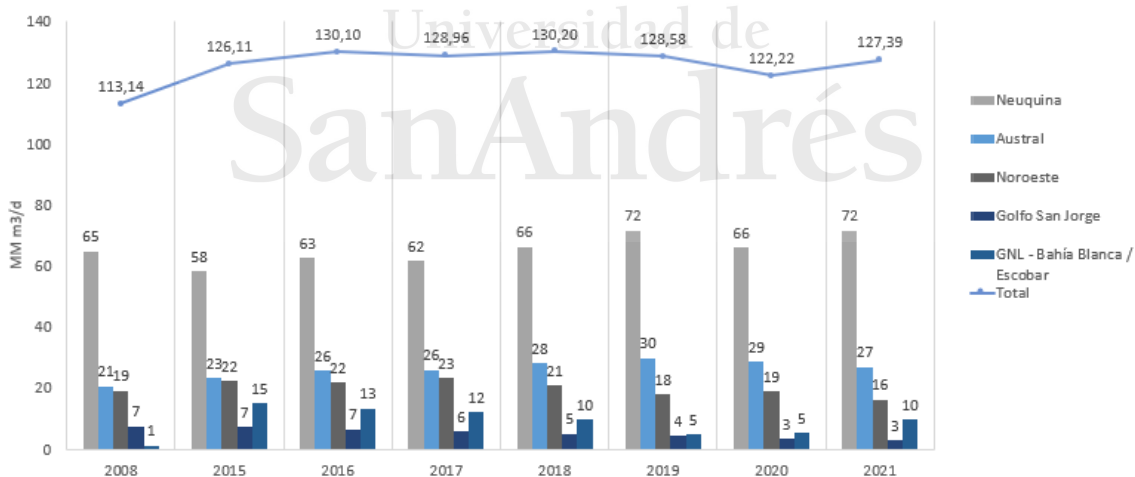
Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos del ENARGAS.

En el próximo gráfico podemos apreciar la evolución del gas inyectado al sistema de transporte por cuenca. En términos generales se observa un incremento durante todo el período bajo análisis a excepción del año 2020 evidenciado por el contexto de pandemia COVID-19.

Cabe mencionar que en el período 2015 hubo un aumento considerable de la participación de inyección de GNL importado debido a la baja de disponibilidad de oferta nacional de gas natural (se observa la baja participación de la cuenca neuquina 2008-2015). Asimismo, para los períodos 2018-2020, sucedió lo contrario por lo que no se evidenció importación de GNL.

En el período 2021, la mayor participación de los volúmenes recibidos por cuenca se intensifica en la cuenca neuquina concentrando los valores más elevados (56%), seguidos por la cuenca Austral (21%).

Gráfico 8 - Evolución del gas inyectado al sistema de transporte por cuenca. Argentina. Período: 2008-2021.



Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos del ENARGAS.

### 2.5.1. Reglamentación tarifas de transporte de gas natural

Con relación a la reglamentación de las tarifas, nos vamos a referir en particular al componente “costo de transporte”, que remunera el servicio brindado por **TGS**.

Las tarifas de transporte que abonan los clientes de las empresas transportistas se presentan en forma variable para el servicio de transporte interrumpible y de intercambio y desplazamiento; y en un cargo fijo para los usuarios de transporte en firme.

Con dicha metodología, la tarifa en firme se conforma por un cargo fijo por reserva de capacidad y está expresado como un costo mensual máximo basado en los m<sup>3</sup>/d de la capacidad de transporte reservada. Mientras que la tarifa para el servicio de transporte interrumpible está expresada como una tarifa por cada 1.000 m<sup>3</sup> de gas natural transportado. A su vez, para cada servicio los clientes están obligados a entregar una reserva de gas natural en especie expresado como un porcentaje máximo del gas recibido, con el fin de compensar el gas consumido o perdido en la prestación del servicio de transporte (en la práctica se asemeja al método “grossing up”). Cabe aclarar que dicha compensación no es entrega al transportista sino al productor.

Las tarifas están discriminadas y varían conforme a las zonas transitadas desde el punto de recepción hasta el punto de entrega.

Debido al pago de la reserva de capacidad de transporte, las tarifas de los servicios en firme son mayores a las interrumpibles.

A modo de visualizar lo expuesto, se adjuntan en el **Anexo I** los últimos cuadros tarifarios aplicables al transporte en firme e interrumpible aprobados por ENARGAS. El de la Resolución N° 192/2019 con vigencia a partir del 01 de abril de 2019, y la Resolución N°60/2022 vigentes a partir del 01 de marzo de 2022.

#### 2.5.1.1. Ajuste tarifas de transporte – Revisión tarifaria integral (RTI)

Las tarifas de transporte al momento del otorgamiento de la licencia fueron establecidas en dólares estadounidenses convertibles a pesos argentinos al momento de la facturación y con una periodicidad semestral. Adicionalmente, las licenciatarias podían ajustar sus tarifas cada cinco años de acuerdo con los factores de eficiencia (X) y de inversión (K) determinados por ENARGAS. Asimismo, las tarifas previa aprobación del ente regulador podían ajustarse en forma periódica para reflejar las variaciones en los costos de prestación (operativos y depreciación) y los producidos por cambios en legislación impositiva, de tal forma de obtener una rentabilidad razonable que permita la prestación de un servicio eficiente.

Sin embargo, a través de la Ley N° 25.561/2002 (“Ley de Emergencia Pública”)<sup>20</sup>, se eliminó cualquier cláusula de ajuste de las tarifas por el valor del dólar estadounidense y aquellas basadas en índices de precios de otros países, y se autorizó al Estado Nacional a renegociar los contratos de servicios públicos -entre ellos los de licencia de transporte- hasta la vigencia de la Ley (31 de diciembre de 2017). Desde la aplicación de la Ley de Emergencia Pública y hasta fines del 2016, las empresas de transporte experimentaron múltiples acuerdos transitorios con distintos niveles de incremento tarifario.

En marzo de 2017 se da por finalizada la renegociación de los contratos de servicio públicos y entran en vigor las resoluciones de la Revisión Tarifaria Integral (RTI). Con la resolución N° 4362 del ENARGAS:

- Se asegura el mínimo de precio indispensable para una prestación de servicios eficiente y segura;

---

<sup>20</sup> Ley de Emergencia Pública N° 25.561. Sancionada el 06 de enero de 2002. El precio del gas pasó de un contexto de libre negociación de las partes a uno de intervención estatal. Amparó la intervención estatal en la regulación del precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), precios que debían resultar de la libre negociación entre productoras y distribuidoras.

- Surge un nuevo cuadro tarifario y acuerdos transitorios, lo que significó incrementos escalonados en tres etapas: 01 de abril de 2017 (incremento del 64,2%), 01 de diciembre de 2017 (incremento del 80,8%) y el 01 de abril de 2018 (incremento del 50%).
- Se establece un mecanismo de ajuste semestral basados en la evolución del índice de Precios Internos al por Mayor (IPM) publicado por el INDEC. Dicho incremento requiere la aprobación por parte de ENARGAS;
- Se fija un Plan de Inversiones Quinquenales (2017-2021), el cual deberá ser presentado por las transportistas al ENARGAS para su consideración y fijación del costo de las tarifas.

Luego de finalizado el proceso de RTI (marzo 2018), se continuó con el proceso de convocatoria de Audiencia Pública y adecuación semestral de las tarifas para el servicio de transporte de gas natural, desde el 01 de octubre de 2018 se aprobó un incremento del 19,67% (menor al incremento del IPM), el 01 de abril de 2019 un incremento del 26% (en esta oportunidad considerando la evolución del IPM).

Con respecto al ajuste que debía entrar en vigencia a partir del 01 de octubre de 2019, el mismo se postergó como consecuencia de la entrada en vigencia de la Ley N° 27.541/2019 (“Ley de Solidaridad”), la cual declara la emergencia tarifaria y energética para asegurar la continuidad y normalidad del servicio público, estableciendo un congelamiento de las tarifas de transporte de gas natural por un período máximo de 180 días a partir del 23 de diciembre de 2019 (plazo posteriormente prorrogable por 180 días adicionales y luego por un plazo adicional de 90 días calendario o hasta que entre en vigor los nuevos cuadros tarifarios transitorios, lo que ocurra primero).

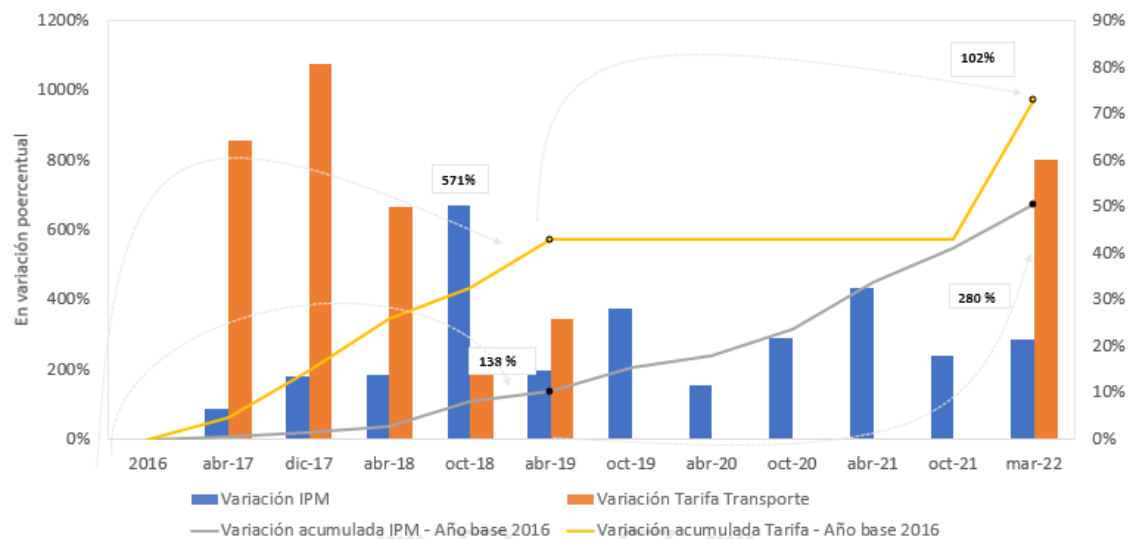
Con fecha 1° de junio de 2021, mediante la resolución N° 149/2021, ENARGAS aprueba un Régimen Tarifario de Transición (RTT) para las licenciatarias de transporte de gas, el cual dispone: (a) que las tarifas seguirán congeladas (b) continuar con la prestación de servicio de transporte de gas (c) prohibición de distribución de dividendos, pagar anticipadamente préstamos con accionistas y adquirir empresas u otorgar créditos, excepto autorización del ENARGAS (d) que durante la RTT no aplica ningún plan de inversiones obligatorias.

Hasta el 1° de marzo de 2022 (incremento del 60%) mediante la implementación del Acuerdo Transitorio 2022 (dentro del marco del RTT), y a pesar de los múltiples reclamos por parte de **TGS** con el fin de lograr una tarifa justa y razonable para el segmento de transporte de gas natural, los cuadros tarifarios se mantuvieron sin variaciones.

Por otro lado, en el año 2005 se creó el Cargo por Acceso y Uso (CAU) el cual es un derecho a percibir un cargo por la capacidad de transporte adicional que requieren los clientes o que financiaron sus expansiones mediante anticipos y es financiado por el ENARGAS. Desde su creación el CAU fue incrementado en un 73% a partir del 01 de mayo de 2015, 200% desde el 01 de abril de 2016 y en un 29% desde el 01 de diciembre de 2017.

En el siguiente gráfico se puede visualizar como hasta el período abril 2019, en donde existía una política de actualización de tarifas por parte del Gobierno Nacional, la variación de tarifas de transporte fue superior al incremento del IPM (571% y 138%, respectivamente). Luego, a partir de dicha fecha es notorio el retardo en la actualización del costo de la tarifa respecto a la evolución del IPM. Si tomamos el último incremento realizado en abril 2019 y los proyectamos al recientemente aprobado a fines de febrero 2022, la variación acumulada de la tarifa de transporte de gas natural presenta un incremento del 102% muy inferior al 280% de la variación del IPM.

Gráfico 9 - Evolución de la tarifa de transporte de gas natural e IPM. Argentina. Período: 2017-2022.



Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de INDEC y resoluciones del ENARGAS.

### 3. Situación del gas natural en Argentina

#### 3.1. Fuentes de energía

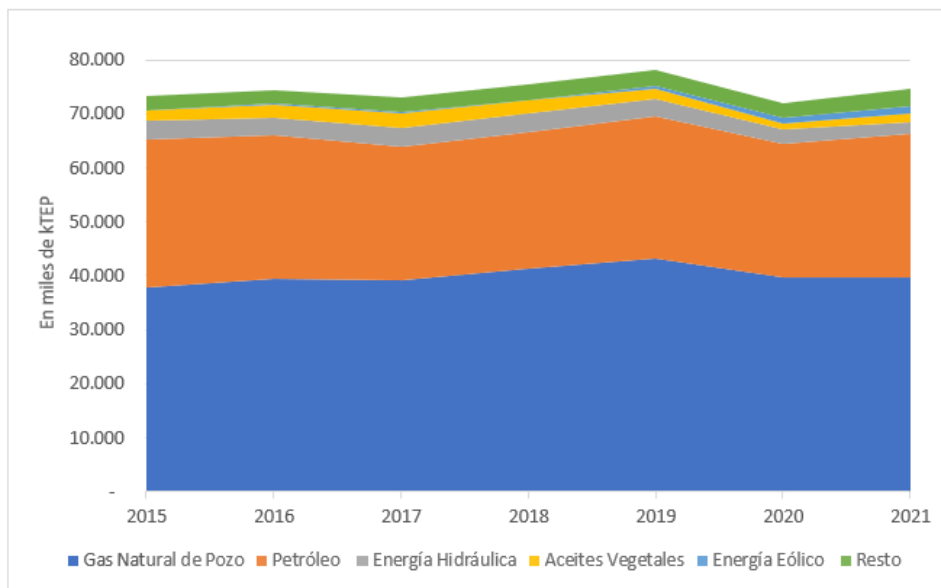
Nuestro país posee una gran variedad de fuentes energéticas destacándose por los numerosos yacimientos de hidrocarburos en donde actualmente tiene protagonismo la formación denominada Vaca Muerta, ubicada en la cuenca neuquina, donde se está desarrollando la explotación del recurso mediante el método de extracción no convencional. El territorio argentino también se encuentra abastecido de energía eléctrica, disponiendo para su obtención diferentes tecnologías como hidráulicas, eólicas, solares, etc. Se destacan dos grandes emprendimientos hidráulicos binacionales como Salto Grande y Yacyretá.

Cabe la aclaración de que no existe consumo final proveniente de la oferta primaria (recursos naturales sin transformar) sino que hay un proceso previo de transformación en plantas donde se modifica la energía que ingresa mediante proceso físicos o químicos (refinería, plantas de tratamiento de gas, centrales eléctricas, etc) para finalmente evolucionar como oferta secundaria (producto de la transformación: gas de redes, naftas, energías eléctricas.).<sup>21</sup>

En el siguiente gráfico se observa que la mayor concentración de fuentes de energía, expresadas en Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP), se encuentra en los hidrocarburos, representando un 89% (53% gas natural en pozo y 36% petróleo). Asimismo, debemos mencionar que la producción de gas natural en pozo ha tenido un 5% de expansión en los últimos años (2015-2021).

<sup>21</sup> Informes de cadena de valor – Hidrocarburos – Año 7 - N° 62 – abril 2022– Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado en: [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ficha\\_sectorial\\_hidrocarburos\\_web.pptx.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ficha_sectorial_hidrocarburos_web.pptx.pdf)

Gráfico 10 - Evolución producción fuentes de energía en Argentina. Período: 2015-2021.



(1) Resto: Compuesto por bagazo, aceites y alcoholes vegetales, leña, energía solar y otros primarios

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación<sup>22</sup>.

Asimismo, si la comparamos contra países de la región, podemos observar el predominio en el consumo de gas natural en nuestro país. Representando el 53% de la matriz energética, siendo la media de la región de Latinoamérica del 21% y superando también al promedio de consumo en América del Norte.

Tabla 4 - Comparativo de consumo de energía en América. Año 2021.

	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Energía Nuclear	Energía Hidráulica	Renovable	TOTAL
Canadá	30%	31%	3%	6%	26%	4%	100%
México	38%	47%	3%	2%	5%	6%	100%
Estados Unidos de América	38%	32%	11%	8%	3%	8%	100%
<b>Promedio Total América del Norte</b>	<b>37%</b>	<b>33%</b>	<b>10%</b>	<b>7%</b>	<b>6%</b>	<b>7%</b>	
Argentina	36%	53%	1%	2%	3%	5%	100%
Brasil	35%	12%	6%	1%	27%	19%	100%
Chile	44%	14%	16%	0%	9%	17%	100%
Colombia	36%	24%	7%	0%	29%	4%	100%
Ecuador	65%	3%	0%	0%	32%	1%	100%
Peru	43%	24%	4%	0%	25%	4%	100%
Trinidad & Tobago	9%	91%	0%	0%	0%	0%	100%
Venezuela	29%	42%	0%	0%	28%	0%	100%
Otros de América del Sur y Centro América	60%	8%	6%	0%	18%	8%	100%
<b>Promedio Total América del Sur y Centro América</b>	<b>40%</b>	<b>21%</b>	<b>5%</b>	<b>1%</b>	<b>22%</b>	<b>12%</b>	

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de BP Statistical Review of World Energy.<sup>23</sup>

<sup>22</sup> Balances energéticos. Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>

<sup>23</sup> BP Statistical Review of World Energy. Recuperado de: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>



### 3.1.1. Oferta de gas natural

El territorio argentino cuenta con veinticuatro cuencas, de las cuales doce se encuentran en tierra firme, ocho están ubicadas offshore y las restantes seis combinan mar y tierra firme. Actualmente la producción se concentra en cinco cuencas: Cuenca Neuquina y Cuyo (centro del país); Austral y Golfo San Jorge (sur del país) y Cuenca Noroeste (norte del país).

Según el último informe de Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA), en la totalidad de las cuencas existen 802 billones de pies cúbicos de gas no convencional y 27 mil millones de barriles de petróleo no convencional con un potencial para garantizar 60 años de consumo de petróleo y 170 años de gas.<sup>24</sup>

Según datos brindados por el Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG), al cierre del año 2021 las reservas probadas y producción de gas natural fueron de 397MM y 47MM, respectivamente, arrojando un horizonte de reservas de 8,45 años. Si a dichas reservas se le adiciona un 50% de las reservas probables, las cuales ascienden a 191MM, el horizonte potencial se incrementa a 10,49 años.

Tabla 5 - Reservas, producción y horizonte de gas natural. Año 2021

Cuenca	Reservas probadas (M m <sup>3</sup> )	Reservas probables (M m <sup>3</sup> )	Reservas probadas + 50% probables (M m <sup>3</sup> )	Producción Año 2021 (en M m <sup>3</sup> )	Horizonte (*) (reservas probadas)	Horizonte (reservas probadas+ 50%)
Austral	96.130	60.210	126.235	10.362	9,28	12,18
Golfo de San Jorge	36.393	15.481	44.134	3.894	9,35	11,33
Neuquina y Cuyana	252.607	114.616	309.915	31.302	8,07	9,90
Noroeste	12.116	1.355	12.794	1.458	8,31	8,78
<b>TOTAL</b>	<b>397.247</b>	<b>191.662</b>	<b>493.078</b>	<b>47.015</b>	<b>8,45</b>	<b>10,49</b>

(\*) Horizonte en Años = Reservas probadas / Producción

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de IAPG y Estados Financieros de TGN.

Ilustración 2 - Mapa de cuencas sedimentarias, productivas y no productivas en Argentina.



Fuente: Ilustración obtenida de la página web de Fundación YPF<sup>25</sup>.

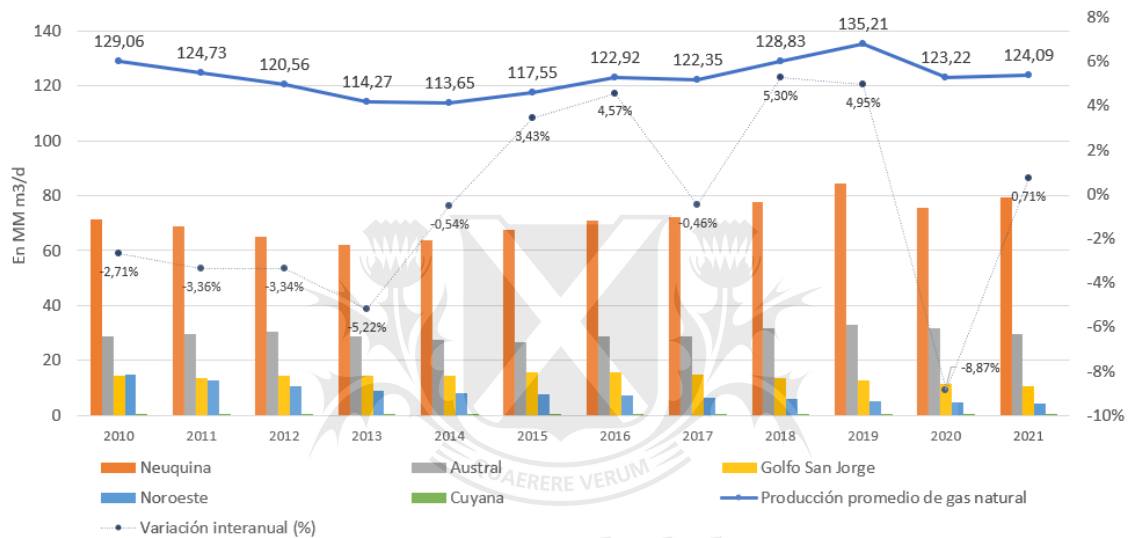
<sup>24</sup> Fuente: <https://www.bbva.com/es/segunda-reserva-mundial-vaca-muerta-llama-gran-carta-crecimiento-argentino/>

<sup>25</sup> Fuente: Fundación YPF. Recuperado en: [https://energiasdemipais.educ.ar/edmp\\_recurso/mapa-de-cuencas-sedimentarias/](https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_recurso/mapa-de-cuencas-sedimentarias/)

En el gráfico N° 11 visualizamos un incremento en la producción de gas natural a partir del año 2015 logrando su punto máximo en el año 2019, equivalente a una expansión de 21,56 MM m<sup>3</sup>/d. Este efecto fue producto de la incorporación en la producción de los recursos no convencionales de la cuenca neuquina, en particular la formación Vaca Muerta. Se observa en el año 2020 una caída pronunciada de casi el 9% de la producción como consecuencia del impacto sobre la actividad de las medidas preventivas frente al COVID-19.

En el año 2021 se evidencia una leve recuperación, liderado por la cuenca neuquina la cual compensó la menor producción de las restantes cuencas.

Gráfico 11 - Evolución de la producción de gas natural discriminada por cuenca productiva. Argentina. Período: 2010-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del ENARGAS.

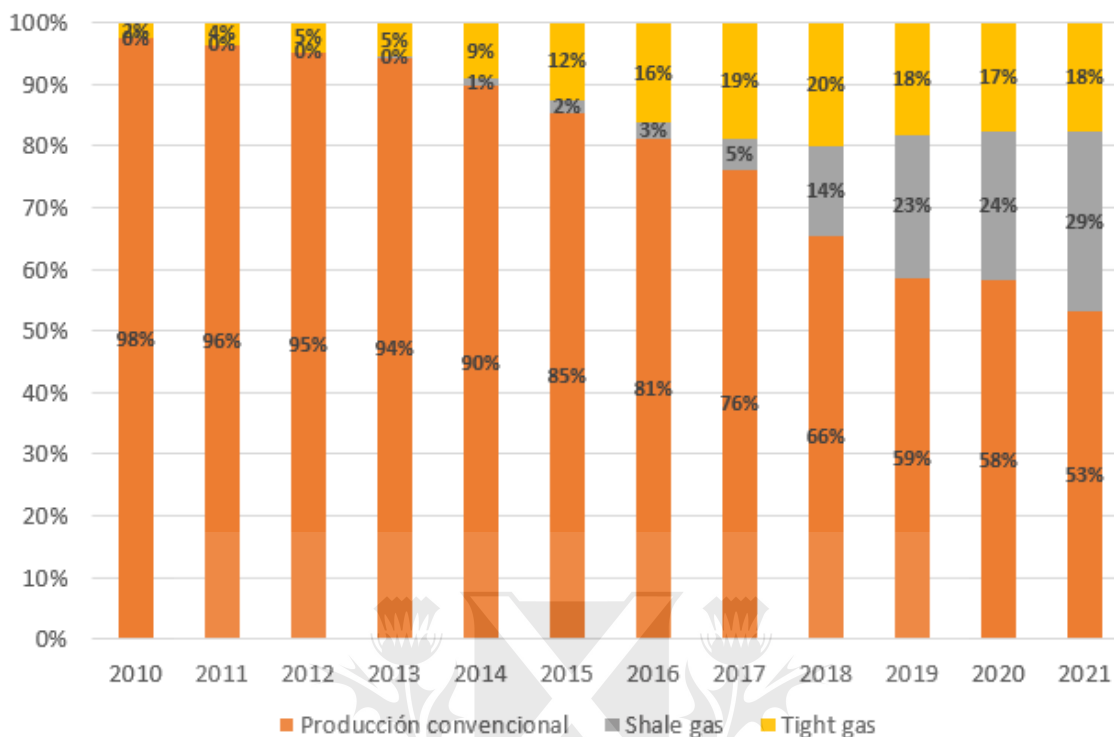
Como consecuencia de la menor producción, aumento del consumo de centrales eléctricas y aumento de la importación de GNL, el gobierno de la Nación estableció el Plan GasAr<sup>26</sup> en donde los productores se comprometen a mantener y/o expandir la curva de producción. Adicionalmente, en forma semestral la Secretaría de Energía convoca a licitaciones para fijar el volumen base y los precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST).

Si bien en el año 2021 la producción convencional de gas representó el 53%, este tipo de producción presenta una tendencia bajista debido al aumento de la extracción de recursos no convencionales (shale y tight gas). La producción a partir de recursos no convencionales representa actualmente el 47%, cuando en 2014 solo participaban con el 10%.

<sup>26</sup> Decreto 892/2020 del Poder Ejecutivo Nacional (PEN) en donde se establece un esquema de gas natural para el período 2020-2024 (podrá ser prorrogado) garantizando el abastecimiento de la demanda de gas natural con incentivos para fomentar la producción en las cuencas y de esta forma los productores deberán garantizar la curva de producción sosteniendo y/o aumentando los niveles actuales.



Gráfico 12 - Evolución de la producción de gas natural discriminada por tipo de recurso. Argentina. Período: 2010-2021.



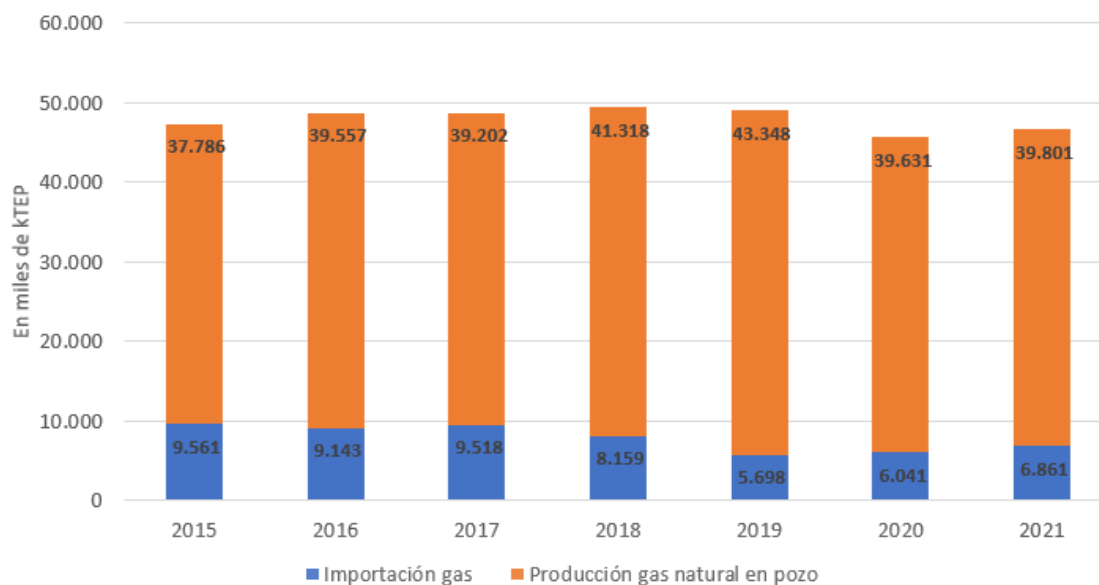
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del ENARGAS.

La oferta de gas en Argentina también está compuesta por la importación, para ello existe un convenio con Bolivia y por otra parte la importación de GNL por vía marítima, re-gasificado e inyectado en el sistema de transporte de gas natural en el puerto de Escobar, provincia de Buenos Aires.

La importación de gas desde el año 2015 presenta un comportamiento decreciente e inversamente proporcional al aumento de la producción de gas no convencional. Esto nos da la pauta de la necesidad en cuanto a materia energética de la implementación de un marco jurídico previsible que permita un desarrollo sostenible en Vaca Muerta, lo cual traerá una mejora en el saldo de la balanza comercial.

Asimismo, hay que considerar que la brecha entre la producción y el consumo de gas se amplía durante los meses de verano, pero luego en meses de invierno la producción es insuficiente para satisfacer la demanda de consumo residencial por lo que nuestro país requiere de importación de gas natural. El mismo comportamiento estacional, pero a menor escala, sucede con el consumo comercial en épocas vinculadas al turismo y el consumo industrial ligado a la cosecha.

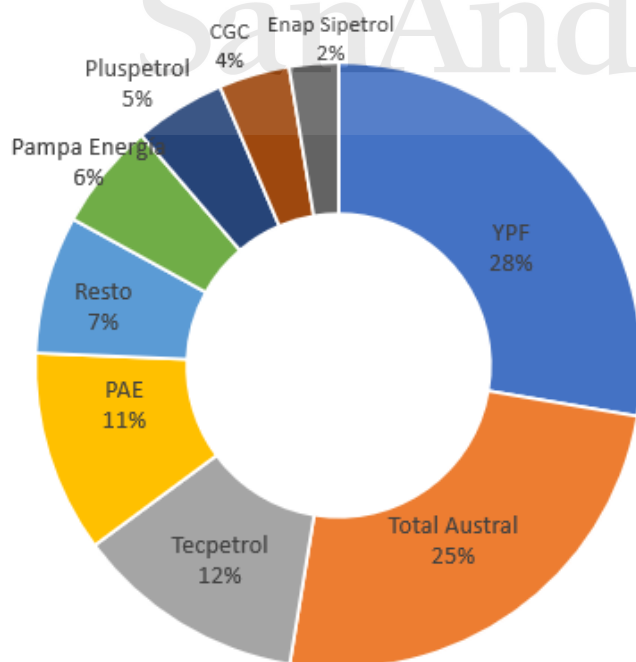
Gráfico 13 - Evolución de la importación y producción de gas natural. Argentina. Período: 2015-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Con respecto a los productores de gas natural, si bien en Argentina existe una gran cantidad de operadores la producción se encuentra altamente concentrada. En el año 2021 el 76% de la producción se concentró en cuatro productores: YPF, Total Austral, Tecpetrol y Pan American Energy.

Gráfico 14 - Concentración de producción de gas natural discriminada por operadores. Argentina. Año 2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de ENARGAS.

En cuanto a **TGS**, debemos destacar que el sistema de gasoductos está conectado a las cuencas Neuquinas, Austral y del Golfo San Jorge. Las cuencas en donde más predomina la producción son la Neuquina (64%) y Austral (24%).

En el período 2021, el 61% del gas natural transportado por **TGS** se originó en la cuenca neuquina y el resto provino principalmente de la cuenca Austral y del buque de regasificación de GNL ubicado en Escobar.

### 3.1.2. Vaca Muerta

Como se pudo apreciar en acápite anteriores la producción de hidrocarburos no convencionales tuvo un incremento significativo en los últimos cinco años. Esto se debe en gran medida a la reserva Vaca Muerta, depósito de sedimentos marinos de la era Mesozoica, período jurásico en la cuenca neuquina.

Es una formación rocosa de más de 35 mil km<sup>2</sup> (se extiende por las provincias de Neuquén, La Pampa, Rio Negro y Mendoza). En dicha zona está presente el 40% del gas y el 60% del petróleo no convencional del país, posicionándola como la reserva de gas y petróleo no convencional más grande de Argentina y la segunda más grande del mundo con más recursos no convencionales de gas natural (superada por China) y la cuarta en lo que respecta a petróleo no convencional (Administración de Información Energética de Estados Unidos "EIA", 2013)<sup>27</sup>

Además, los últimos datos actualizados por la EIA estimaron que Vaca Muerta contiene recursos de hidrocarburos recuperables por un total de 308 billones de pies cúbicos de gas natural y más de 16 mil millones de barriles de petróleo.

Estas increíbles cifras convierten a dicha reserva como de vital importancia y la más prometedora para poder revertir décadas con estancamiento económico en el país.

En cuanto a **TGS**, Vaca Muerta la posiciona en una situación privilegiada ya que los sistemas de gasoductos licenciados están conectados a la cuenca neuquina. Aunque dicha cuenca también es compartida con TGN, en el año 2021 el 54% del gas proveniente de la misma fue transportado por **TGS** y el 46% restante por TGN.

---

<sup>27</sup> Fuente: <https://www.bbva.com/es/segunda-reserva-mundial-vaca-muerta-llama-gran-carta-crecimiento-argentino/>

Ilustración 3 - Ubicación geográfica de la formación Vaca Muerta.



Fuente: Ilustración obtenida de la sección Vaca Muerta de la Secretaría de Energía de la Nación.<sup>28</sup>

### 3.2. Producción de GLP

El GLP, compuesto en su mayoría por butano y propano, es el principal producto (envasado en garrafas) consumido por residentes que no pueden acceder a las redes de distribución de gas ya sea por falta de acceso en su zona geográfica o por habitar en hogares de bajos recursos.

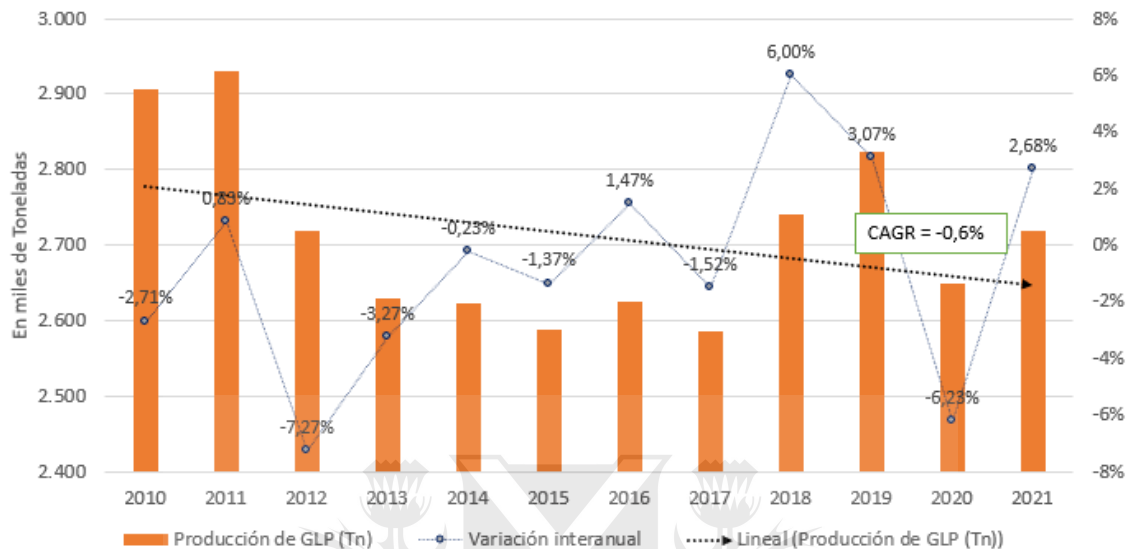
Se puede obtener tanto del petróleo como del gas natural. Para obtenerlo del petróleo se realiza un proceso de refinación del hidrocarburo y en el caso del gas natural por destilación fraccionada en plantas de tratamiento.<sup>29</sup>

<sup>28</sup> Vaca Muerta. Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/mapas>

<sup>29</sup> Carcagno, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

La producción de GLP demuestra una leve tendencia bajista durante los últimos diez años reduciéndose a una tasa anual acumulada del 0,6%. Entre el período 2013-2017 la producción se vio afectada considerablemente estableciendo pisos en los años 2015 y 2017 en el rango de 2.500 M de toneladas (gráfico N° 15).

Gráfico 15 - Evolución de la producción anual de GLP. Argentina. Período: 2010-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Gobierno de Energía.<sup>30</sup>

La producción se encuentra compartida prácticamente en partes iguales por butano y propano, originándose el 73% en plantas de tratamiento de gas y el 27% restante en refinerías.<sup>31</sup>

Con respecto a los productores de GLP, el 85% se encuentra compartido por las empresas YPF, TGS y MEGA; el grupo se completa entre otros por PAE, Raizen Argentina y Refinor.

### 3.3. Demanda de gas natural

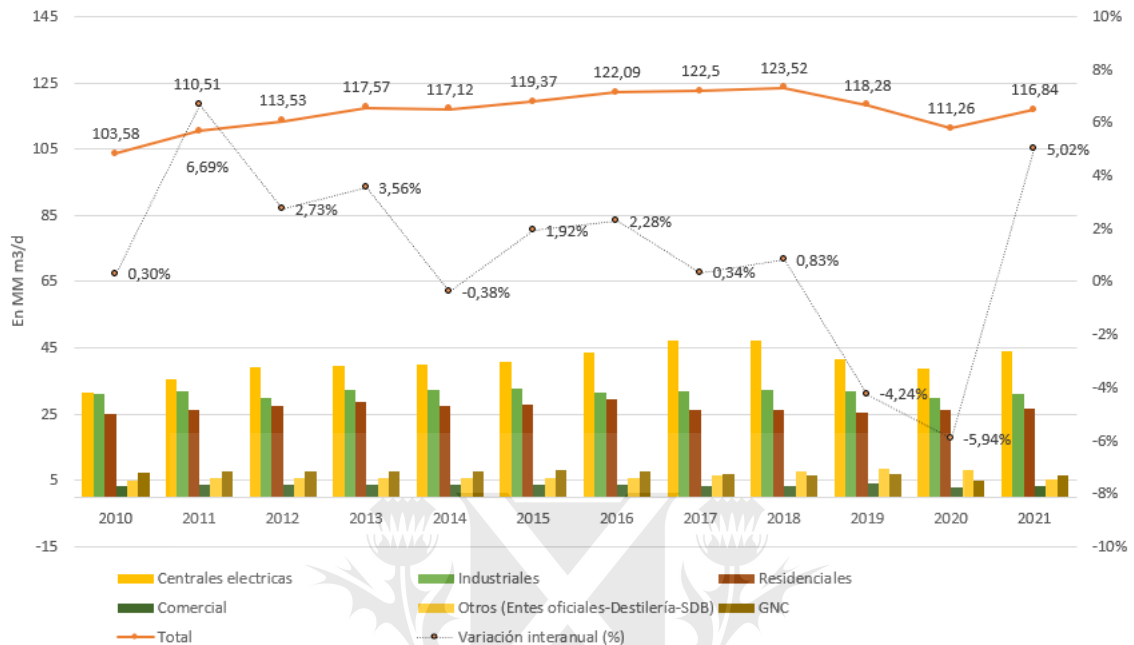
Durante los últimos años el consumo de gas natural en Argentina ha tenido un protagonismo importante, alcanzando una participación promedio del 41% sobre el consumo total de energía nacional, el 30% del consumo lo constituye el petróleo y el restante 29% corresponde a la energía eléctrica, carbón de leña, bioetanol y biodiesel.

<sup>30</sup> Recuperado de: <http://datos.energia.gov.ar/dataset/comercializacion-hidrocarburos-glp-plantas-fraccionadoras/archivo/7c0901e0-2ec5-42b9-82c4-102016cec4dd>

<sup>31</sup> Balances energéticos. Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado de: <https://www.argentina.gov.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>

El siguiente gráfico nos muestra la evolución del consumo de gas natural por tipo de consumidor entre los años 2010 y 2021:

Gráfico 16 - Evolución del consumo de gas natural por tipo de consumidor. Argentina. Período: 2010-2021.



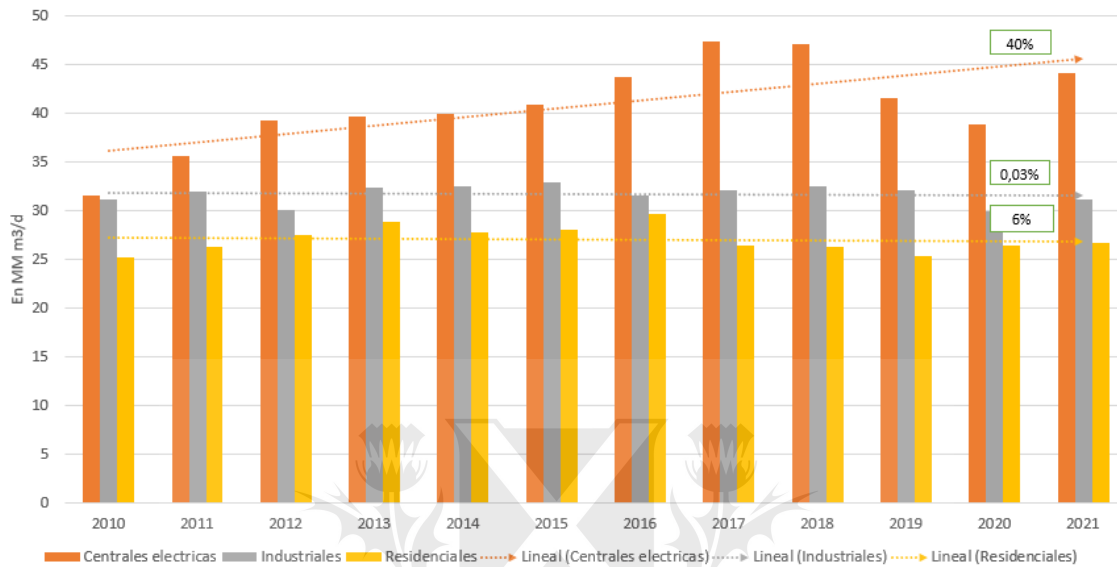
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del ENARGAS.

Como se puede observar el consumo de gas natural entre el período 2016-2020 registró una caída equivalente de 10,33 MM m³/d, aclarando que en el año 2020 el comportamiento negativo se atenuó producto del COVID-19. En el año 2021, y con la reactivación económica, se puede apreciar un repunte del 5,02%.

Las centrales eléctricas, el consumo industrial y residencial concentran aproximadamente el 87% del consumo total de gas natural en Argentina, por lo que nos enfocaremos en analizar su evolución y los motivos de dichos comportamientos.

En el gráfico N° 17 se puede observar la predominancia en el crecimiento del consumo en centrales eléctricas para el período evaluado, con una tendencia alcista del 40%, un escaso consumo residencial que no supera el 6% y un estancamiento en la tendencia del consumo industrial.

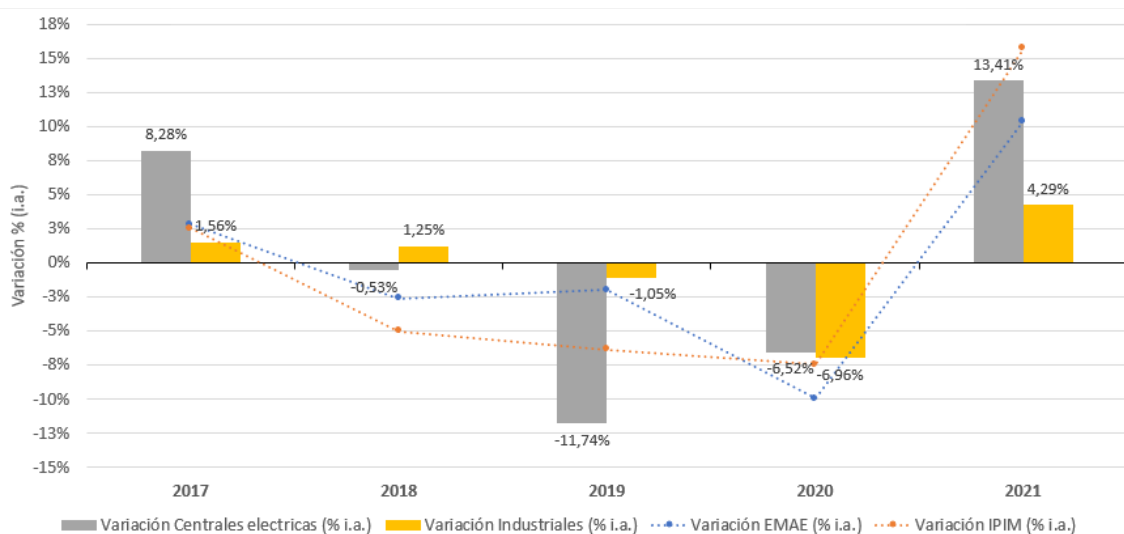
Gráfico 17 - Evolución del consumo de gas natural en centrales eléctricas, industriales y residenciales. Argentina. Período: 2010-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del ENARGAS.

Para comprender el comportamiento del consumo en las centrales eléctricas e industriales, se procedió a vincularlo con variables como los indicadores de actividad económica e industrial, Estimador Mensual de la Actividad (EMA) e Índice de Producción Industrial Manufacturero (IPI).

Gráfico 18 - Relación del consumo de gas en centrales eléctricas e industria con EMA e IPI. Argentina. Período: 2017-2021.

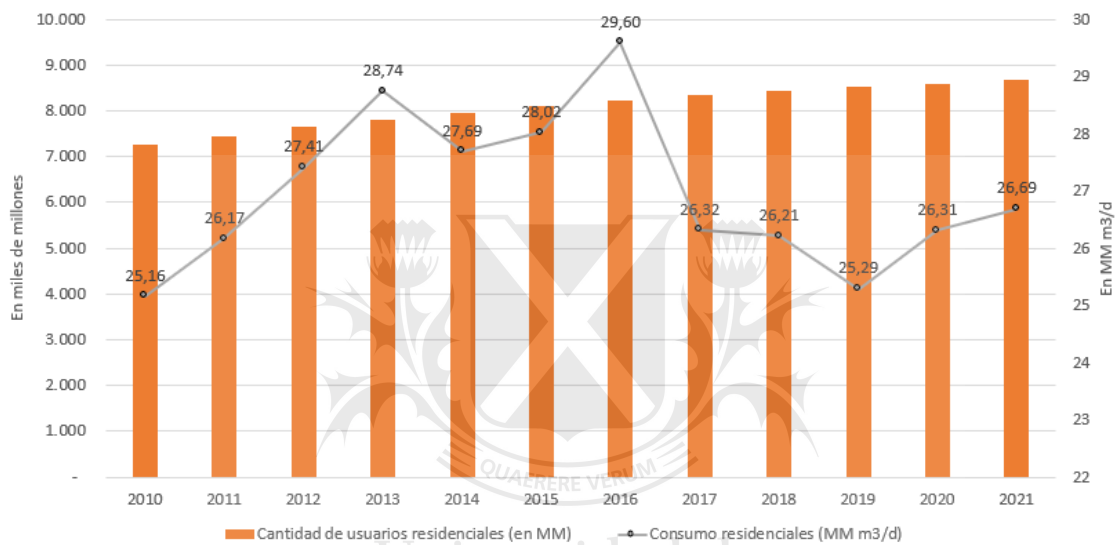


Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del ENARGAS e INDEC.

Como se advierte en el gráfico de arriba el consumo de gas en centrales eléctricas e industrial se encuentra influenciado por el nivel de actividad económica, se verifica una correlación entre las variables. Con respecto al consumo residencial está influenciado principalmente por el aumento poblacional lo cual repercute en la incorporación de nuevos usuarios a la red de distribución de gas, se observa también la correlación entre ambas variables.

Desde el año 2016 la correlación se vuelve indirecta esto se puede explicar por otros parámetros tales como: aumento de tarifas (para más información ver 2.5.1.1. Ajuste tarifas de transporte – RTI), menor compra de electrodomésticos, cambios socio culturales que afectan el consumo residencial etc.

Gráfico 19 - Evolución de la cantidad de usuarios y consumo de gas residencial. Argentina. Período: 2010-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del ENARGAS.

A diferencia de los otros dos tipos de consumo, el de gas residencial tiene un fuerte comportamiento estacional, con picos de consumo en épocas invernales, siendo notorio el comportamiento inverso a la temperatura.

#### 4. Descripción del negocio

**TGS** se dedica al transporte de gas natural, producción y comercialización de líquidos de gas natural en Argentina. Opera a través de cuatro segmentos: Transporte de gas natural, Producción y comercialización de líquidos y Otros servicios: a través del “midstream” en Vaca Muerta y telecomunicaciones.

El segmento de Transporte de Gas Natural transporta gas natural a través del sistema de gasoductos a empresas de distribución, plantas de energía y clientes industriales. También presta servicios de operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte de gas natural. El segmento de Producción y Comercialización de Líquidos de la compañía produce y comercializa líquidos de gas natural, tales como etano, gasolina natural, propano y butano en Argentina e internacionalmente. Su segmento de Otros Servicios ofrece servicios midstream, incluyendo tratamiento de gas natural, separación y remoción de impurezas de la corriente de gas natural, así como también compresión de gas natural. Adicionalmente presta servicios relacionados con la construcción, operación y mantenimiento de oleoductos y plantas compresoras; y genera vapor para la producción de electricidad. Asimismo, dentro de otros



servicios, se encuentra el de Telecomunicaciones que consiste en la prestación de servicios de telecomunicaciones con una red que incluye una red digital de microondas con tecnología de jerarquía digital síncrona y una red de fibra óptica oscura.

## 4.1. Fuentes de ingreso

### 4.1.1. Transporte de Gas Natural

La tarifa es regulada por ENARGAS (para más información ver: 2.5.1.1. Ajuste tarifas de transporte – RTI) y depende del tipo de contrato (servicio de transporte en firme o interrumpible) y los tramos geográficos en donde se presta el servicio de transporte.

Los conceptos que se facturan son:

- *Cargo fijo por reserva de capacidad:* se presenta en los casos de los contratos de transporte en firme. Se cobra una tarifa mensual sin considerar el uso efectivo del mismo. El cobro se percibe por la reserva del transportista de una cantidad de gas diaria. Es un servicio sin interrupciones ni reducciones.  
La contratación de dicho servicio es a través de un Concurso Abierto en el que se convoca a los interesados a presentar sus requerimientos de capacidad de transporte en firme para luego perfeccionarse contratos con plazos de duración anual (mínimo un año).
- *Cargo variable por reserva:* se da en los casos de los contratos de transporte interrumpibles. Se cobra por cada 1.000 m<sup>3</sup>/d transportado. El servicio está sujeto a la disponibilidad del sistema de transporte.
- *Cargo por gas retenido:* está expresado en especie y es un porcentaje máximo del gas recibido, con el fin de compensar el gas consumido o perdido en la prestación del servicio de transporte (“grossing up”).
- *Cargo por intercambio y desplazamiento (ID):* es un servicio de transporte en sentido contrario al flujo del gas. Es interrumpible de acuerdo con el tipo de servicio.

Adicionalmente existe el concepto de *Cargo por Acceso y Uso (CAU)*, el cual es pagado por los clientes que requieren capacidad de transporte adicional o que financiaron sus expansiones mediante anticipos y es financiado por el ENARGAS.

Debido al pago de la reserva de capacidad de transporte, las tarifas de los servicios en firme son mayores a las interrumpibles. El costo de la tarifa no depende de la calidad del gas transportado.

**TGS** presta sus servicios en cinco subzonas: Tierra del Fuego, Santa Cruz, Chubut, Neuquén y Bahía Blanca.

En el **Anexo I** se visualiza un cuadro tarifario aprobado por ENARGAS con las descripciones correspondientes.

### 4.1.2. Producción y comercialización de líquidos

Para este segmento existen distintos tipos de tarifas conforme al mercado, tipo de producto y programas aplicados por el Poder Ejecutivo.

Si bien es un segmento en donde no existe regulación tarifaria por parte del ENARGAS, como consecuencia de acuerdos y programas del Estado Nacional se determinan precios máximos de GLP para cierto volumen de abastecimiento lo cual limita la plena capacidad de TGS para seleccionar los mercados a los cuales comercializar el producto.

- Mercado local:

○ Propano y butano:

- Precios máximos de referencia aplicables para las ventas de envases de GLP (garrafas menores de 45Kg.) y ventas al por mayor a fraccionadores de GLP determinados a través de las Disposiciones de la Secretaría de Energía de la Nación conforme al “Plan Hogar”<sup>32</sup> y “Acuerdo Propano de Redes”<sup>33</sup>, respectivamente.

La participación en este programa obliga a TGS a destinar una parte del volumen de producción de GLP y comercializarlo a un precio menor a los de mercado.

Como contraprestación, TGS recibe una compensación económica. Por el Plan Hogar una Asistencia Económica Transitoria equivalente al 20% del total facturado por venta de GLP y por el Acuerdo Propano de Redes un monto que se calcula como la diferencia entre el precio de venta determinado y el precio de paridad de exportación.

- Tarifa para clientes no alcanzados por los programas de abastecimiento. Precio de Paridad de Exportación: es una tarifa de referencia determinada por la Secretaría de Energía para la venta de butano y propano conforme a una metodología de cálculo que considera los precios internacionales de GLP (Mont Belvieu<sup>34</sup>), actualizado mensualmente.
- Etano: la tarifa es en USD y se establece por contrato. El único cliente es PBB Polisor SA (PBB) en donde existe un acuerdo de provisionamiento garantizado hasta el 27/12/2027. Dicho contrato establece un precio ajustable por diversos factores, el precio del gas natural, la calidad del gas enviado y la tarifa y cargos de transporte. Adicionalmente incluye compromisos bajo las cláusulas “take or pay” (TOP) y “delivery or pay” (DOP) para cantidades mínimas anuales.

---

<sup>32</sup> Plan Hogar: Surge del Decreto N° 470/2015 con fecha 30 de marzo de 2015 del PEN. Se determina un precio máximo de referencia a los integrantes de la cadena de comercialización con el objeto de garantizar el abastecimiento a usuarios residenciales de bajos recursos, obligando a los productores a abastecer con GLP a un precio determinado y en un cupo definido para cada uno de ellos. Por su parte, mediante el Plan Hogar, el Estado Nacional subsidia de modo directo a los usuarios residenciales.

<sup>33</sup> Acuerdo Propano de Redes: Acuerdo celebrado entre el Estado Nacional y empresas productoras de propano por el cual se compromete a abastecer de propano a distribuidoras y subdistribuidoras de gas propano indiluido por redes a un precio inferior al de mercado. Se celebró la décimo octava prórroga con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021.

<sup>34</sup> La referencia fundamental de precios para hacer negocios en el sector del GLP se encuentra en el mercado de carga de Mont Belvieu, Texas, Estados Unidos.

- Mercado externo: Propano, butano y gasolina natural comercializado a precios internacionales de referencia (Mont Belvieu). La comercialización se efectúa mediante buques que son cargados en las instalaciones de **TGS** en Puerto Galván y en menor medida mediante camiones a Chile y Paraguay.

El artículo 7 del Decreto 488/2020 fija las reglas correspondientes a las alícuotas a los derechos de exportación de hidrocarburos. Dicha alícuota se encontrará entre el 0% y el 8% dependiendo de la cotización del barril ICE Brent primera línea. Si el mencionado precio se encuentra por debajo de los USD 45 la alícuota será 0%. En cambio, si el precio fuera igual o superior a 60 USD se pagará un 8% de alícuota, siendo variable entre el 0% y 8% si el precio se encuentra entre esos dos márgenes.

A modo de visualizar lo expuesto, se adjuntan los últimos precios determinados por la Secretaría de Energía referidos a los programas/acuerdos celebrados y la metodología de cálculo utilizada por la Secretaría de Energía para el precio de paridad de exportación (**Anexos II y III**, respectivamente).

#### **4.1.3. Otros servicios**

Si bien este segmento en los Estados Financieros de **TGS** se compone de los servicios de midstream y telecomunicaciones, este último representa apenas el 1% del total de los ingresos por ventas por lo que para el presente trabajo solamente nos enfocaremos en los servicios prestados en Vaca Muerta a través del midstream.

Los ingresos por ventas de este segmento provienen de servicios prestados en el mercado local principalmente por captación, transporte, acondicionamiento y tratamiento de gas natural (incluye separación y eliminación de impurezas). A través de acuerdos en donde se fijan los términos y condiciones para la prestación del servicio.

#### **4.2. Fuentes de materia prima**

El gas natural es utilizado como materia prima en el segmento de Producción y comercialización de líquidos, procesado en el Complejo Cerri como reposición de la reducción térmica de la planta (RTP). Para ello se toma como referencia el precio del gas natural en boca de pozo denominado PIST.

Dichos precios están medidos en USD por MM de British Thermal Unit (BTU) y se establecen en forma semestral los meses de marzo y noviembre de cada año a través de un proceso licitatorio<sup>35</sup>. Debemos considerar que, a diferencia del transporte y distribución de gas, los mecanismos de fijación de precios del gas en el PIST surgen de la libre interacción de la oferta y la demanda.

Si bien el precio del gas natural en Henry Hub<sup>36</sup> no es el precio por el cual se abastece **TGS** es un precio internacional de referencia en el mercado mundial de gas natural.

---

<sup>35</sup> Resolución 32/2019 de la Secretaría de Energía de la Nación. Vigencia desde el 01 de abril de 2019. Se aprueban los mecanismos para la licitación pública de un precio único para el suministro de gas firme a los distribuidores por parte de los productores.

<sup>36</sup> Así como el Brent y el WTI son las referencias en el mercado del petróleo, el Henry Hub es la referencia en precios para el mercado del gas natural.

### 4.3. Mercado

#### 4.3.1. Transporte de Gas Natural

Como se expuso más arriba **TGS** proporciona servicios de transporte a través de cuatro compañías distribuidoras: Metrogas, Naturgy, Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur. Dichas compañías abastecen en conjunto el 69% del mercado de distribución de gas argentino y algunas proporcionan servicios al área de mayor densidad poblacional del país (Provincia de Buenos Aires y CABA).

Según datos obtenidos del ENARGAS en 2021 la cantidad de usuarios residenciales era de 8,6 MM, de los cuales casi 6 MM están representados por las áreas donde presta servicio **TGS** (4,1 MM corresponden al área del Gran Buenos Aires). Del total de gas entregado en el período 2021 el 60% de las entregas estuvieron concentradas en las cuatro distribuidoras conectadas al gasoducto de **TGS**.

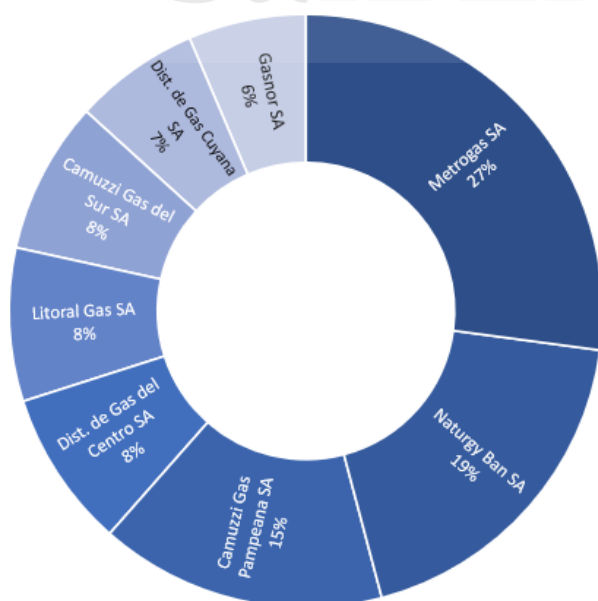
Tabla 6 - Entregas de gas natural por distribuidoras. Argentina. Año 2021.

Distribuidoras	2021			
	Entrega anual (MM m³/d)	Cantidad de usuarios	% de entregas TGS	% de entregas TGN
Camuzzi Gas Pampeana (*)	23,53	1.394.714	95%	-
Metrogas (*)	22,15	2.422.145	87%	-
Camuzzi Gas del Sur	20,98	742.563	100%	-
Litoral Gas	15,83	746.332	-	100%
Naturgy (*)	11,94	1.677.195	67%	-
Gasnor	8,93	573.579	-	100%
Distribuidora de Gas Cuyana	6,54	611.078	-	100%
Distribuidora de Gas del Centro	6,03	766.394	-	100%
Gasnea	0,92	115.111	-	100%
<b>TOTAL</b>	<b>116,84</b>	<b>9.049.111</b>		

(\*) Comparten conexión con TGN.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del ENARGAS y EEFF de TGS.

Gráfico 20 - Participación de usuarios por distribuidoras. Argentina. Año 2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del ENARGAS.

En TGS las entregas de gas natural al año en promedio diarios son de 67 MM m<sup>3</sup>/d y prácticamente el 80% provienen de servicios de transporte en firme. Al cierre del período 2021, la capacidad total contratada con modalidad firme representó 82,60 MM m<sup>3</sup>/d con un promedio de vida ponderado aproximado de 11,5 años.

Al cierre del período 2021 el 93% de los contratos en firme de TGS se componen de distribuidoras (68%), Centrales Eléctricas (15%) e Industriales (10%).

A continuación, se expone información comparativa de la capacidad en firme contratada y las entregas de gas natural promedio diario para el período 2017-2021 (Tabla N° 7); y su evolución en el mismo período (gráfico N° 21).

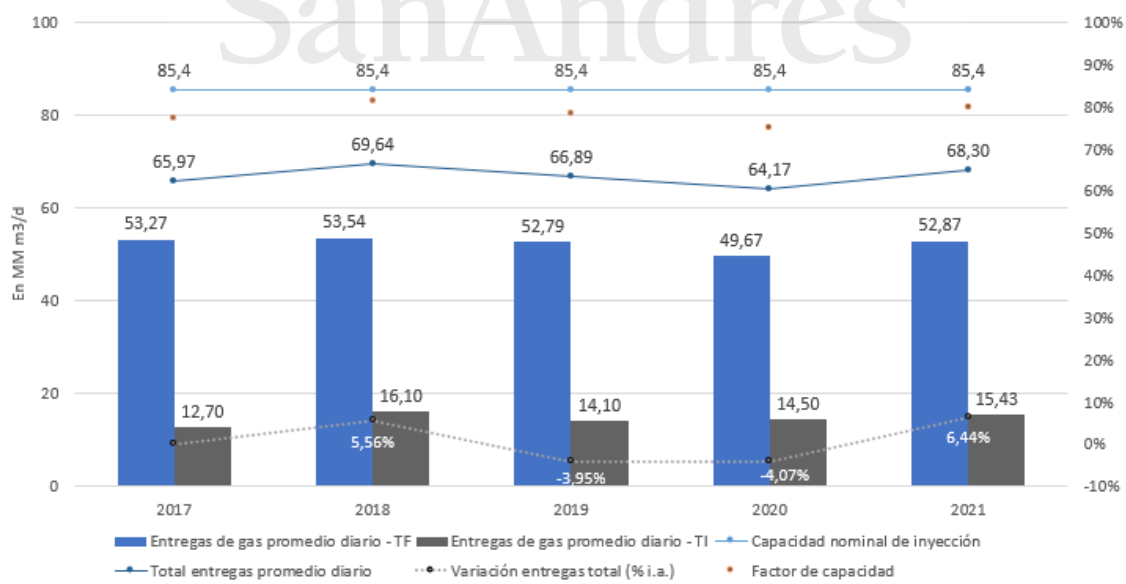
Tabla 7 - Capacidad promedio en firme contratada y entregas promedio de gas natural diario de TGS. Período: 2017-2021.

Distribuidoras	2017		2018		2019		2020		2021	
	Cap. Prom. en Firme (MM m <sup>3</sup> /d)	Entregas Prom. de Gas (MM m <sup>3</sup> /d)	Cap. Prom. en Firme (MM m <sup>3</sup> /d)	Entregas Prom. de Gas (MM m <sup>3</sup> /d)	Cap. Prom. en Firme (MM m <sup>3</sup> /d)	Entregas Prom. de Gas (MM m <sup>3</sup> /d)	Cap. Prom. en Firme (MM m <sup>3</sup> /d)	Entregas Prom. de Gas (MM m <sup>3</sup> /d)	Cap. Prom. en Firme (MM m <sup>3</sup> /d)	Entregas Prom. de Gas (MM m <sup>3</sup> /d)
Metrogas	16,7	15,1	16,7	13,8	16,7	14,0	16,7	12,1	16,7	13,75
Camuzzi Gas Pampeana	15,8	10,7	15,8	10,5	15,8	9,9	15,8	9,3	15,5	10,04
Camuzzi Gas del Sur	11,0	7,0	11,0	6,9	11,0	6,6	11,0	6,8	11,0	6,87
Naturgy	10,3	5,9	10,3	6,3	11,8	6,8	11,8	6,1	11,8	6,34
Otros (*)	25,3	14,57	27,9	16,0	27,3	15,49	27,2	15,37	27,6	15,86
<b>Total Firme</b>	<b>79,1</b>	<b>53,27</b>	<b>81,7</b>	<b>53,54</b>	<b>82,6</b>	<b>52,79</b>	<b>82,5</b>	<b>49,67</b>	<b>82,6</b>	<b>52,87</b>
<b>Total Interruptionable</b>		<b>12,7</b>		<b>16,1</b>		<b>14,1</b>		<b>14,5</b>		<b>15,43</b>
<b>TOTAL ENTREGAS (MM m<sup>3</sup>/d)</b>		<b>65,97</b>		<b>69,64</b>		<b>66,89</b>		<b>64,17</b>		<b>68,3</b>
Variación entregas (% i.a.)				5,56%		-3,95%		-4,07%		6,43%

(\*) Otros: incluyen centrales eléctricas, industriales, productores y comercializadores.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.

Gráfico 21 - Evolución de la capacidad en firme contratada y entregas de gas natural promedio diario de TGS. Período: 2017-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.

La inyección promedio diaria de gas natural durante el 2021 ascendió a los 68,30 MM m<sup>3</sup>/d, siendo 6,44% superior al promedio del período 2020.

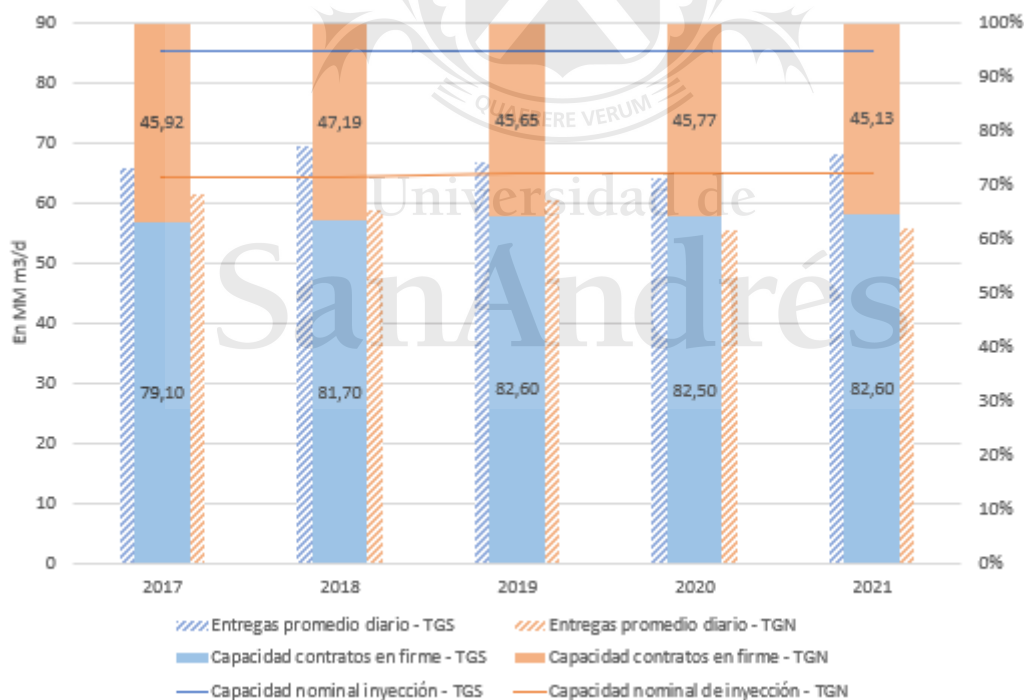
A pesar de que se observa una tendencia alcista en las entregas de gas promedio diario en los últimos cinco años, podemos concluir que **TGS**, en promedio, solamente utiliza el 78% de su capacidad instalada de transporte.

En este segmento de mercado la prestación de servicio es compartida con TGN. No existe una competencia directa, a excepción de rutas con conexión compartida (sistemas que operan en el área del Gran Buenos Aires con contratos compartidos con Metrogas, Camuzzi Pampeana y Naturgy), ya que cada uno posee distintas zonas geográficas acorde a la división establecida en la licitación (para más información ver: 2.1. Breve reseña histórica).

También debemos aclarar que el otorgamiento de la licencia no da exclusividad y no limita el ingreso en la actividad de prestación de servicios de transportes a nuevos participantes.

En relación con la evolución de las entregas promedio diarias de gas natural, la capacidad nominal de inyección instalada y la capacidad de contratos en firme, la supremacía de **TGS** es evidente para cada variable, destacando los contratos en firme lo cual garantiza ingresos mensuales por un plazo determinado (gráfico N° 22). A su vez se observa cómo la capacidad de inyección diaria promedio en MM de m<sup>3</sup>/d por parte de **TGS** es mayor durante los cinco años.

Gráfico 22 - Comparación de la capacidad promedio en firme contratada y entregas promedio de gas natural diario entre TGS y TGN. Período: 2017-2021.



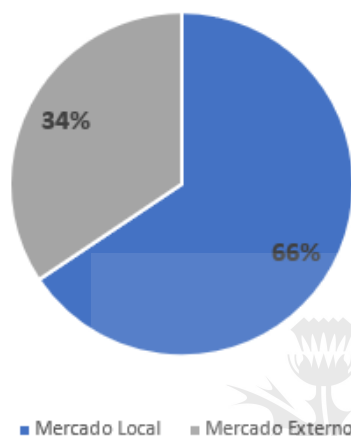
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del ENARGAS y EEF de TGS.

### 4.3.2. Producción y comercialización de líquidos

En el Complejo Cerri a través del procesamiento de gas natural se obtiene butano, propano, etano y gasolina natural.

TGS es uno de los actores principales del segmento en Argentina, produciendo en promedio 1 MM de toneladas al año de gas líquido que son vendidas en su totalidad. En promedio el 66% es destinado al mercado local y el 34% se exporta.

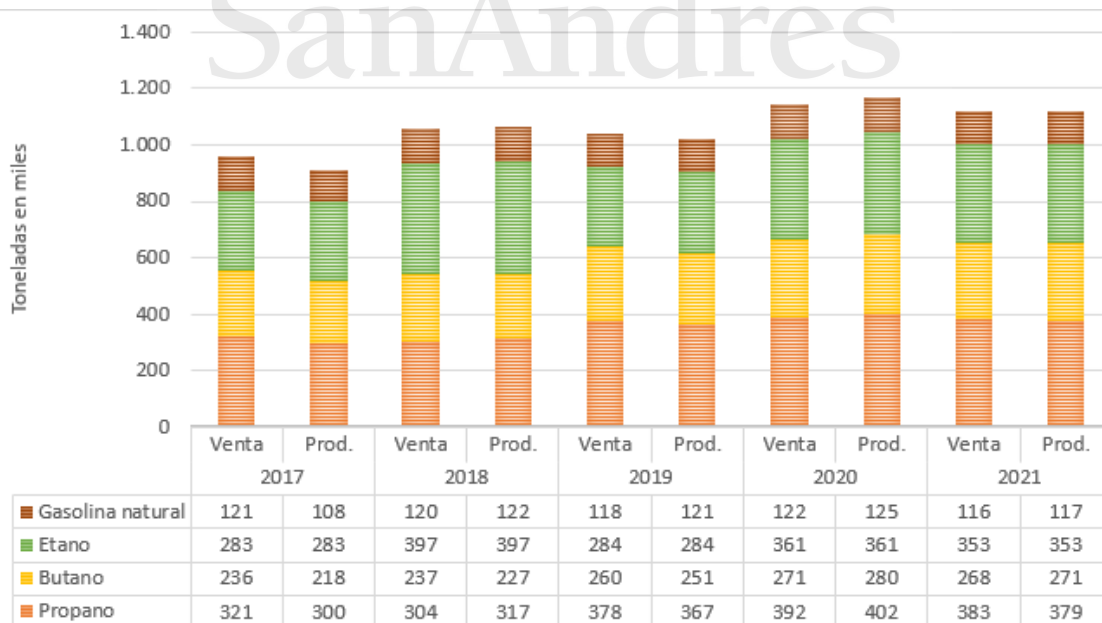
Gráfico 23 - Destino de comercialización de líquidos por TGS.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.

En el mercado local, en promedio la mitad se comercializa conforme a las exigencias del Gobierno Nacional (para más información ver: 4.1. Fuentes de ingreso – II. Producción y comercialización de líquidos).

Gráfico 24 - Evolución venta y producción de líquidos por parte de TGS. Período: 2017-2021.

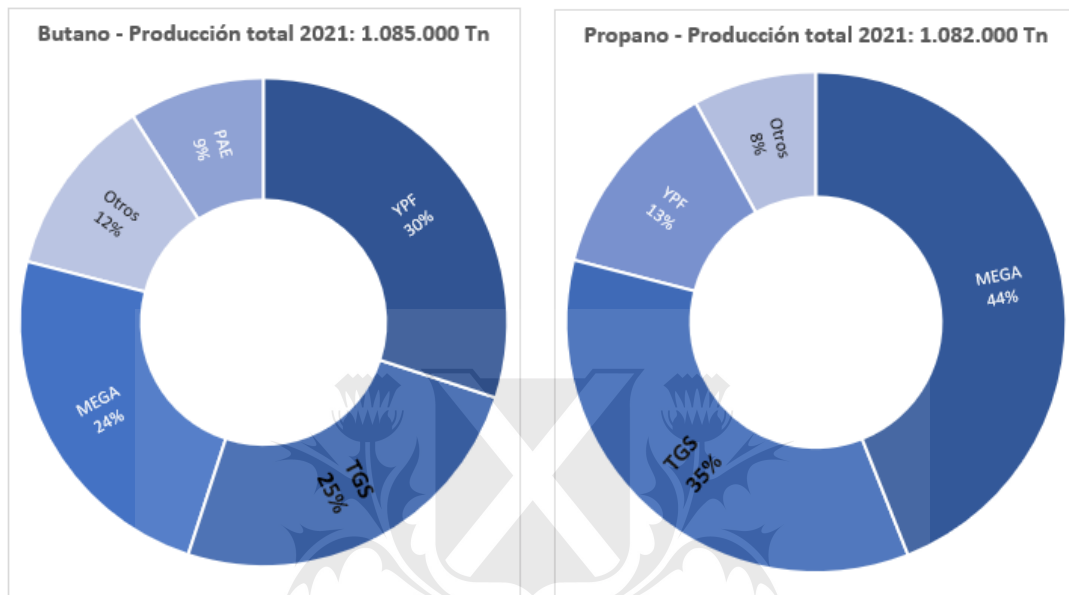


Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.



En 2021 **TGS** fue el segundo productor de etano luego de MEGA SA ascendiendo su participación al 40% sobre el total. En cuanto a la producción de butano y propano se encuentra dentro de los tres primeros productores, con una participación del 25% y 35% respectivamente. La producción de butano y propano está liderada por YPF y MEGA. A continuación, se podrá visualizar la participación en el mercado de los principales productores.

Gráfico 25 - Porcentaje de participación de las empresas en el mercado de GLP. Argentina. Año 2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

En el presente segmento la construcción y operación de otras plantas de procesamiento de gas natural representan una amenaza para **TGS**, ya que los clientes podrían satisfacer sus demandas con proveedores alternativos. La principal amenaza se encuentra en la cuenca neuquina donde la instalación de plantas (MEGA, concluyó una en el año 2000) puede provocar una reducción de los volúmenes a recibir en Complejo Cerri o arribos de menor calidad. Asimismo, hay que considerar que la calidad de gas en la cuenca neuquina es la mejor de todas por lo que una mayor instalación de plantas en dicha zona puede perjudicar la riqueza de gas a recibir, reduciendo así la cantidad de líquidos disponibles para la extracción y procesamiento.

#### 4.3.3. Otros servicios – Vaca Muerta

Este segmento de negocio apuesta al desarrollo de Vaca Muerta. Por lo que **TGS** en el año 2018 emitió una obligación negociable (ON) con el objetivo de destinar los fondos principalmente al desarrollo y posicionamiento del midstream en dicha zona geográfica (inversión inicial en los años 2018-2020 de USD260 MM). Actualmente existen acuerdos de servicios a largo plazo con los principales productores de la cuenca neuquina, habilitando de esta manera que el gas de los productores sea transportado y acondicionado por **TGS**.

**TGS** posee diversos contratos, denominados en USD y sin regulación tarifaria, para brindar servicios de acondicionamiento en la Planta de Tratamiento de gas Tratayén, Neuquén; un acuerdo por 10 años con la Unión Transitoria de Empresas Río Neuquén (YPF, Pampa Energía y Petrobras Brasil) para los servicios a brindar en la Planta Río Neuquén, Neuquén; dos acuerdos para brindar en la Planta Plaza Huinul, Neuquén, el servicio de comprensión y acondicionamiento de gas ambos por el plazo de 7 años y un acuerdo por 2 años para prestar el

servicio de deshidratación, medición y regulación de gas en el yacimiento Bajada de Añelo, Neuquén (por lo que asumió la responsabilidad sobre el diseño, construcción y operación de una planta de su propiedad).

La capacidad de acondicionamiento de gas en las plantas ubicadas en Vaca Muerta es de 10,90 MM m<sup>3</sup>/d. **TGS**, con el desafío de poder tener un rol protagónico en la zona proyecta expandir dicha capacidad a 14,8 MM m<sup>3</sup>/d, 21,40 MM m<sup>3</sup>/d y 28 MM m<sup>3</sup>/d para los años 2022, 2023 y 2024, respectivamente.

Asimismo, en Vaca Muerta **TGS** cuenta con la concesión del transporte de gas por parte del Gobierno de Neuquén. Conformado por 150km, dividido en dos tramos que atraviesan 30 áreas productivas de la formación. El tramo norte con una longitud de 115km y capacidad nominal de inyección de 35 MM m<sup>3</sup>/d y el tramo sur con 35km de longitud y capacidad nominal de inyección que asciende a 25 MM m<sup>3</sup>/d. Al cierre del período 2021, solamente se encuentran con contrato de capacidad de transporte en firme 8,60 MM m<sup>3</sup>/d, demostrando la capacidad ociosa existente y el potencial de **TGS** en dicha área si se concretan las inversiones en infraestructura correspondientes.

#### 4.4. Gasoducto Néstor Kirchner (GNK)

Cabe mencionar que actualmente existe un cuello de botella en la zona de Vaca Muerta con el transporte de gas y gran parte de la población no posee acceso al gas natural ante la falta de infraestructura.

A principios del año 2022, el Gobierno Nacional lanzó la construcción troncal de un nuevo gasoducto desde Vaca Muerta, denominado gasoducto Néstor Kirchner, con una capacidad de transporte de 44 MM m<sup>3</sup>/d. El desarrollo del GNK se ejecutará en dos etapas sucesivas, la primera desde Tratayén, Provincia de Neuquén, a Salliqueló, Provincia de Buenos Aires, con fecha de finalización estimada para el año 2023; y la segunda desde este último punto hasta San Jerónimo, Provincia de Santa Fe, con fecha estimada de finalización para el año 2024.<sup>37</sup>

Una obra muy esperada por todos ante no solo la creciente producción de gas natural de los últimos años, crecimiento exponencial que provocó la saturación de toda la capacidad de transporte en Argentina, sino también por la creciente e insatisfecha demanda de gas natural que obliga al Gobierno Nacional a la importación de GNL en las terminales de regasificación de Escobar y Bahía Blanca, con escalada de precios en el último año producto del conflicto bélico Rusia-Ucrania, generando déficit comercial.

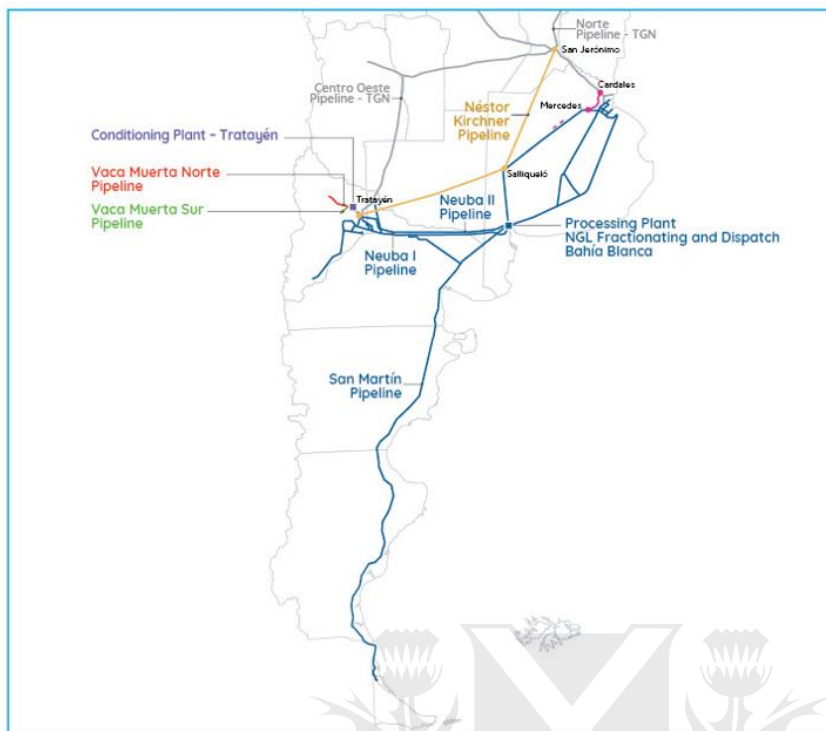
La primera etapa con 558 km de extensión, que se estima finalizar en el año 2023, tendrá una capacidad de inyección al sistema de 22 MM m<sup>3</sup>/d de gas natural; resultando en un importante ahorro fiscal por la sustitución de importaciones y la oportunidad inmejorable de colocación de excedentes en el mercado externo, recorte de subsidios y la contribución a la actividad económica motorizando la industria.

Este anuncio resulta de una gran importancia para todos los segmentos de negocios de **TGS**, en especial para los de transporte y servicios brindados en Vaca Muerta.

---

<sup>37</sup> Fuente: Observatorio de servicios públicos de la Universidad Nacional de La Plata. Recuperado de: <https://unlp.edu.ar/observatorios/>

Ilustración 4 - Proyección geográfica del gasoducto Néstor Kirchner.



Fuente: Ilustración obtenida de la presentación de TGS para inversores.

## 5. Análisis financiero y económico

Antes de adentrarnos a la metodología de valuación de **TGS**, se procederá a analizar la situación financiera y económica de la empresa durante los últimos cinco años. De esta manera se podrá analizar su desempeño histórico, obtener un diagnóstico y, a través de comparaciones de ratios financieros con empresas del segmento, tratar de estimar su comportamiento futuro.

En primera medida se analizará la evolución de los principales indicadores financieros y operativos (análisis horizontal o tendencial) complementando con el estudio comparativo con otras empresas. “En general, los índices son utilizados para saber si el comportamiento de la empresa está dentro de las pautas normales para efectuar comparaciones con la industria o con el sector en el que se encuentra la empresa...” (Dumrauf, 2013).<sup>38</sup>

Para que la comparación de un período a otro sea procedente debemos eliminar el efecto inflacionario, por lo que el análisis se realiza en moneda homogénea del año 2021 utilizando como referencia el IPM publicado por INDEC para los períodos en cuestión.

Los indicadores por sí solos tienen sus limitaciones en cuanto al análisis, por lo que es necesario compararlos contra otras variables claves de la industria. Más adelante se exhiben gráficos con la evolución en el período 2017-2021 del IPM, el precio de referencia internacional de gas líquido en Mont Belvieu, el tipo de cambio oficial BNA, los incrementos de las tarifas de transporte y precio promedio ponderado de PIST para industrias. (gráfico N° 27).

<sup>38</sup> Dumrauf Guillermo, L. (2013). Finanzas Corporativas un enfoque Latinoamericano.

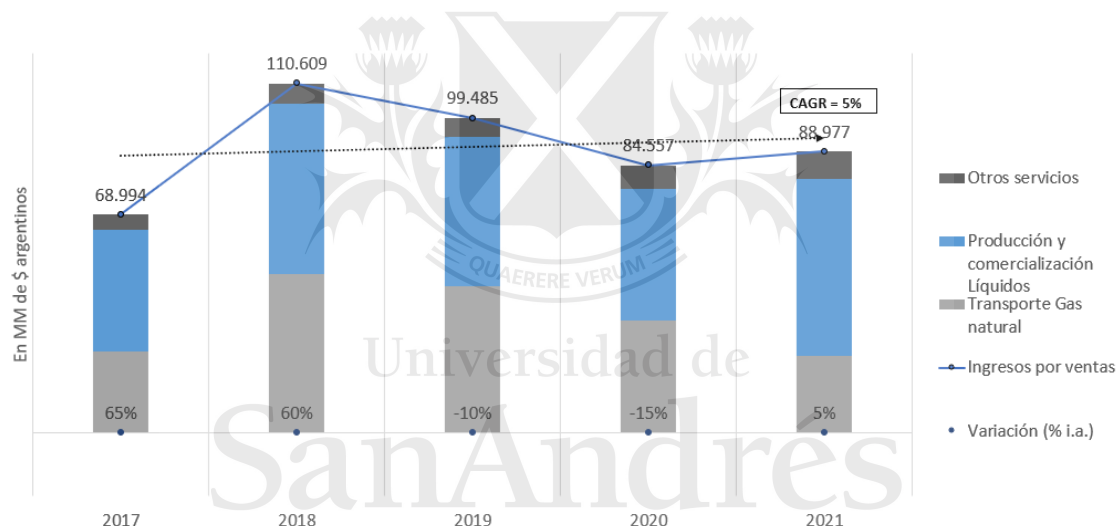
## 5.1. Ventas y márgenes de rentabilidad

En el gráfico y tabla expuesta a continuación, se observa la tendencia alcista de los ingresos por ventas totales de TGS para el período 2017-2021 con un CAGR de 5%, principalmente como consecuencia del segmento Producción y comercialización de líquidos (representando el 62% del total de ventas en 2021). Esto se debió al aumento de los volúmenes vendidos, el aumento de los precios internacionales y los efectos de la devaluación del tipo de cambio sobre las ventas denominadas en USD.

Por el lado del transporte de gas, con una participación del 28% para el período 2021 (muy por debajo de su participación promedio histórica del 40%), si bien demostró un crecimiento en la inyección de gas promedio diario, los incrementos tarifarios otorgados por ENARGAS en abril 2019 y noviembre 2021 no lograron compensar la evolución del efecto inflacionario.

En cuanto al segmento Otros Servicios, a pesar de que por el momento solo participa en el 10% del total de ventas, demuestra un crecimiento en el período bajo análisis (CAGR de 14%) como efecto de las mayores ventas de servicios en Vaca Muerta (transporte y acondicionamiento) y por el incremento del tipo de cambio sobre los ingresos por ventas denominados en USD.

Gráfico 26 - Evolución de ventas por segmentos de TGS. Período: 2017-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS (moneda homogénea 2021).

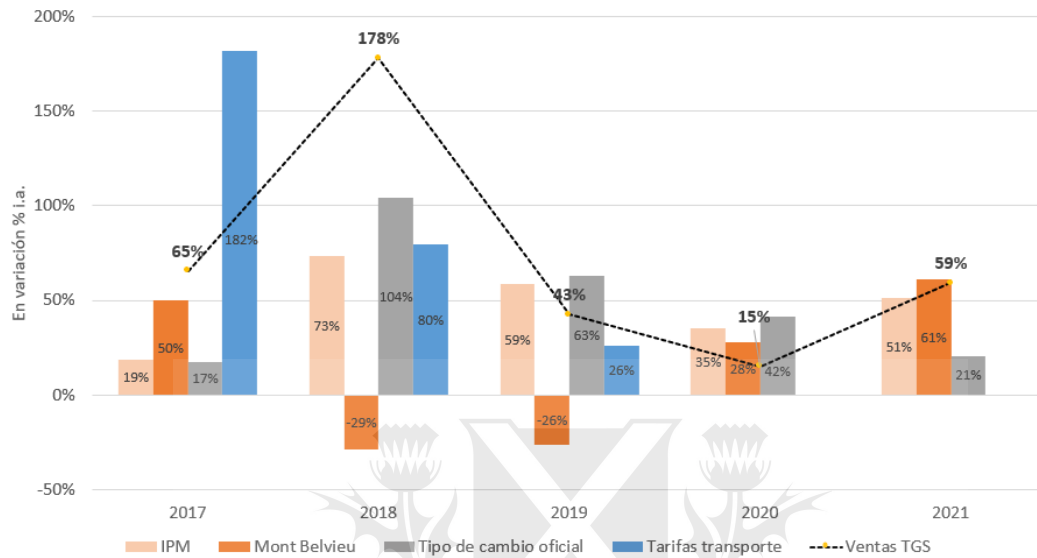
Tabla 8 - Evolución de ventas por segmentos de TGS. Período: 2017-2021.

Segmentos	2017	%	2018	%	2019	%	2020	%	2021	%	CAGR
Transporte Gas Natural	25.689	37%	50.210	45%	46.341	47%	35.569	42%	24.503	28%	-1%
Prod. y Com. Líquidos	38.730	56%	53.993	49%	47.402	47%	41.766	49%	55.731	62%	8%
Otros servicios	4.574	7%	6.407	6%	5.742	6%	7.222	9%	8.743	10%	14%
<b>TOTAL INGRESOS POR VENTAS (en MM de \$)</b>	<b>68.994</b>		<b>110.609</b>		<b>99.485</b>		<b>84.557</b>		<b>88.977</b>		

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS (moneda homogénea 2021).

Para comprender el comportamiento en la evolución de los ingresos por ventas, es necesario compararlos contra otras variables vinculadas a la industria. En el gráfico N° 27 se exhibe la evolución comparativa para el período 2017-2021 de las ventas de TGS, el IPM, el precio de gas líquido en Mont Belvieu, el tipo de cambio oficial BNA y los incrementos de las tarifas de transporte.

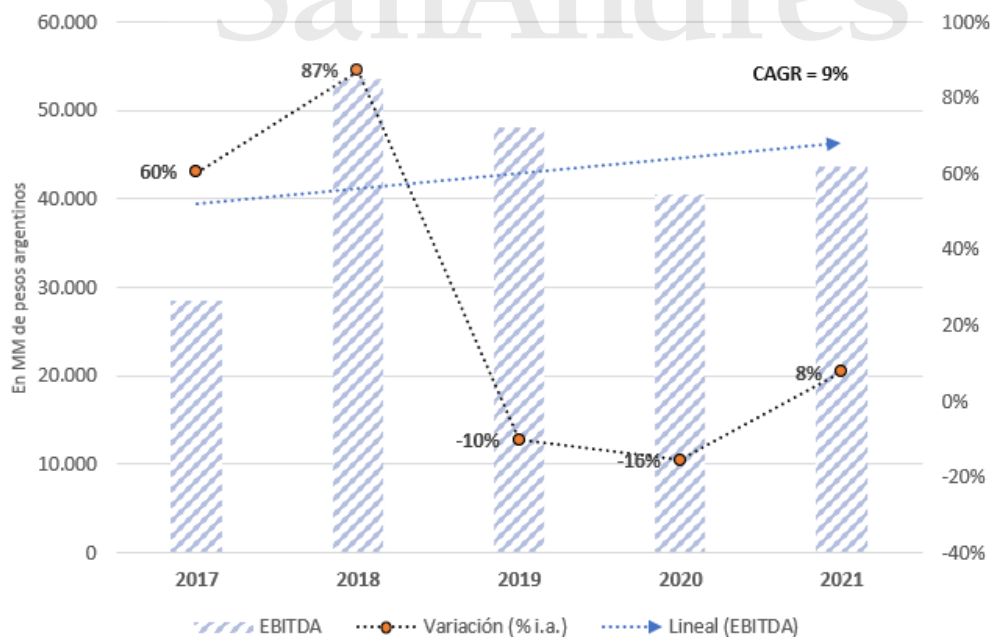
Gráfico 27 - Evolución de las principales variables y ventas de TGS. Período: 2017-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de INDEC, EIA, BNA, ENARGAS y EEFF de TGS.

En los últimos cinco años TGS presentó EBITDA positivos demostrando que, a pesar de ciertos escenarios adversos, las actividades operativas de la empresa generan rentabilidad arrojando un CAGR de 9% para el período 2017-2021 (gráfico N° 28).

Gráfico 28 - Evolución del EBITDA de TGS. Período: 2017-2021.

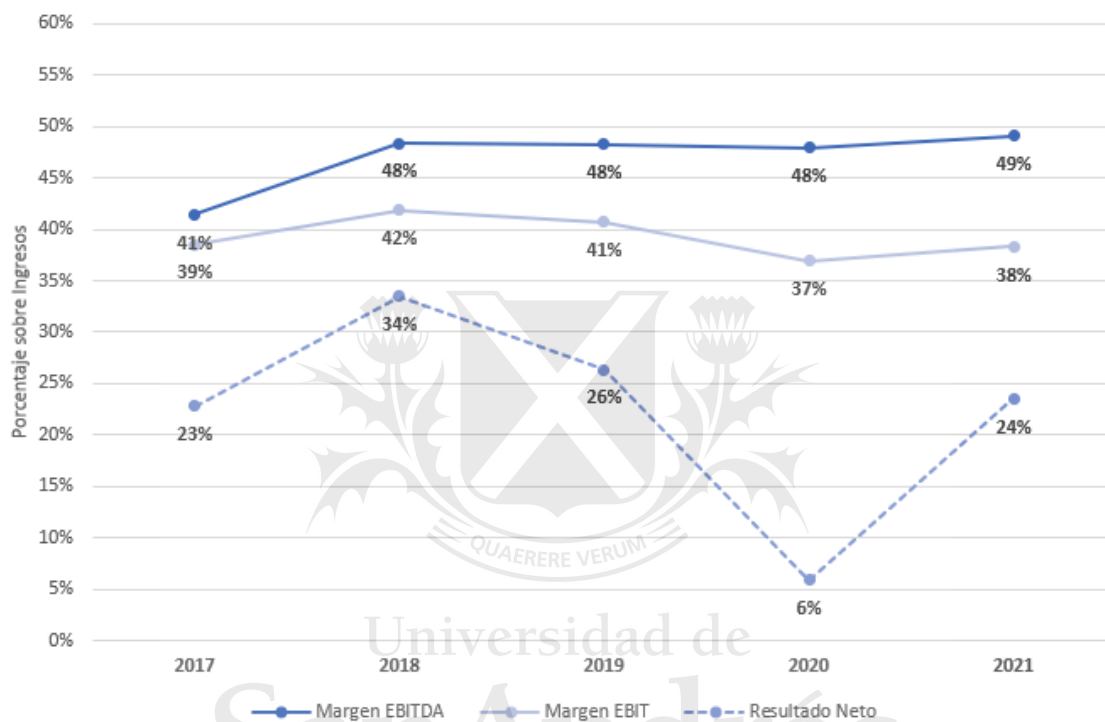


Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS (moneda homogénea 2021).

En el gráfico N° 29, comparando los márgenes de rentabilidad EBITDA y EBIT se observa como el margen EBITDA a partir del año 2018 se mantuvo en la cota del 48%. Por el lado del margen operativo se observa la influencia de los costos de capital a partir del año 2020, presentando una reducción de 4 puntos porcentuales.

Las utilidades netas acompañan con valores positivos, arrojando en promedio un margen de utilidad sobre ventas del 22%. Dicho indicador solamente se redujo a 6% en el año 2020 producto de la crisis del COVID-19 viéndose afectadas la mayoría de las actividades económicas del país producto de las medidas adoptadas por parte del Gobierno Nacional.

Gráfico 29 - Evolución de los márgenes EBITDA - EBIT - Utilidad Neta de TGS. Período 2017-2021.



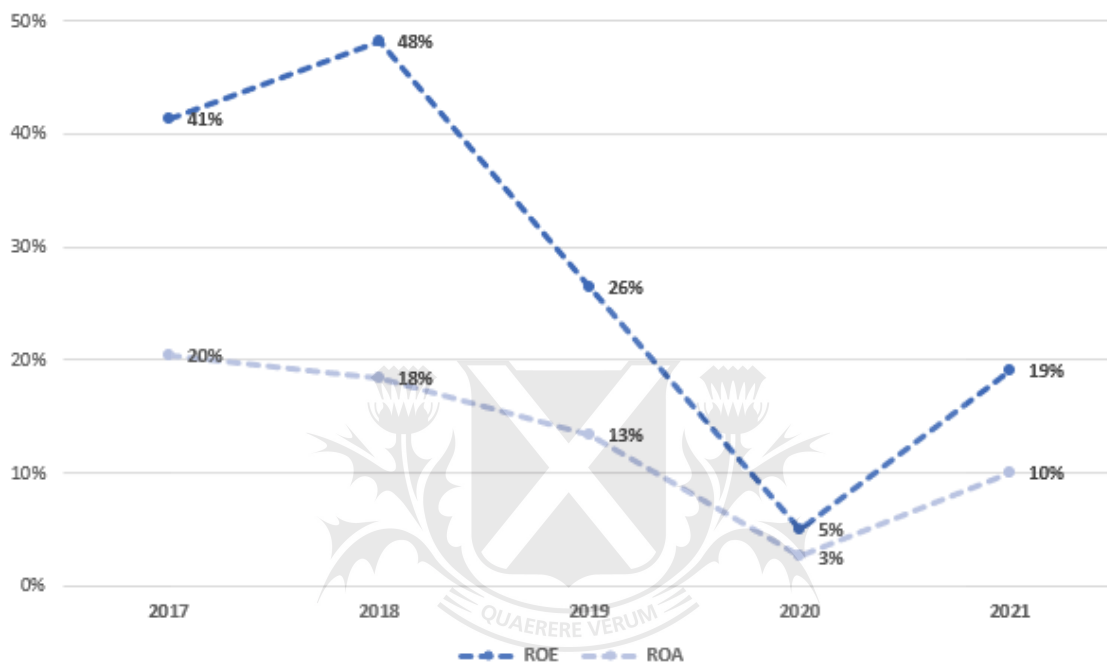
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.

Hasta el momento pudimos observar el comportamiento de ciertos márgenes de rentabilidad asociados a las ventas, pero también es necesario que las ganancias se puedan medir contra el capital utilizando como medidas de capital el activo total (ROA) y el patrimonio neto (ROE)<sup>39</sup>.

<sup>39</sup> Dumrauf Guillermo, L. (2013). Finanzas Corporativas un enfoque Latinoamericano.

Como se exhibe en el gráfico N° 30 ambos indicadores presentan una tendencia negativa, la cual comienza a presentar una leve mejoría en el año 2021. Es importante señalar que la reducción del ROA no solo se debe a la baja de la utilidad neta sino también a que el activo total para generar las utilidades presentó un aumento desde el año 2019 (para más información ver: 5.6. CAPEX).

Gráfico 30 - Evolución de los márgenes de rentabilidad ROE - ROA de TGS. Período 2017-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.

A partir de los márgenes de rentabilidad se puede concluir que **TGS** es una empresa rentable, pero encontrándose aún, para los márgenes ROE y ROA, lejos de los valores alcanzados en los años anteriores.

Tabla 9 - Evolución de los márgenes de rentabilidad de TGS. Período 2017-2021.

Márgenes de rentabilidad	2017	2018	2019	2020	2021	PROMEDIO
Margen EBITDA	41%	48%	48%	48%	49%	47%
Margen EBIT	39%	42%	41%	37%	38%	39%
Margen Utilidad Neta	23%	34%	26%	6%	24%	22%
ROE	41%	48%	28%	5%	19%	28%
ROA	20%	19%	14%	3%	10%	13%

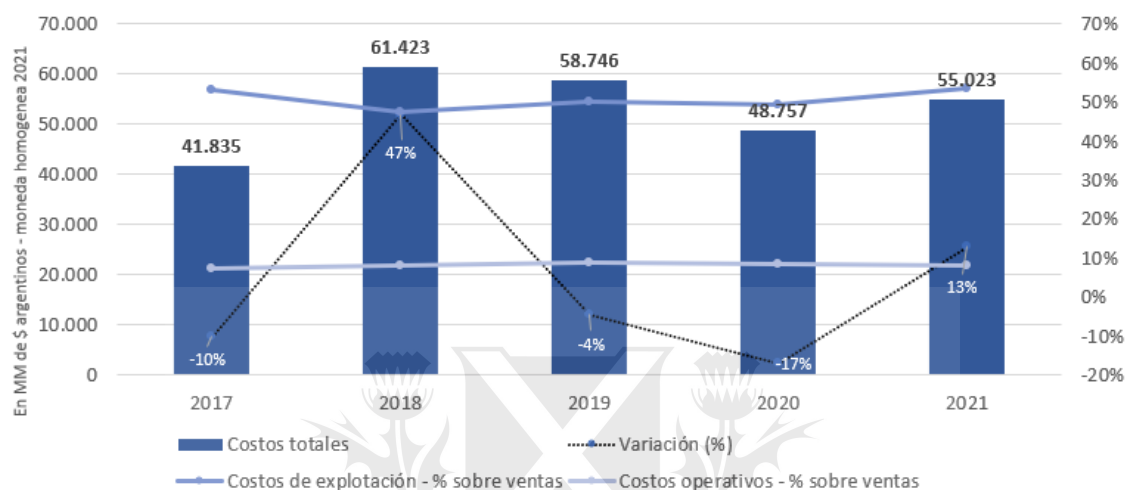
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.



## 5.2. Costos de explotación

En el gráfico N° 31, se visualiza la volatilidad en el comportamiento de los costos de explotación, gastos de administración y comercialización correspondientes a los últimos 5 años. Asimismo, se puede apreciar que el porcentaje de participación de los costos de explotación y operativos sobre las ventas para el período 2017-2021 representaron, en promedio, el 51% y 8% respectivamente.

Gráfico 31 - Evolución de los costos de TGS y su participación sobre las ventas. Período 2017-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS (moneda homogénea 2021).

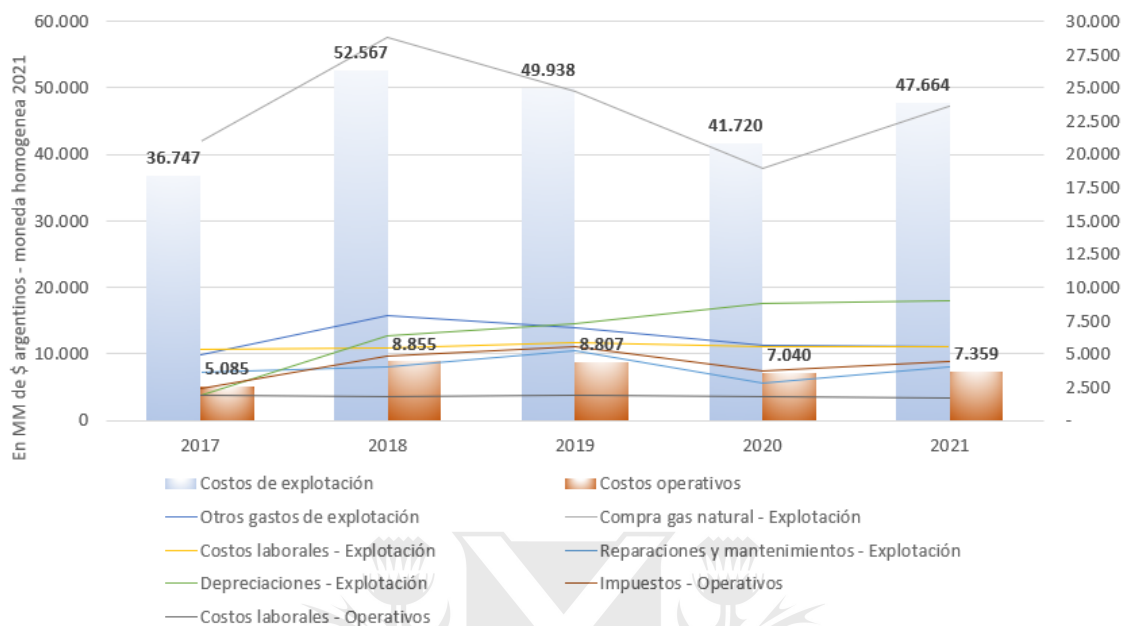
En el año 2018 existe un aumento exponencial, explicado por el mayor costo del gas natural procesado en el Complejo Cerri y al cambio del régimen de impuestos a las exportaciones a través del Decreto N° 793/2018, en donde el PEN fijó una retención del 12% a la exportación y dio por finalizado el régimen especial de años anteriores que lograba mitigar la disminución de los precios internacionales (gráfico N° 32).

El comportamiento del costo de explotación está principalmente vinculado al impacto en las compras de gas natural, las depreciaciones, los costos laborales y los gastos de mantenimiento. Por el lado de los costos de administración y comercialización se evidencia la influencia primaria de los impuestos, principalmente por los derechos a las exportaciones, y también los costos laborales.

Las depreciaciones comenzaron a tener mayor participación en los costos totales a partir del año 2018 debido a la puesta en funcionamiento de los activos relacionados con la prestación de servicios en Vaca Muerta.

Por el lado de los costos laborales, los mismos se mantuvieron constantes durante el período 2017-2021.

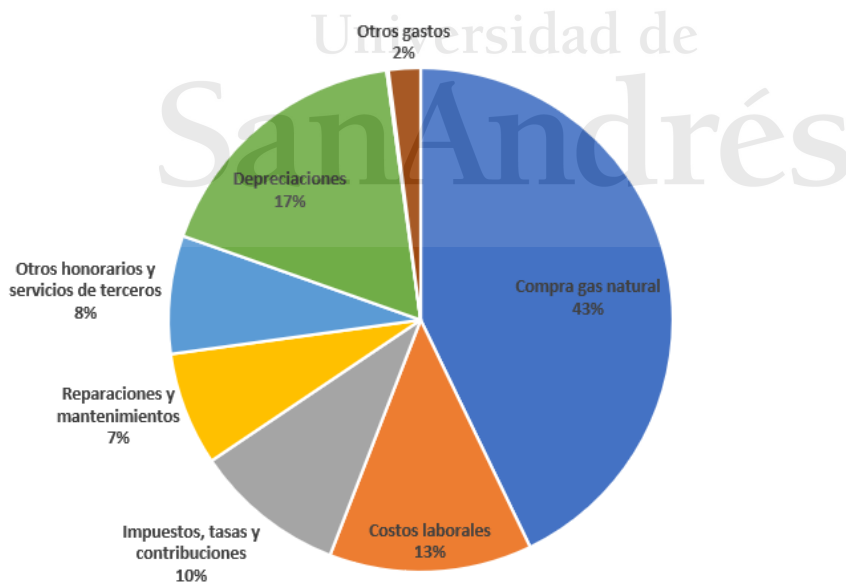
Gráfico 32 - Evolución de los costos de explotación y operativos de TGS. Período 2017-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS (moneda homogénea 2021).

En el gráfico siguiente se muestran los principales componentes de los costos de explotación y operativos y su grado de participación para el año 2021.

Gráfico 33 - Apertura y participación de gastos en TGS. Año: 2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.

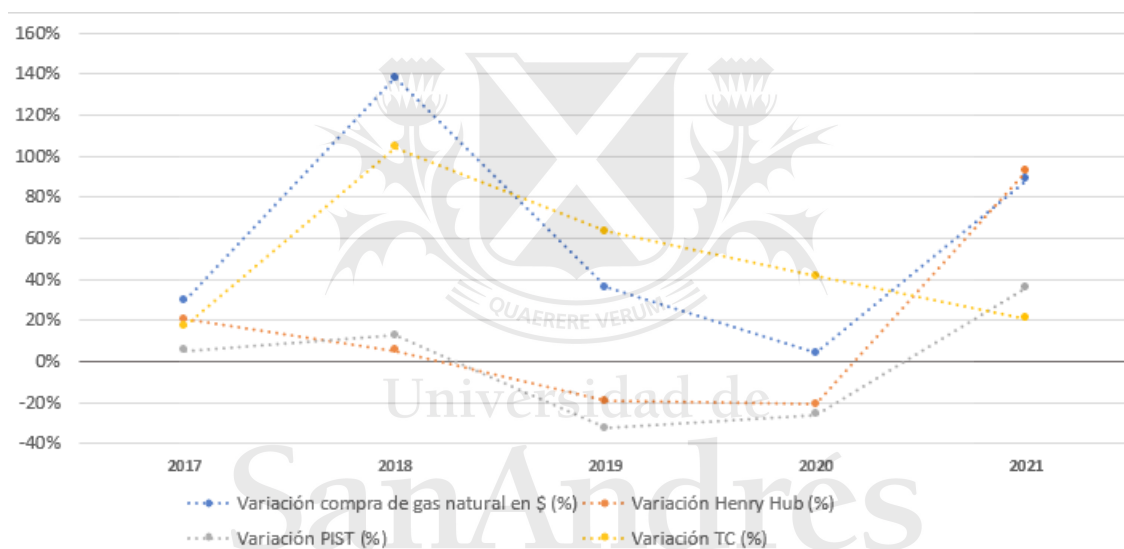
La principal materia prima utilizada por **TGS** es el gas natural, medido en USD, procesado en el Complejo Cerri a los efectos de reposición de la reducción térmica de planta (RTP). A partir del año 2016 la gestión de Gobierno Nacional de turno, en el marco del sendero de reducción gradual de subsidios, dispuso nuevos valores de PIST. Luego, en el año 2018, con el objetivo de

alentar la realización de inversiones el Gobierno Nacional generó un esquema de incentivos logrando una sobre oferta de gas natural con un efecto en la disminución de los precios. Actualmente, el aumento de precios del PIST está relacionado con la puesta en marcha del Plan GasAr<sup>40</sup> del año 2020 fijando nuevos precios de mercado.

Asimismo, si bien el gas natural que cotiza en Henry Hub no implica que TGS se abastezca a dichos costos sino más bien lo hace al precio de venta del gas natural en boca de pozo regulado por el Estado Nacional, es un precio internacional indicativo para determinar los precios de venta futuros de gas natural.

En el gráfico N° 34 se expone el comportamiento del costo de compra del gas natural, el PIST promedio, el precio en Henry Hub y el tipo de cambio \$/USD. No podemos dejar de mencionar que las compras de materia prima para el procesamiento de gas en el Complejo Cerri no solo está influenciada por los precios del gas sino también de la eficiencia operaria en la planta que repercute en el grado de RTP.

Gráfico 34 - Evolución del costo de compra de gas natural en TGS y otras variables. Período: 2017-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS, EIA, BNA y el ENARGAS.

<sup>40</sup> El Plan GasAr surge del Decreto N° 892/2020 del PEN, con el objetivo de revertir el nivel de producción de gas natural en los últimos años. Consiste en la adjudicación a través de concursos de volúmenes y precios para el productor.

### 5.3. Flujo de fondos

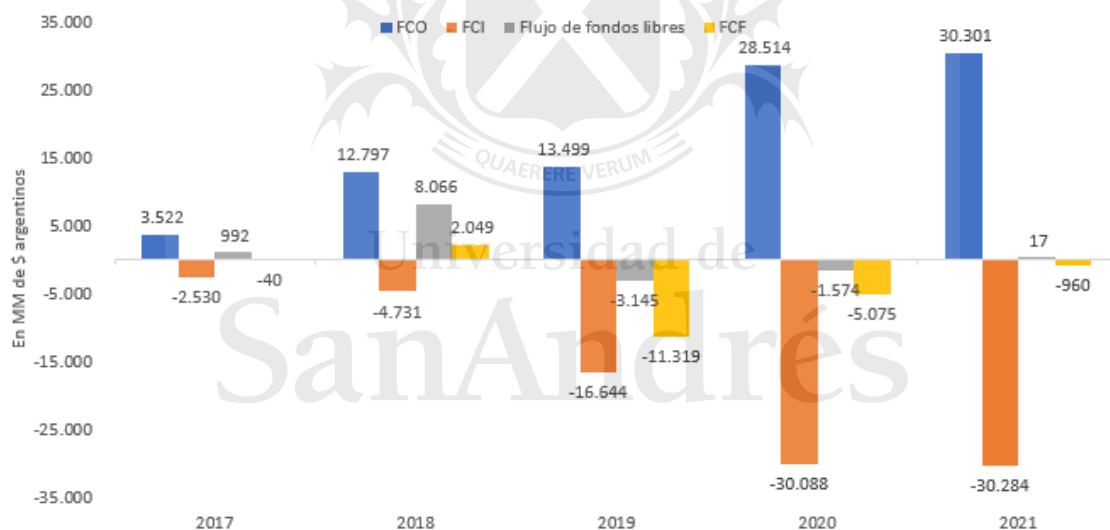
Durante los últimos cinco ejercicios **TGS** mantuvo un flujo de caja operativo (FCO) creciente demostrando un desarrollo en sus actividades, en sintonía con la evolución del EBITDA y mejoras en el capital de trabajo.

En lo que respecta a las inversiones, flujo de caja aplicado a las inversiones (FCI), a partir del 2019 la variación negativa se intensificó producto de las inversiones en bienes de capital efectuadas comprometidas con el Plan de Inversiones Quinquenal y el desarrollo de Vaca Muerta; y por las mayores adquisiciones de activos financieros (con el objetivo de la realización de operaciones de cobertura).

En cuanto al flujo de caja aplicado a las actividades de financiación (FCF), se observa en el año 2018 un flujo positivo producto de la toma de deuda financiera (emisión ON) el cual fue compensado con el pago de dividendos a los accionistas. En el ejercicio siguiente predominó el pago de dividendos hasta el año 2020 en donde por decisión de **TGS** y luego del ENARGAS (para más información ver 2.5.1.1. Ajuste tarifas de transporte) se suspendieron los pagos de dividendos.

Como se puede observar en el siguiente gráfico el nivel del FCO comienza levemente a superar al de FCI, generando un flujo de fondos libres positivos a partir del período 2021.

Gráfico 35 - Evolución del FCO - FCI - FCF y Flujo de Fondos Libres de TGS. Período 2017-2021.



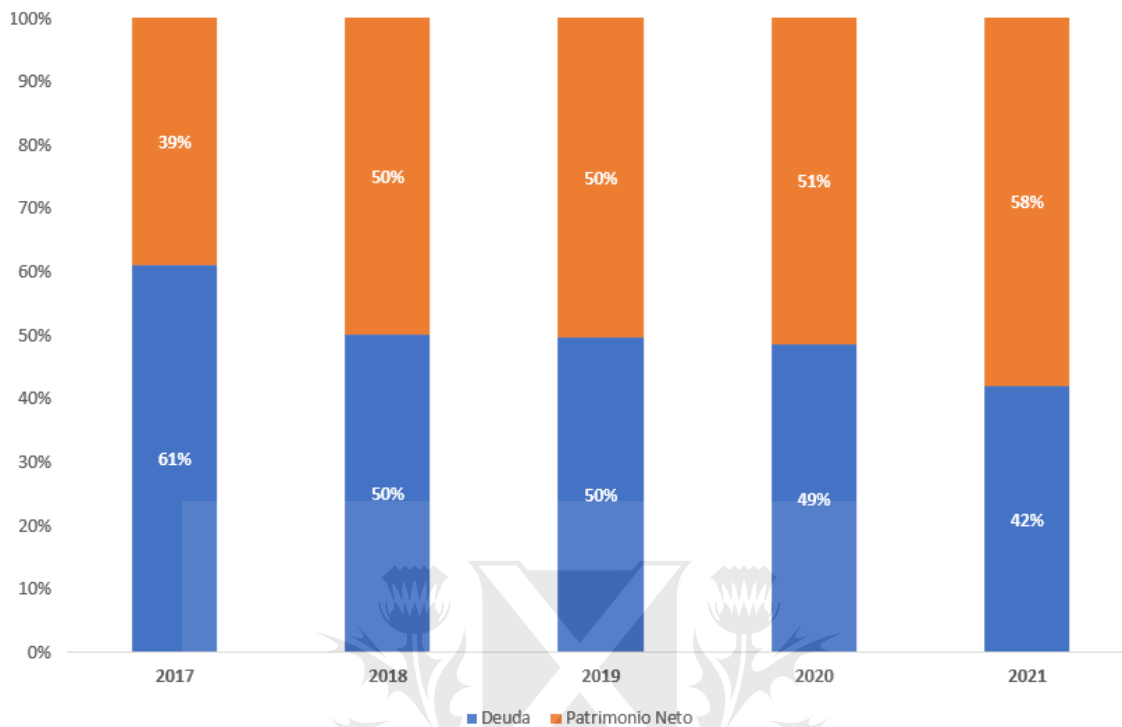
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.

Tal lo observado se puede concluir que la principal fuente de financiamiento de **TGS** es el flujo de caja operativo para el sostenimiento del negocio. Asimismo, de ser necesario acudir al financiamiento externo para aplicarlo al crecimiento del negocio.

### 5.4. Estructura de capital. Índices de liquidez, endeudamiento y cobertura

Si nos enfocamos en el margen de rentabilidad ROE, el mismo, al estar vinculado con el patrimonio neto, puede ser una medida sesgada por la estructura de capital si la empresa se encuentra muy apalancada. Es por ello que hay que complementar el análisis considerando la estructura de capital de la empresa.

Gráfico 36 - Evolución de la estructura de capital de TGS. Período 2017-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.

La estructura de capital de **TGS** a partir del período 2018 se equiparó como consecuencia de la emisión de una Obligación Negociable (ON) por USD 500 MM. Al cierre del período 2021, la proporción de la deuda sobre el activo total mejoró reduciéndose al 42% (gráfico N° 36).

**TGS** presenta una sólida posición de liquidez en el corto plazo, contando con \$ 4.429 MM de efectivo en caja, pudiendo cubrir con dicho monto el total de la deuda financiera de corto plazo que asciende a \$ 1.181 MM. El ratio de liquidez corriente nos confirma la solidez financiera en el corto plazo. En el caso de la liquidez seca, la misma no es muy diferente que la corriente ya que los inventarios son muy bajos. Se puede concluir que la liquidez corriente está asegurada teniendo en cuenta que la compañía posee inversiones transitorias rápidamente liquidables.

En cuanto al endeudamiento, el mismo es bajo para **TGS**, reduciéndose de 1,57x a 0,73x en el período 2021, a pesar de que la deuda financiera representa el 60% del total del financiamiento. Con respecto al ratio que relaciona la deuda financiera neta sobre el EBIT el mismo demuestra un mejoramiento respecto al período 2020, pasando de 1,90x a 1,41x. Mejores resultados se aprecian para la relación con el EBITDA.

**TGS** cubre con amplitud los intereses de la deuda financiera utilizando tanto el flujo de caja operativo como el EBIT. Asimismo, si a dichos indicadores se les adiciona la deuda financiera de corto plazo los mismos siguen arrojando valores sólidos.

Tabla 10 - Índices de liquidez, endeudamiento y cobertura de TGS. Período 2017-2021.

Índices de liquidez, endeudamiento y cobertura	2017	2018	2019	2020	2021	PROMEDIO
<b>ESTRUCTURA DE CAPITAL</b>						
Deuda	61%	50%	50%	49%	42%	50%
Patrimonio Neto	39%	50%	50%	51%	58%	50%
<b>RATIOS DE LIQUIDEZ</b>						
Liquidez corriente	1,55	3,24	2,63	1,95	1,75	2,23
Liquidez ácida	1,53	3,19	2,59	1,88	1,69	2,18
<b>RATIOS DE ENDEUDAMIENTO</b>						
Endeudamiento s/ PN (P/PN)	1,57	1,00	0,99	0,95	0,73	1,05
Deuda financiera / Deuda Total	54%	66%	71%	70%	60%	64%
Deuda Financiera neta s/EBIT	0,39	0,28	1,21	1,90	1,41	1,04
Deuda Financiera neta s/EBITDA	0,36	0,24	1,03	1,46	1,10	0,84
<b>RATIOS DE COBERTURA</b>						
EBIT s/ Intereses deuda financiera	9,12	8,51	7,87	6,15	7,63	7,86
FCO s/ Intereses deuda financiera	6,81	7,64	5,38	8,49	6,78	7,02
EBIT s/ Intereses + deuda financiera corto plazo	2,56	6,73	4,67	4,81	6,03	4,96

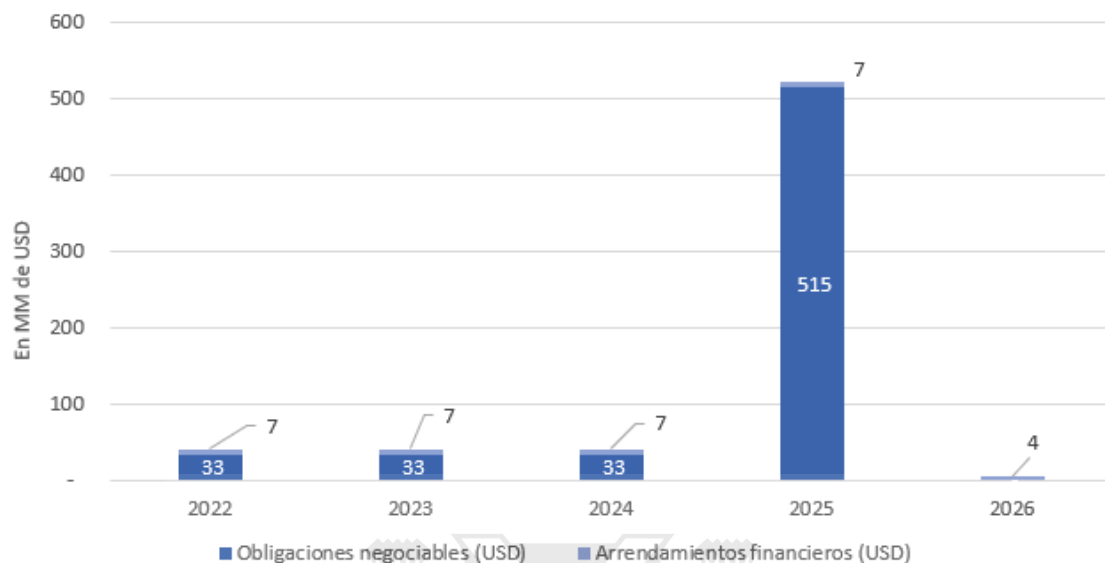
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.

**TGS** demuestra una posición financiera sólida con una fuerte generación de caja, un bajo nivel de endeudamiento con índices de coberturas holgados e ingresos por ventas denominados en USD por efecto del segmento de Producción y Comercialización de Líquidos y Otros Servicios.

Es importante destacar que **TGS** acudió al financiamiento externo sin que ello implique un ahogo financiero, lo cual permite el desarrollo operativo del negocio. Además, a pesar de que la deuda financiera está 100% denominada en USD se puede observar un buen management en cuanto al riesgo de tipo de cambio producto de inversiones en instrumentos financieros en USD. Por el lado del riesgo de tasa de interés, el mismo no es significativo ya que las deudas financieras son a tasa fija.

A continuación, se exhibe cronograma de vencimiento financiero de **TGS** al cierre del período 2021. En dicha fecha existen en circulación USD 482 MM de la ON, con una tasa de interés del 6,75% anual pagaderas semestralmente (mayo y noviembre de cada año) y con sistema de amortización bullet. Asimismo, **TGS** posee deuda en USD en concepto de arrendamiento financiero (financiamiento obtenido para la adquisición de los bienes correspondientes a la planta de tratamiento y compresión ubicada en Río Neuquén – Neuquén), el cual consiste en el pago de 119 cuotas mensuales fijas en USD por 624 M. A la fecha restan 53 cuotas y la opción de compra.

Gráfico 37 - Cronograma de vencimientos de la deuda financiera proyectada de TGS. Período: 2022-2026.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.

La última calificación de deuda a largo plazo sobre las Obligaciones Negociables Clase II emitidas en el período 2018 por **TGS**, con vencimiento en el año 2025, se realizó por la calificadora Standard & Poor's el 7 de mayo de 2020 con una calificación de "CCC+". Igualmente, debemos considerar que dicho rating calificativo se motiva en la decisión por parte de la calificadora en bajar la calificación de deuda de la República Argentina.

### 5.5. Índices de gestión. Capital de trabajo.

Para analizar la eficiencia con la que **TGS** administra sus activos y pasivos se procedió a calcular los índices de gestión de la actividad.

En el cálculo del capital de trabajo se estimó un flujo de caja operativo (8% sobre las ventas del período, en base al historial de caja de **TGS**), se consideraron como cuentas patrimoniales: los créditos por ventas por productos entregados o servicios prestados, activos del contrato, créditos por subsidios a cobrar (vinculados con la prestación de servicios dentro de los programas del Gobierno Nacional) y los inventarios por el lado del activo corriente; menos las deudas comerciales, fiscales (excepto Impuesto a las Ganancias) y sociales, por considerarlas como deudas operativas, y los pasivos del contrato y otras deudas vinculadas a pagos a UT.

En el período 2017-2021 el capital de trabajo de **TGS** fue positivo debido principalmente a que los saldos por créditos por venta son mayores a los de deudas comerciales, existiendo también, una alta participación de los subsidios a cobrar por los programas del Gobierno Nacional. Asimismo, podemos observar como la métrica capital de trabajo/ventas arroja valores positivos, ubicándose en promedio en 11% durante todo el período.

En cuanto a los días de conversión de caja, con signo negativo durante todo el período, se puede observar cómo **TGS** no presenta una buena gestión en los ciclos de conversión en efectivo, donde se asume una financiación de los proveedores en la actividad operativa (Tabla N° 11).

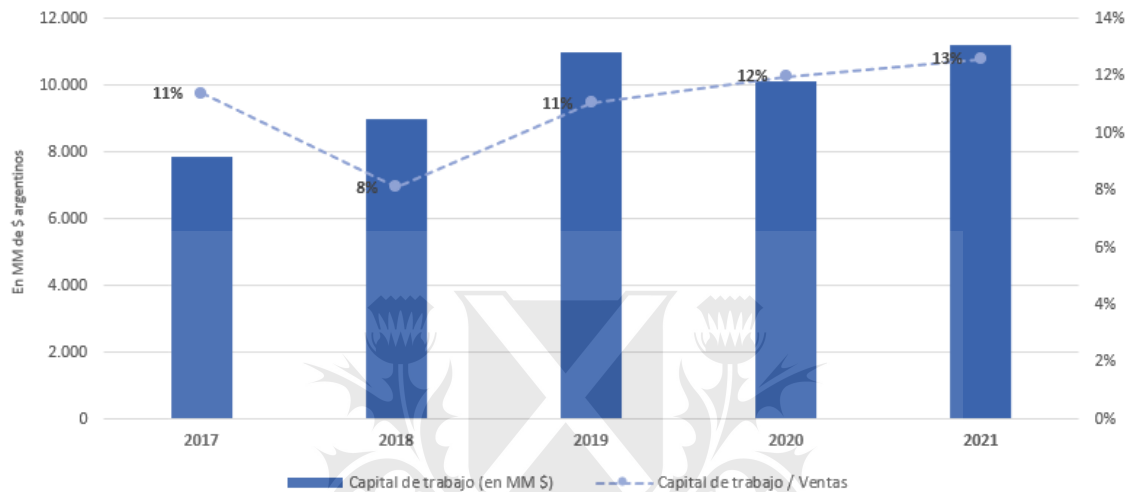


Tabla 11 - Índices de gestión de TGS. Período: 2017-2021.

Índices de gestión	2017	2018	2019	2020	2021	PROMEDIO
Capital de trabajo (MM de \$)	7.846	8.969	10.991	10.127	11.202	9.827
Capital de trabajo / Ventas	11%	8%	11%	12%	13%	11%
Días neto conversión en caja (d)	-32	-46	-33	-25	-20	-31

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS (moneda homogénea 2021).

Gráfico 38 - Evolución del capital de trabajo de TGS. Período: 2017-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS (moneda homogénea 2021).

## 5.6. CAPEX

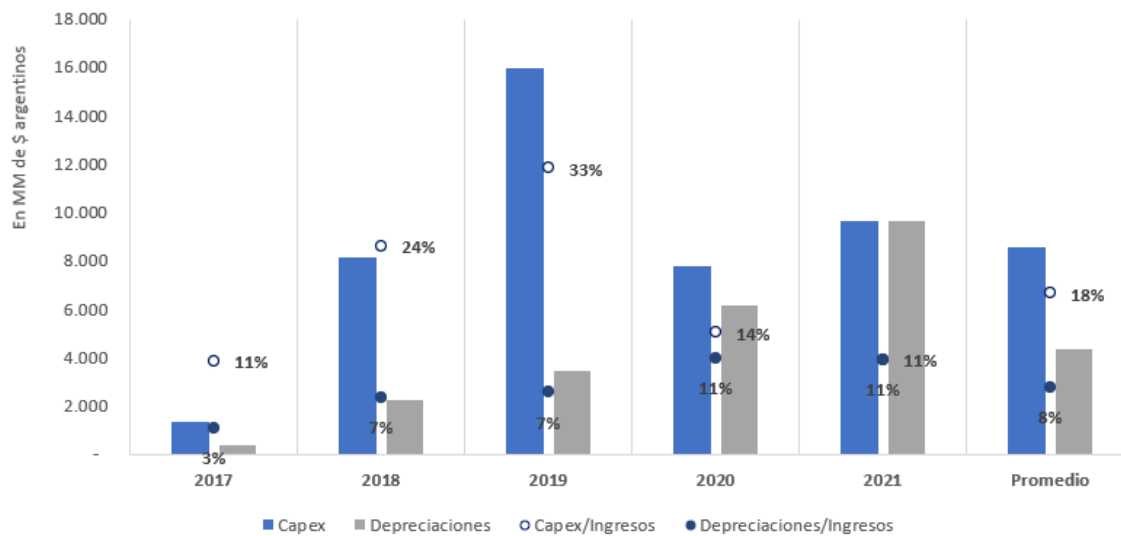
Se observa en el año 2019 un incremento considerable en las inversiones en activos fijos impulsado principalmente por las inversiones efectuadas a fin de concretar el Plan de Inversiones Quinquenal comprometido de acuerdo con lo dispuesto en la RTI (para más información ver: 2.5.1.1. Ajuste tarifas de transporte – RTI) y del desarrollo del negocio midstream en Vaca Muerta. Al año siguiente se produce una disminución en fondos destinados a la adquisición de bienes de capital producto de la culminación de las obras en Vaca Muerta y los resguardos como consecuencia del COVID-19.

Debemos mencionar que en los períodos bajo análisis no existieron inversiones de expansiones de gasoductos en el transporte de gas natural. Los gastos desembolsados en dicho segmento se deben esencialmente a tareas de mantenimiento y mejoras en la eficiencia del servicio.

Con respecto a la relación depreciaciones/ingresos, el mismo, luego del período 2019, y por efecto de lo mencionado, se incrementó 4 puntos porcentuales ubicándose actualmente en el 11%.

La relación bienes de uso/ventas fue en promedio de 1,33 para el promedio 2017-2021, lo cual demuestra que las inversiones en activos fijos acompañaron el crecimiento de las ventas.

Gráfico 39 - Evolución del CAPEX de TGS. Período: 2017-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de EEFF de TGS.

### 5.7. Comparación de ratios con empresas del sector

**TGS** al ser una empresa integrada, en cuanto al servicio de transporte de gas y producción y comercialización de líquido, no posee en el mercado local empresas con las mismas características. Es por ello que se procedió a realizar ajustes en la determinación de los nuevos ratios financieros y operativos para cada segmento predominante de **TGS**.







Para el caso del segmento transporte de gas natural se seleccionó a TGN como empresa local, teniendo además el mismo marco regulatorio del ENARGAS; y dos empresas de Latinoamérica: Promigas SA (PROMIGAS y CGE Gas Natural S.A. (CGEGAS), de Colombia y Chile respectivamente. Por el lado del segmento de producción y comercialización se seleccionó a la empresa local MEGA, la cual es la segunda productora de gas más grande de Argentina.

Para la selección de las empresas se tomaron los siguientes criterios:

- Selección de Estados Financieros al 31 de diciembre de 2021;
- Cotización en mercados de valores y/o cuyos Estados Financieros sean de acceso público;
- Sin integración vertical;
- Representativas en el mercado para el segmento en cuestión.

A continuación, se exponen los ratios obtenidos y un detalle con las principales características de las empresas seleccionadas:

Tabla 12 - Análisis comparativo: ratios de rentabilidad, liquidez y endeudamiento. Año 2021.

EMPRESAS	TRANSPORTE DE GAS				PROD. Y COM. LÍQUIDOS	
						
	TGS	TGN	PROMIGAS	CGEGAS	TGS	MEGA
<b>MARGENES DE RENTABILIDAD</b>						
Margen EBITDA	55%	41%	54%	32%	46%	32%
Margen EBIT	28%	-21%	38%	24%	45%	32%
Margen Utilidad Neta	16%	-46%	120%	15%	27%	21%
ROE	5%	-10%	17%	7%	14%	30%
ROA	3%	-10%	12%	4%	7%	20%
<b>ESTRUCTURA DE CAPITAL</b>						
Deuda	42%	25%	46%	45%	42%	34%
Patrimonio Neto	58%	75%	54%	55%	58%	66%
<b>RATIOS DE LIQUIDEZ</b>						
Liquidez corriente	1,75	1,87	0,90	1,23	1,75	2,08
Liquidez ácida	1,69	1,85	0,85	1,17	1,69	1,91
<b>RATIOS DE ENDEUDAMIENTO</b>						
Endeudamiento s/ PN (P/PN)	0,73	0,32	0,86	0,81	0,73	0,52
Deuda financiera / Deuda Total	60%	28%	82%	49%	60%	N/A
Deuda Financiera neta s/EBIT	5,21	-0,83	9,59	2,72	1,94	N/A
Deuda Financiera neta s/EBITDA	2,64	0,42	6,79	2,02	1,89	N/A
<b>RATIOS DE COBERTURA</b>						
EBIT s/ Intereses deuda financiera	2,07	-4,18	1,94	7,46	5,56	N/A
FCO s/ Intereses deuda financiera	6,78	12,38	2,22	7,60	6,78	N/A
EBIT s/ Intereses + deuda financiera corto plazo	1,64	-0,57	1,03	1,30	4,40	N/A
<b>INDICADOR OPERATIVO</b>						
Entregas gas diaria promedio (MM m <sup>3</sup> /d)	68,30	55,76	12,55	23,8	N/A	N/A
Producción Gas Líquido (Tn)	N/A	N/A	N/A	N/A	1.120.146	1.322.663

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los EEFF de las respectivas empresas.

En lo que respecta a la comparación de **TGS** con TGN y MEGA para los segmentos de transporte y producción y comercialización de gas, respectivamente, en los márgenes de rentabilidad se observa una superioridad por parte de **TGS** en ambos segmentos. Si bien los ratios ROE y ROA en **TGS** fueron positivos, los de MEGA se encuentran varios puntos arriba (16 y 13 puntos porcentuales, respectivamente) producto de una menor estructura de capital afectada a deuda (MEGA no posee financiación de operaciones a largo plazo con deuda financiera).

Debemos aclarar que TGN presentó al cierre del ejercicio 2021 un EBIT negativo producto de los mayores costos de explotación sobre los ingresos por ventas, los cuales también fueron inferiores a **TGS** por el menor volumen de entregas diarias de gas.

En cuanto a los ratios de liquidez, aunque los valores arrojados por **TGS** son sólidos los mismos son superados en ambos segmentos como consecuencia de las mayores deudas financieras contraídas convalidado con los ratios de estructura de capital y endeudamiento.

En relación con los indicadores operativos, se observa el muy buen desempeño de **TGS** en lo que respecta al volumen de entrega diaria de gas superando a TGN en un 22%. Adicionalmente, en el segmento producción de gas líquido, si bien MEGA supera en producción por un 18% esto no

limitó a **TGS** a presentar mejores indicadores de rentabilidad lo que demuestra la gestión eficiente del Complejo Cerri la cual permitió optimizar el uso de gas natural para RTP.

En general y comparándose con cada segmento del mercado, podríamos concluir que **TGS** demuestra unos buenos márgenes de rentabilidad y un nivel de endeudamiento con índices de coberturas holgados.

## 6. Valuación por enfoque de ingresos

### 6.1. Metodología

Los precios de los activos financieros no pueden ser justificados simplemente aduciendo que existe una expectativa de pagar un precio más alto en el futuro (Damodaran, 2016). Cualquier expectativa de valor debe estar respaldada por la realidad, lo que implica que el precio pagado por cualquier activo financiero debe contener un reflejo de los flujos de efectivo que se espera que generen a futuro.

Hitchner (2017)<sup>41</sup>, menciona tres enfoques para valorizar un activo, empresa o negocio:

1. Enfoque de ingresos; es el de mayor utilización para valuar una empresa, consiste en traer a valor presente los flujos de fondos futuros de la empresa descontado al costo de oportunidad del capital (DCF, por sus siglas en inglés). Para ello se deben utilizar supuestos para la proyección de los flujos de fondos y determinar el costo de capital requerido por los inversores para determinar la tasa de descuento.

2. Enfoque de mercado; la idea detrás de dicho enfoque es que el valor de la empresa pueda determinarse por referencia a empresas comparables utilizando información pública del mercado.

3. Enfoque de activos; consiste en determinar el valor de la empresa utilizando métodos basados en el valor presente de los activos netos de pasivos existentes.

Entre las distintas formas de valuar una empresa para el presente trabajo se procederá a utilizar el enfoque de ingresos, para lo cual se proyectarán mediante supuestos los flujos de fondos futuros, y el enfoque de mercado mediante la utilización de múltiplos comparables. Ambos métodos se realizarán con fecha 31 de diciembre de 2021, tomando para ellos los datos de los estados financieros de **TGS** para dicha fecha.

Los flujos de fondos se proyectarán en pesos argentinos debido a que la mayoría del cash flow de **TGS**, como así también sus transacciones, se originan en dicha moneda.

---

<sup>41</sup> Hitchner, J. R. (2017). Financial Valuation, + Website: Applications and Models. John Wiley & Sons.

Respecto al enfoque de ingresos, se realizará una proyección de los flujos de fondos por 10 años y luego se estimará la tasa de crecimiento a perpetuidad con el fin de determinar un valor terminal para la empresa. La fórmula utilizada para calcular el valor presente de los ingresos es la siguiente:

$$DCF = \sum_{n=1}^t \frac{FCn}{(1+i)^n} + \frac{VR}{(1+i)^{t+1}}$$

Donde:

FCn = flujos de caja estimados para n períodos, entre “n” y “t”.

i = tasa de descuento, equivalente al costo de capital requerido por los inversores

VR = valor residual o terminal a partir del año “t+1”

Σ = sumatoria de los flujos estimados de caja de la empresa para un número de años “t”, comenzando desde el año “n=1”.

Los flujos de fondos se calcularán en base a los ingresos por cada segmento de **TGS** considerando la capacidad de transporte de gas y producción, de corresponder, multiplicada por los respectivos precios; y luego restado de los costos de explotación, costos operativos (OPEX), impuestos a las ganancias, gastos de capital (CAPEX), variación de capital de trabajo e incorporando las depreciaciones para así obtener el Flujo de Efectivo Libre (FCF, por sus siglas en inglés) para cada período. Al valorar la empresa por el método FCF, no se considerarán los resultados financieros por tenencia y las diferencias de cambio, y la tasa de interés de la deuda financiera será incluida en el costo de capital (Dumrauf, 2013).

Para la aplicación de dicho método es necesario determinar ciertos supuestos los cuales serán desarrollados a continuación (ver 6.2. Proyecciones). Cabe aclarar que, el servicio de Telecomunicaciones, al no ser tan representativo dentro de la estructura de **TGS** se estimó una participación del 1% sobre los ingresos para todos los años proyectados.

Una vez determinado el flujo de fondos libre de la compañía o valor de la compañía (EV, por sus siglas en inglés) obtendremos el valor del equity, restando las deudas y sumando los saldos en caja. Al valor resultante se lo divide por la cantidad de acciones emitidas para así obtener el precio intrínseco de **TGS**, y de esta manera poder compararlo con el precio de la acción en el mercado.

Finalmente, para determinar el valor se utilizó una ponderación de los escenarios, de acuerdo con las probabilidades de ocurrencia detalladas. Hemos elaborado tres estimaciones distintas de los flujos de fondos esperados asignando para cada una de ellas probabilidades de ocurrencia, considerando entrevistas realizadas, opinión de expertos y el contexto actual:

- *Escenario base*: probabilidad de ocurrencia: 60%
- *Escenario pesimista*: probabilidad de ocurrencia: 10%
- *Escenario optimista*: probabilidad de ocurrencia: 30%

En todos los escenarios las tasas de descuentos (WACC) en pesos por año son las mismas (para más información ver 6.3. Tasa de descuento).

En relación con el enfoque por múltiplos, el cual permite estimar el valor una empresa considerando el valor de mercado de otras empresas con características similares, nos encontramos con un gran desafío ya que en el mercado local y latinoamericano no existe una empresa con las mismas características de **TGS** en cuanto a la integración de los segmentos de transporte y producción y comercialización de gas natural.

En Argentina, la empresa con mayor similitud es TGN; siendo junto a **TGS** las únicas empresas que participan en el segmento de transporte de gas en el país. Adicionalmente, fuera de Argentina se consideró a Promigas (Colombia) y CGE Gas Natural S.A. (Chile) empresas que se dedican al transporte de gas y son líderes en sus países

Si bien existen varios múltiplos que se pueden utilizar para dicho enfoque, en el presente trabajo utilizamos el ratio de valor de compañía (EV) sobre EBITDA (EV/EBITDA), siendo el más utilizado por los analistas, ya que al ignorar los efectos impositivos permite comparar con empresas de otros países. Asimismo, tiene la ventaja de que no se encuentra afectado por la estructura de financiamiento de la compañía, siendo para el presente trabajo de utilidad considerando que no existe una relación de endeudamiento homogénea entre **TGS** y las demás empresas comparables.

## 6.2. Proyecciones

La valuación por el método de Flujo de Fondos Descontados implica que se empleen suposiciones las cuales se basan en diversos factores. A través de la investigación se procedió a utilizar información de la empresa y la industria, opiniones de expertos del sector, modelos estadísticos con información histórica y presente, información macroeconómica local e internacional, como así también proyectos y planes conocidos al momento de la valuación; a los efectos de tratar de mitigar lo mayor posible el grado de subjetividad.

Para facilitar la comprensión se adjunta (ver **Anexo IV**) un resumen con los supuestos utilizados para el armado del flujo de fondos proyectado, los cuales son desarrollados en el presente apartado.

### 6.2.1. Supuestos variables macroeconómicas

Las actividades operativas de **TGS** están relacionadas en gran medida por las condiciones macroeconómicas de la Argentina. Por lo que es necesario realizar un análisis de la evolución y proyección de las principales variables, a saber: PBI, tipo de cambio e inflación.

**Evolución PBI:** en los últimos años se puede observar una tendencia bajista en la evolución del PBI, influenciado por el entorno político que repercute en el desempeño económico del país. Luego del año 2017 donde el indicador tuvo un crecimiento real de casi un 2,82% i.a., como consecuencia del paquete de reformas llevadas a cabo por el gobierno de turno, a partir del año siguiente se observa una caída del 2,6% i.a. real, debido al endurecimiento de la política fiscal y monetaria de la economía real, confirmando la tendencia bajista para los años siguientes. Debemos mencionar que en el año 2020 la tendencia se profundiza con una caída del 9,9% i.a. real, no solo por los efectos de la pandemia sino también por la acumulación de desequilibrios macroeconómicos que ya estaban presentes antes de dicho año. En el año 2021 producto de la liberación progresiva de las actividades económicas y el avance de las campañas de vacunación, la tasa del PBI acumula un alza del 10,4% i.a. La tasa anual del PBI en Argentina para el período 2011/2021 presenta una variación promedio de 1,19%, presentándose en los años 2020 y 2021 las mayores variaciones a la baja y alza, -9,9% y 10,4% respectivamente, de los últimos 10 años.

**Evolución tipo de cambio:** Luego de años de intervención por parte del BCRA para fijar el tipo de cambio y evitar un agotamiento de reservas en USD, en el año 2015 con la asunción de un nuevo gobierno se procedió a la liberación del tipo de cambio alcanzando una devaluación del 64% para finales del año 2016. Para el año 2017 se observa una estabilidad cambiaria en la mayor parte del período presentando una depreciación acumulada del peso argentino del



17,4%. En el año 2018, se comienza a evidenciar una menor liquidación de divisas de los exportadores, no solo por la sequía sino también por el conflicto comercial entre China y EEUU; y también dificultades para la renovación del stock de instrumentos de regulación monetaria, produciendo una fuerte devaluación del 104,2%. Tras la celebración de las PASO (agosto 2019) se encadena una nueva corrida cambiaria en un contexto de fugas de capitales, lo que obliga al gobierno de turno luego de 4 años a reestablecer los controles cambiarios, realizar un reperfilamiento de la deuda pública e iniciar un proceso de renegociación con el FMI. A pesar de todas estas medidas y el menor estrés cambiario hacia finales del año 2019, el tipo de cambio tuvo una variación acumulada del 63,2% frente al USD. Durante todo el ejercicio 2020 y 2021, las restricciones para el control del tipo de cambio se intensificaron, desde entonces se ha desarrollado un mercado cambiario (alternativo o paralelo) en el cual el tipo de cambio del USD es significativamente más alto que el del mercado oficial, alcanzando brechas cambiarias cercanas al 100% durante los últimos meses del año 2021. No obstante, todas las medidas por parte del gobierno, el BCRA continúa perdiendo reservas interviniendo en el mercado de bonos para influir en las cotizaciones paralelas. Al cierre del ejercicio 2021, la depreciación del tipo de cambio frente al USD fue del 20,7%.

**Evolución inflación:** Luego de años en donde el INDEC brindó indicadores de inflación de poca credibilidad, siendo observados por el FMI, a partir de la nueva gestión de gobierno nacional en el año 2016 se procedió a restaurar la credibilidad de los datos brindados por dicho organismo. El INDEC para el año 2017 informó un aumento del IPM del 18,8%, mucho menor a la arrojada en el año 2016 (34,5%). A pesar de la reducción presentada en 2017, la inflación se volvió a acrecentar en los años 2018 y 2019, con aumentos del 73,5% y 58,5%, respectivamente. En gran medida dicha tendencia alcista se explica por la elevada depreciación nominal del peso ocurrida en dichos períodos. En el año 2020, como consecuencia de la pandemia y el efecto de medidas gubernamentales, como el congelamiento de las tarifas públicas, el atraso en la actualización de los precios de los combustibles y los programas de Precios Cuidados, se produce una desaceleración de la inflación arrojando una variación del 35,4%, niveles cercanos a los del año 2016. Para el año 2021, por la activación económica y producto de la expansión monetaria aplicada en el ejercicio anterior, el IPM arrojó una tasa del 51,4%.

En la Tabla N° 13, se detalla la proyección de las principales variables macroeconómicas en base a información obtenida del Fondo Monetario Internacional (FMI)<sup>42</sup> y el Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM)<sup>43</sup> publicado por el Banco Central de la República Argentina (BCRA). Asimismo, se adiciona el índice de inflación esperado en USA, información también recopilada del FMI.

A partir del año 2024, el tipo de cambio fue determinado conforme a la aplicación del método de inflación relativa esperados para los países Argentina y Estados Unidos.

---

<sup>42</sup> Fuente: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2022/October>

<sup>43</sup> Fuente: <https://www.bcra.gob.ar/PublicacionesEstadisticas/RelevamientoExpectativasdeMercado.asp>



Tabla 13 - Proyecciones de variables macroeconómicas y población en Argentina. Período 2022-2031.

Variables macroeconómicas	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	CAGR
Variación PBI Argentina (%)	10,4%	4,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,8%	1,7%	1,7%	-16,6%
Inflación Argentina (%)	50,9%	95,0%	60,0%	44,0%	40,0%	35,0%	30,0%	20,0%	15,0%	10,0%	10,0%	-15,0%
Inflación USA (%)	7,4%	6,4%	2,3%	2,1%	2,0%	2,0%	2,1%	2,0%	1,9%	1,8%	1,8%	-13,1%
Tipo de cambio promedio (ARS/USD)	101,7	160,7	226,5	319,3	438,2	580,0	738,7	869,1	980,8	1.059,8	1.145,2	27,4%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los informes del FMI y REM.

### 6.2.2. Supuestos del mercado de gas

Para la realización de las proyecciones del mercado energético en la Argentina se utilizaron distintos informes realizados por organizaciones e instituciones con niveles técnicos y académicos reconocidos, y estimaciones realizadas por la Secretaría de Energía de la Nación a través del informe de Escenarios Energéticos<sup>44</sup>. En la presente subsección analizaremos las proyecciones de la oferta y demanda de gas natural y el precio en boca de pozo del gas natural (PIST), para los próximos 10 años.

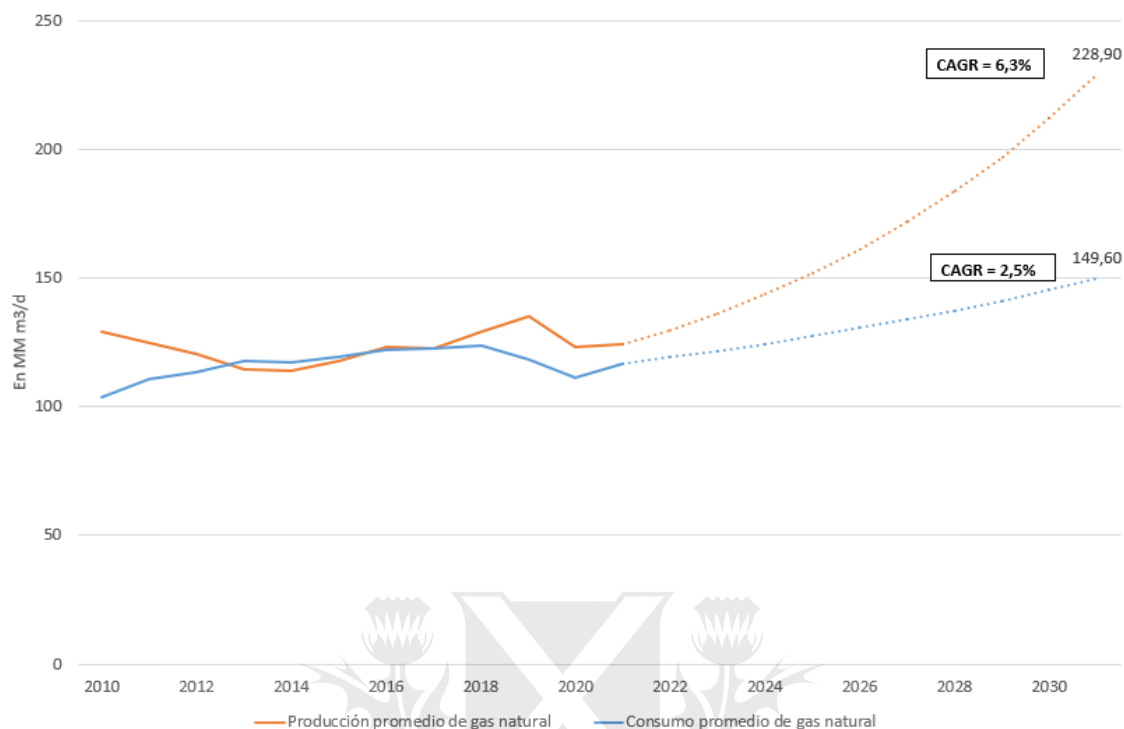
Como hemos mencionado **TGS** actúa en dos segmentos en la industria del gas natural (transporte y producción de gas) por lo que se estima que las proyecciones afectarán a ambas unidades de negocio debido a su alto grado de integración. Por ejemplo, un mayor consumo de gas natural no solo aumentaría el transporte de este sino también una mayor producción de GLP.

Cabe aclarar que las proyecciones de la oferta y demanda de gas natural en Argentina serán utilizadas como base para el armado de las demás proyecciones propias del negocio de **TGS**.

En el gráfico N° 40, se observa una tendencia alcista para los próximos 10 años del consumo y producción de gas natural en Argentina. Para el consumo se proyecta un crecimiento gradual y sostenido de 2,5% CAGR y, por el lado de la producción, conforme al incremento que se evidencia en la cuenca neuquina y considerando el potencial desde el mercado exportador, se estima una tasa anual acumulada de 6,3%.

<sup>44</sup> Fuente: Escenarios Energéticos de Argentina con un horizonte al año 2040 (2018) y Escenarios energéticos 2030 (2019).

Gráfico 40 - Proyección del consumo y producción de gas natural. Argentina. Período: 2022-2031.

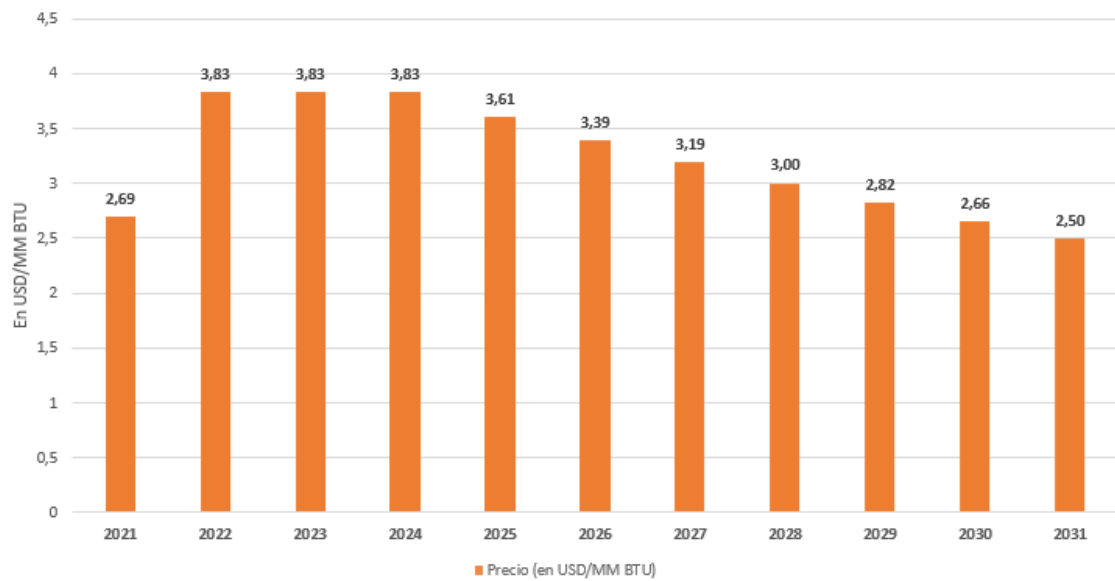


Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los informes de la Secretaría de Energía de la Nación.

En cuanto a los precios en boca de pozo (PIST) se utilizaron como referencia los precios ponderados por los volúmenes adjudicados en las Rondas I, II y III del programa Plan GasAr hasta el año 2024, fecha en la cual finaliza el esquema establecido por el gobierno<sup>45</sup>. Para los siguientes años se tomaron las proyecciones definidas en el informe de escenarios energéticos de la Secretaría de Energía de la Nación. Debido a que dicha proyección será utilizada para determinar el costo de producción de gas en el Complejo Cerri, nos enfocamos en el precio del PIST con destino industrial y provenientes de la cuenca neuquina, donde existe la mejor calidad de gas del país y que está conectada al sistema de transporte de **TGS**.

<sup>45</sup> Decreto N° 892/2020 del Poder Ejecutivo Nacional (PEN).

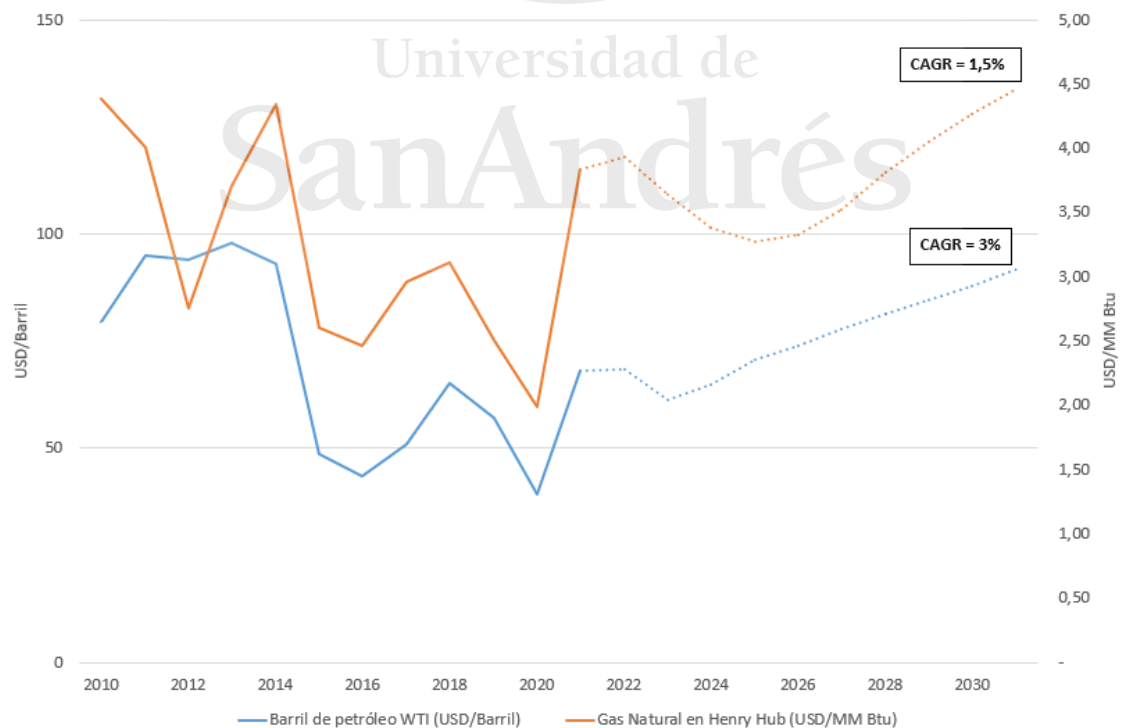
Gráfico 41 - Proyección del precio de gas natural en pozo. Argentina. Período 2022-2031.



**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos de las Resoluciones N° 391/2020, 169/2021 y 984/2021 de la Secretaría de Energía de la Nación.

Finalmente, mediante el informe anual de Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA)<sup>46</sup>, se elaboró la siguiente proyección de precios del gas natural en Henry Hub y del barril de petróleo en West Texas Intermediate (WTI) para los próximos 10 años.

Gráfico 42 - Proyección del precio de gas natural en Henry Hub y del barril de petróleo WTI. Período 2022-2031.



**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del Annual Energy Outlook 2021.

<sup>46</sup> Annual Energy Outlook 2021. EIA. USA. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo>

## 6.2.3. Ventas

### 6.2.3.1. Segmento transporte de gas

#### **6.2.3.1.1. Estimación de volúmenes de entrega:**

En función de lo mencionado e información disponible se ensayó un modelo estadístico para determinar el comportamiento del volumen de gas entregado con las siguientes variables: producción y consumo promedio de gas natural, PBI, inflación, crecimiento poblacional y temperaturas medias<sup>47</sup> en Argentina; asimismo se incorporó el precio de gas natural en Henry Hub como variable representativa del PIST.

Tomando en consideración dichas variables a través de una regresión lineal múltiple se obtuvo un coeficiente de correlación de 95% (ver **Anexo V**); quedando la siguiente fórmula para predecir la entrega futura de gas por transporte:

*Entregas promedio diarias proyectadas (MM m<sup>3</sup>/d) = [(Producción promedio de gas natural \* 0,13) + (Consumo promedio de gas natural \* 0,69) + (PBI \* -0,04) + (Henry Hub \* 0,17) + (Índice inflación \* 0,003) + (Población en Argentina \* -2,55) + (Temperaturas medias \* 0,46)] + 93,08*

Cabe aclarar que las entregas diarias estarán limitadas a la capacidad nominal instalada en los ductos por parte de **TGS**. En el año 2021 la misma es de 85,4 MM m<sup>3</sup>/d.

Además, para la presente unidad de negocio, hemos diferenciado por modalidad de contratación. Más allá de que para los contratos en firme es indiferente la cantidad entregada de gas, a los efectos de registrar una venta, es importante considerar la cantidad de reserva de gas utilizada por los clientes en dicha modalidad, a los efectos de predecir la cantidad de gas disponible a entregar mediante los contratos de transporte interrumpible.

Conforme al promedio de entregas diario histórico por parte de **TGS**, asignamos un 78% de entregas efectivas bajo la modalidad contrato en firme y un 22% bajo modalidad interrumpible.

#### **6.2.3.1.2. Estimación de tarifas:**

Tal como se expresó en la sección 2.5.1., los precios del transporte de gas pueden ser fijos o variables y varían conforme a las zonas transitadas desde el punto de recepción hasta el punto de entrega.

A modo de establecer tarifas razonables y considerarlas como base inicial para las proyecciones, se tomaron los contratos de transporte en firme vigentes al cierre del 2021 y el último cuadro tarifario aprobado por el ENARGAS. En base a las capacidades asignadas en cada contrato y las tarifas establecidas por los tramos de entrega, a través del cálculo del promedio ponderado entre dichas variables, se obtuvo la tarifa de referencia inicial. (**Anexo VI**)

Con respecto a los demás conceptos, transporte interrumpible y CAU, que representan el 20% del total de ventas para esta unidad de negocios, al no contar con información precisa se definió la tarifa inicial a través de la relación del total de ventas con la cantidad de gas entregado bajo dichas modalidades al cierre del ejercicio 2021 más el 60% de aumento por el último cuadro tarifario del ENARGAS.

A los efectos de la proyección de las tarifas nos ajustaremos a lo resuelto en la última RTI, en donde se definió que las tarifas se ajustarán en base a la evolución del índice de Precios Internos

---

<sup>47</sup> Las temperaturas utilizadas corresponden al Registro histórico de temperatura en la Ciudad de Buenos Aires.

al por Mayor (IPM) publicado por el INDEC. Debemos mencionar que los ajustes aprobados por el ENARGAS aplican para los conceptos en cuestión.

#### 6.2.3.2. Segmento producción y comercialización de gas

Es el que mayor contribución realizó a las ventas de **TGS** en los últimos años, producto de su actividad sin regulación y la posibilidad de fijar contratos en USD o ajustables a dicha moneda.

Para la proyección de las toneladas procederemos a dividir las mismas conforme al tipo de gas producido y su destino (local o externo), y dentro del mercado local en aquellos que se encuentren restringidos en cuanto al volumen y precios máximos de referencia conforme a programas del Gobierno Nacional. Dicha diferenciación será útil al momento de vincularlas con las tarifas, ya que las mismas varían conforme al destino y tipo de producto.

##### **6.2.3.2.1. Estimación de producción de gas:**

Teniendo en cuenta que la producción de gases en el Complejo Cerri depende principalmente de la capacidad de procesamiento de la planta, actualmente en 47 MM m<sup>3</sup>/d, y considerando que no existen proyectos de inversión a futuro que impliquen una ampliación de la capacidad se determinó la cantidad de toneladas a producir por año y tipo de gas en base al promedio producido en los últimos 5 años.

Para determinar el destino de lo producido se utilizaron los porcentajes promedios destinados en los últimos 5 años conforme a información obtenida en **TGS**. Dicho criterio se utilizó tanto para diferenciar los destinados al mercado externo como aquellos con destino local regulado por los programas de Gobierno.

##### **6.2.3.2.2. Estimación de precios internacionales:**

Para comprender el precio del GLP hay que considerar que es una mezcla de gases, en su mayoría compuestos por butano y propano, que se obtienen a través del refinamiento del petróleo y también de procesos de separación del gas natural. Por lo tanto, su precio depende del comportamiento en el mercado de precios de ambos. A su vez el precio está sujeto a los niveles de stock, el cual está influenciado por las temperaturas. En épocas de verano, aumenta el stock y baja su precio; ocurriendo lo contrario en épocas de invierno.

Considerando lo precedente y a los efectos de proyectar el precio del propano en Mont Belvieu, utilizado como referencia para las ventas desde el Complejo Cerri, se recopiló las cotizaciones históricas para dicho commodity, el barril de petróleo en West Texas Intermediate (WTI) y el gas natural en Henry Hub.

Con dichos datos se realizó una regresión lineal múltiple arrojando un coeficiente de correlación de 95% (ver **Anexo V**). Finalmente, con los parámetros de regresión obtenidos y las proyecciones de precios para el gas natural en Henry Hub y el barril de petróleo WTI, obtenidos del Annual Energy Outlook 2021 de la EIA<sup>48</sup>, se definieron los precios del gas propano para los próximos 10 años.

La fórmula para proyectar el precio en Mont Belvieu es:

$$\text{Precio internacional Mont Belvieu (USD/Tn)} = [(13,56 * \text{Henry Hub}) + (2,61 * \text{WTI})] + 4,68$$

---

<sup>48</sup> EIA USA. Annual Energy Outlook 2021. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo>

### **6.2.3.2.3. Estimación de precios nacionales:**

#### **No regulado - Precio paridad de exportación:**

El precio de paridad de exportación es una tarifa determinada por la Secretaría de Energía para la venta de butano y propano en el mercado local conforme a una metodología de cálculo que considera los precios internacionales en Mont Belvieu, neto del costo de transporte y las retenciones a la exportación, todo ello multiplicado por el tipo de cambio \$/USD.

Debido a que se desconoce la metodología utilizada por la Secretaría de Energía para la fijación del costo del flete, se recurrió a la aplicación de una regresión lineal múltiple utilizando como variable dependiente los precios paridad de exportación y, como variables independientes, los precios de los gases en Mont Belvieu y el tipo de cambio \$/USD.

El coeficiente de correlación para el propano y butano es de 97% (ver **Anexo V**); resultados que nos dan certeza de poder predecir el precio paridad de exportación a partir de los precios que pueden tomar los gases en Mont Belvieu y el tipo de cambio \$/USD promedio.

Las fórmulas por utilizar para proyectar los precios paridad de exportación definidas son:

*Precio paridad de exportación Propano (\$/Tn) = [ (25,11 \* Precio Mont Belvieu) + (449,77 \* Tipo de cambio)] – 7210,77*

*Precio paridad de exportación Butano (\$/Tn) = [ (22,06 \* Precio Mont Belvieu) + (447,38 \* Tipo de cambio)] – 6184,23*

#### **Regulado - Precios máximos de referencia para propano y butano**

La participación de **TGS** en los programas “Plan Hogar” y “Acuerdo Propano de Redes” obliga a comercializar el butano y propano a un precio menor al de mercado.

Considerando que el objetivo es asegurar el suministro de GLP y que los mismos lleguen a los sectores sociales de bajos recursos, y conforme a los antecedentes en los últimos aumentos se decidió ajustar el precio máximo de referencia para cada producto aplicando el 50% de variación del IPM proyectado para cada año.

Tener en cuenta que para dichos programas **TGS** se encuentra en condiciones de recibir compensaciones económicas, las cuales se estimarán al momento de la proyección de los ingresos. Por el Plan Hogar una compensación equivalente al 20% del total facturado por venta de GLP y por el Acuerdo Propano de Redes un monto que se calcula como la diferencia entre el precio de venta determinado y el precio de paridad de exportación.

A modo de simplificar del total destinado a consumo regulado, se considerará el 50% de compensación para cada programa.

6.2.3.3. Segmento otros servicios: Vaca Muerta

Los servicios más importantes prestados en el presente segmento son el transporte y acondicionamiento de gas natural, ambos representados por contratos en USD y sin regulación tarifaria.

#### **6.2.3.3.1. Estimación de volúmenes de entrega:**

En Vaca Muerta, **TGS** cuenta con la concesión de transporte de gas con una capacidad nominal de 60 MM m<sup>3</sup>/d, actualmente la capacidad contratada en firme es de 8,60 MM m<sup>3</sup>/d. Suponemos

que la misma una vez concretado el gasoducto NK aumentará su capacidad de contratación un 50% para el año 2023, fecha de finalización de la primera etapa; alcanzando finalmente la contratación total de su capacidad de transporte para el año 2024, fecha de finalización de la segunda etapa del gasoducto.

Por el lado de los servicios de acondicionamiento, se procedió a dividirlos en las distintas plantas que posee TGS.

La planta en Tratayén actualmente posee una capacidad de acondicionamiento de 7,80 MM m<sup>3</sup>/d, que se ampliará a 14,8 MM m<sup>3</sup>/d, 21,40 MM m<sup>3</sup>/d y 28 MM m<sup>3</sup>/d para los años 2022, 2023 y 2024, respectivamente. Con respecto a las demás plantas ubicadas en Río Neuquén y Plaza Huinul, la capacidad de acondicionamiento asciende a 3,1 MM m<sup>3</sup>/d, y se asume que no se realizarán nuevas inversiones de ampliación en las mismas.

#### **6.2.3.3.2. Estimación de tarifas:**

Las tarifas de transporte y acondicionamiento de gas para el segmento de Vaca Muerta, al no estar regulada y fijada entre particulares, serán en USD.

Las tarifas de transporte ajustables anualmente al 24% (que surge del promedio de los ajustes para los años proyectados del transporte de gas regulado); y respecto a las tarifas por acondicionamiento las mismas serán ajustables anualmente con el índice de inflación de los Estados Unidos más adicional del 1%.

#### **6.2.4. Costos de venta**

A los efectos de la proyección debemos diferenciar los costos de materia prima utilizada en el Complejo Cerri, relacionado al segmento de producción y comercialización de líquidos, y los costos de explotación que son más bien fijos y no se encuentran relacionados al volumen de unidades producidas.

##### **6.2.4.1. Estimación costo de materia prima:**

Según datos obtenidos de TGS para obtener 1 tonelada de gas líquido en el Complejo Cerri se necesitan aproximadamente 1.450 m<sup>3</sup> de gas natural equivalentes a 50,85 MM BTU.

A los efectos de estimar el costo de venta se multiplicaron las toneladas proyectadas a vender por el precio PIST promedio proyectado para la cuenca neuquina, cuenca por donde actualmente se abastece el Complejo Cerri.

##### **6.2.4.2. Estimación costo de explotación:**

Los costos de explotación, a excepción de la depreciación que será desarrollada en la subsección siguiente, serán estimados en base al porcentaje promedio de participación sobre las ventas de los últimos 5 años, el cual deriva en un 18%.

#### **6.2.5. CAPEX**

Para la presente variable hemos dividido su proyección en dos conceptos, aquellos destinados al *mantenimiento* de inversiones para asegurar el funcionamiento normal y operativo de la empresa, y los destinados a inversiones para *crecimiento*.

##### **6.2.5.1. Inversiones para mantenimiento:**

Conforme se pudo consultar y analizar los desembolsos anuales por mantenimiento de los bienes de uso rondan los USD 66 MM. Para los primeros 2 años se proyectó por dicho monto, a



partir del año 2024, cuando la planta en Tratayén esté funcionando en plenitud, la estimación asciende a USD 73 MM.

#### **6.2.5.2. Inversiones para crecimiento:**

Con el fin de seguir posicionándose en el mercado de Vaca Muerta, **TGS** enfrenta diversos proyectos, divididos en módulos a concretarse por año, que permitirán ampliar la capacidad de acondicionamiento en la planta en Tratayén, Neuquén. Las inversiones estimadas son: USD 22MM, USD 82MM y USD 138 MM en los años 2022, 2023 y 2024, respectivamente, logrando alcanzar en el último año una capacidad total de acondicionamiento de 28 MM m<sup>3</sup>/d (para el año 2021 era de 10,90 MM m<sup>3</sup>/d).

La alícuota de depreciación anual a utilizar para las altas de las inversiones es aquella que surge de la proporción promedio de las Plantas compresoras y gasoductos, estipulada en 2,5% según Anexo de Bienes de Uso de los EEFF de **TGS** al 31 de diciembre de 2021.

Para la proyección de las depreciaciones, considerando la naturaleza del negocio de crecimiento lento, asumimos un porcentaje constante durante todos los años. Para ello consideramos la métrica depreciaciones/ventas en los niveles similares a los que presentó **TGS** en el período 2017-2021. Si bien el promedio de los últimos 5 años arroja un valor de 8%, en los últimos dos alcanzó un 11%, entendemos que este último valor es más razonable por la continuación de las inversiones a realizar en Tratayén.

#### **6.2.6. OPEX**

Los costos operativos están compuestos principalmente por los gastos de administración y comercialización, representando los gastos fijos que incurre la empresa para el mantenimiento de sus operaciones. A los efectos de su proyección se toma en consideración el porcentaje promedio de participación sobre las ventas de los últimos 5 años, que tal como se mencionara fue del 8%.

#### **6.2.7. Capital de trabajo**

Para la proyección del flujo de caja operativo, disponibilidad líquida destinada a gastos de tesorería, hemos tomado el promedio de liquidez sobre ventas anuales de los últimos 5 años, derivando a un valor de 8%. Dicho porcentaje se fue aplicando al monto de ventas a lo largo de los años de estimación del flujo de fondos.

Respecto a las proyecciones de las cuentas a cobrar y pagar, para el cálculo de los días se tomó el promedio de las ventas y costos de compras y explotación de los últimos 5 años, derivando en un resultado promedio de 53 y 84 días, para las cobranzas y pagos, respectivamente. Dichos resultados fueron replicados durante los años de la estimación del flujo de fondos, depurando de los costos de explotación las depreciaciones, por ser consideradas cuentas no financiables.

Para ambos casos se consideraron las variables de flujo de las ventas previstas y los costos de compra y explotación proyectados, los cuales fueron calculados conforme los lineamientos expuestos en las subsecciones 6.2.3. y 6.2.4.

### **6.3. Tasa de descuento**

Para el presente trabajo de valuación, en el cual se utilizó el método de valuación DCF, debemos descontar los flujos de fondos con una tasa de descuento. Se construyó una tasa de descuento específica para **TGS**, según su estructura de capital, utilizando la metodología del costo de capital promedio ponderado (WACC, por sus siglas en inglés).

El WACC representa el costo de oportunidad que enfrentan los inversionistas por invertir sus fondos en un negocio en particular en lugar de otros con un riesgo similar (Koller, 2010). Siendo

que el DCF es el flujo de efectivo disponible para todos los inversionistas financieros (deuda y accionistas), el WACC de la empresa deberá incluir el rendimiento requerido por cada uno.

A continuación, se expone la fórmula utilizada:

$$WACC = Re * \frac{E}{E + D} + Rd * \frac{D}{E + D} * (1 - t)$$

Donde:

Re: costo de capital propio

Rd: costo de la deuda

E: valor de mercado del capital propio

D: valor de mercado de la deuda

t: tasa de impuestos a las ganancias

Para calcular el WACC debemos determinar tres componentes: costo de capital propio, costo de la deuda y estructura de capital. La metodología de cálculo para cada uno será desarrollada más adelante.

### 6.3.1. Costo de capital propio

Para determinar el costo de capital propio, debemos determinar la tasa esperada de retorno requerida por los accionistas de la empresa. Como la misma no es observable en el mercado debemos utilizar una metodología de cálculo, para ello aplicaremos el Capital Asset Pricing Model (CAPM)<sup>49</sup>.

En el año 1952, el economista Harry Markowitz desarrolló la teoría moderna de portafolio presentando el concepto de frontera eficiente para la inversión óptima. Markowitz apuntó al armado de una cartera diversificada, en relación con su riesgo y rendimiento. Sin embargo, William Sharpe (1960) utilizó la investigación de Markowitz para desarrollar un medio por el cual medir este riesgo. Clasificó estos riesgos en dos categorías, el sistémico y el no sistémico. El primero denominado beta, es el riesgo de estar en el mercado y el mismo no se puede diversificar. El riesgo no sistémico es el riesgo específico de cada empresa individual. Sharpe llegó a la conclusión de que, al diversificar el portafolio, uno podría reducir el riesgo no sistémico y el rendimiento correlacionaría directamente en el mercado de valores (Hitchner, 2017).

Tal lo mencionado por Koller (2010), el CAPM utiliza tres variables para determinar un rendimiento esperado de la acción: la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo de mercado (es decir, el rendimiento esperado del mercado sobre los bonos libres de riesgo) y el beta<sup>50</sup>.

---

<sup>49</sup> El CAPM asume la perspectiva de un inversor diversificado y fue construido sobre la premisa de que el coeficiente Beta es la medida de riesgo apropiada y que el inversor sólo demanda recompensas por el riesgo de mercado o sistemático. (Dumrauf, 2013).

<sup>50</sup> En el CAPM, el beta mide la correlación de una acción con el mercado y representa la capacidad de la acción para diversificar aún más la cartera. Las acciones con betas altos deben tener rendimientos en exceso que excedan el riesgo de mercado, lo contrario para las acciones con betas bajos.

En forma algebraica la fórmula del costo de capital propia es:

$$E(Re) = Rf + \beta * (E(Rm) - Rf)$$

Donde:

E(Re): retorno esperado del rendimiento del activo financiero

Rf: tasa libre de riesgo

$\beta$ : beta apalancado de la empresa

E(Rm): retorno esperado del rendimiento de los activos del mercado.

(E(Rm)-Rf): prima de riesgo de mercado

Según Damodaran (2016) la tasa libre de riesgo es el punto de partida para todos los modelos de rendimiento esperado y consiste en aquella tasa a la cual el inversor conoce con certeza su retorno y debe estar libre tanto de riesgo de incumplimiento como de reinversión. En la práctica se suele utilizar un instrumento financiero que tenga la misma duración de los flujos de efectivo que se proyectarán.

Bajo dichos supuestos y considerando que, en Argentina en el mercado en el que se desenvuelve **TGS**, no existen instrumentos con dichas características y que los flujos de fondos están expresados en términos nominales, se procedió a utilizar la tasa de retorno para un bono del Tesoro de los Estados Unidos a 10 años, cuyo valor al 31/12/2021 se ubicaba en 1,51%.

Con respecto al cálculo del retorno esperado del rendimiento de los activos del mercado, al encontrarse **TGS** cotizando en un mercado con insuficiente información, poca capitalización, bajo nivel de diversificación, escasa liquidez y sin historial suficiente, se decidió considerar al índice S&P500 debido a sus amplias y positivas características. Con el fin de obtener un error en el desvío estándar razonable se calculó el promedio aritmético en frecuencia anual de los últimos 50 años, obteniendo un valor de 9,43%, el cual, deducido de la tasa libre de riesgo, arroja una prima de riesgo de mercado de 7,92%.

Obtenida la tasa libre de riesgo y la prima de riesgo de mercado, la variable pendiente a estimar es el beta de la empresa. Si bien existen diversos métodos para su obtención para el presente trabajo se decidió utilizar el coeficiente de correlación promedio de empresas similares a **TGS**. Ante la imposibilidad de utilizar información local (mercados tales como el argentino: poca liquidez, profundidad, diversificación, etc.), hemos optado por seleccionar empresas del mercado americano. Para el procedimiento se seleccionaron las 3 empresas de la industria "Oil/gas distribution" con mayor capitalización bursátil dentro del índice S&P500; y se realizaron los cálculos de correlación respecto a dicho índice.

Obtenidos los coeficientes de correlación de los comparables, para retornos semanales de los últimos 20 años<sup>51</sup> (ver **Anexo VII**), se continuó con el desapalancamiento del coeficiente de las compañías seleccionadas a partir de sus montos de la relación de endeudamiento a valores de mercado y la tasa marginal de impuestos a las ganancias. Finalmente, procedimos a realizar el reapalancamiento del beta pero con la relación de endeudamiento a valor de mercado y la tasa impositiva utilizada en **TGS**.

Cabe mencionar que para el proceso de desapalancamiento de las empresas comparables del S&P500 se utilizó la relación de endeudamiento y tasa marginal impositiva promedio de la

---

<sup>51</sup> Dada la volatilidad de los mercados en los últimos años, consideramos más razonable el cómputo del beta con un plazo de 20 años.

industria, de 87,2% y 20%, respectivamente, ambos obtenidos de la sección de datos de la página oficial de Damodaran, A.<sup>52</sup>

Una vez derivados los cálculos se tomó el promedio del beta de las compañías comparables, arrojando un beta apalancado estimado para **TGS** de 1.50.

La expresión algebraica utilizada para el apalancamiento de los betas es:

$$\beta_L = \beta_U * \left[ 1 + (1 - t) * \left( \frac{D}{E} \right) \right]$$

Donde:

$\beta_L$ : beta apalancado de la empresa

$\beta_U$ : beta desapalancado de la empresa

t: tasa de impuestos a las ganancias

D/E: deuda en relación al capital accionario en valor de mercado

Tabla 14 - Estimación del beta a partir de empresas comparables.

Compañías	Beta Apalancado	Beta Desapalancado	Beta Apalancado con D/E TGS
The Williams Companies, Inc. (WMB)	1,40	0,82	1,73
ONEOK, Inc. (OKE)	1,23	0,72	1,52
Kinder Morgan, Inc. (KMI)	0,99	0,59	1,23
<i>Promedios comparables</i>	<b>1,20</b>	<b>0,71</b>	<b>1,50</b>
<b>TGS</b>			<b>1,50</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Investing.

### 6.3.1.1. Costo de capital propio ajustado por riesgo país

Al estar **TGS** radicada en Argentina, y siendo sus operaciones originadas dentro del marco regulatorio de dicho país, al costo de capital propio, debemos adicionar una prima de riesgo extra.

A los efectos de la valuación en mercados emergentes los analistas generalmente utilizan la expresión riesgo país para contemplar dicha prima de riesgo extra. En el marco de una valuación de activos financieros se entiende por riesgo país al riesgo intrínseco por hacer negocios en determinado país con las probabilidades de incumplimiento de los contratos, cambios en los marcos jurídicos, expropiación de activos privados por parte del gobierno, la aparición de dificultades de transferencias de flujos al exterior, y demás riesgos sociales y políticos que pueden afectar negativamente el desempeño de la empresa (Pereiro, 2002)<sup>53</sup>.

El uso de la expresión riesgo país se refiere al spread de default de los bonos soberanos del país en cuestión. El indicador utilizado de preferencia es el EMBI (Emerging Markets Bonds Index o Indicador de Bonos de Mercados Emergentes), calculado por JP Morgan Chase, y el cual surge

<sup>52</sup> Damodaran, A. Relación de endeudamiento y tasa impositiva de la industria. Recuperado de: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

<sup>53</sup> Pereiro, L. E. (2002). Valuation of companies in emerging markets: A practical approach. John Wiley & Sons.

de la diferencia de tasa de interés que pagan los bonos denominados en USD, emitidos por países emergentes, y los bonos del Tesoro de los Estados Unidos, considerados libres de riesgo.

Actualmente no hay un consenso entre los analistas y académicos sobre una única versión del CAPM para valorar activos financieros en mercados emergentes; si bien existen diversas versiones modificadas la aplicación de una de ellas se basa exclusivamente en el criterio profesional.

Para el presente trabajo el método utilizado fue el de adicionar la prima de riesgo país a la fórmula de CAPM global<sup>54</sup>. La fórmula ajustada sería la siguiente:

$$E(Re) = \{ Rf + \beta * (E(Rm) - Rf) \} + Riesgo País$$

Una vez definido el EMBI + como medida de riesgo país y seleccionada la versión del CAPM, se procedió a determinar el valor del índice EMBI + Argentina. Cabe destacar, tal lo menciona Damoradan (2003)<sup>55</sup>, que añadir simplemente el precio al que se encuentra el EMBI Plus al 31/12/2021 (16,97%) sería inapropiado ya que es una medida volátil que puede verse afectada por cuestiones extremas, tales como: escenarios electorales, cambios en el gabinete de gobierno, etc.

En el siguiente gráfico podemos apreciar la evolución de las tasas del bono del Tesoro de los Estados Unidos a 10 años y el índice EMBI + Argentina para el período 2000-2021. Nótese la volatilidad presentada en los años 2001, 2008 y 2019, años en donde el país enfrentó crisis económicas e institucionales, cambios de gobierno, etc.

Gráfico 43 - Evolución de las tasas del bono del Tesoro USA a 10 años y EMBI+ Argentina. Período: 2000-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Rava bursátil e Investing.

<sup>54</sup> Un trabajo realizado por Pereiro (2006) sobre una muestra de 31 empresas privadas radicadas en Argentina, arrojó que el 78% aplica una versión del CAPM global que incluye una prima de riesgo país para la valuación de los proyectos de inversión.

<sup>55</sup> Damodaran, A. (2003). Country risk and company exposure: theory and practice. Journal of applied finance, 13(2).

Damodaran (2003) sugiere que, a los efectos de reducir la volatilidad y lograr una estabilidad en el índice de riesgo país, lo razonable sería considerar el promedio de este sobre un período de tiempo determinado en vez del valor corriente al momento de la valuación.

Cuando el riesgo país se posiciona por encima del 10%, como es el caso al 31/12/2021, en los mercados existe una percepción de riesgo de default lo que genera TIR ficticias. En estos valores la inclusión directa del riesgo país no sería la apropiada, ya que solamente refleja que el mercado descuenta que el país dejará de pagar sus obligaciones y los inversores sólo adquieren los bonos soberanos a precios que descuentan una quita futura (Dumrauf, 2013).

Otra controversia que se presenta es que no todas las compañías están expuestas al riesgo país de la misma forma. Como prueba de ello se procedió a recabar las TIR de las ON vigentes al 31/12/2021 de empresas comparables del sector energético. A excepción de YPF, influenciada por ser empresa del Estado argentino, las TIR anuales de las ON del sector corporativo se ubican por debajo del riesgo país corriente.

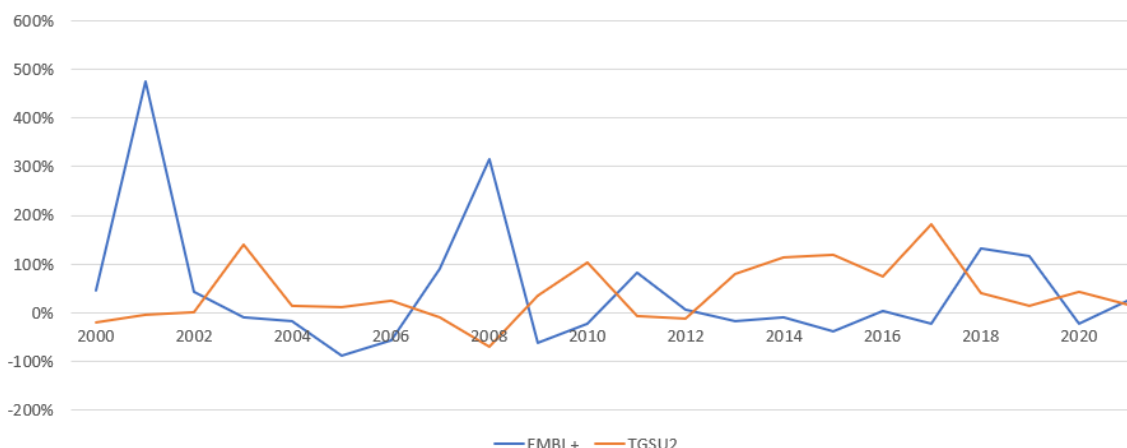
Tabla 15 - Listado de obligaciones negociables vigentes del sector Energía en USD al 31/12/2021.

Denominación	Sector	Industria	MAE	ISIN	TIR Anual	Precio 31/12/2021 (c/100 v.n.)	Año Vto.
CGC Clase XXI	Energía	Exp. y Prod. - Gas y Pet.	CP21O	ARCGCO5600M4	9,49%	97,14	2023
PAN American Energy Clase XII	Energía	Exp. y Prod. - Gas y Pet.	PNC9O	US69784DAA63	4,58%	101,00	2023
Vista Oil Clase III	Energía	Exp. y Prod. - Gas y Pet.	VSC3O	AROILG560033	6,29%	94,77	2024
YPF Clase XXVIII	Energía	Exp. y Prod. - Gas y Pet.	YPCUO	USP989MJAY76	19,75%	89,13	2024
<b>TGS Clase II</b>	Energía	Transporte de gas	TSC2D	USP9308RAZ66	8,34%	97,01	2025
CGC Clase XVII	Energía	Exp. y Prod. - Gas y Pet.	CP17O	USP3063DAB84	11,67%	98,41	2025
YPF Clase XXXIX	Energía	Exp. y Prod. - Gas y Pet.	YCA6O	US984245AL47	16,38%	81,43	2025
YPF Clase XVI	Energía	Exp. y Prod. - Gas y Pet.	YMCHO	USP989MJBR17	17,27%	80,77	2026
PAN American Energy Clase XII	Energía	Exp. y Prod. - Gas y Pet.	PNDCO	USE7S78BAB82	5,37%	114,33	2027
YPF Clase	Energía	Exp. y Prod. - Gas y Pet.	YCAMO	US984245AQ34	17,11%	64,75	2027
YPF Clase XVII	Energía	Exp. y Prod. - Gas y Pet.	YMCIO	US984245AV29	18,97%	62,02	2029
PAN American Energy Clase XIII	Energía	Exp. y Prod. - Gas y Pet.	PNECO	ARAXIO5600L2	5,28%	98,55	2031
YPF Clase XVIII	Energía	Exp. y Prod. - Gas y Pet.	YMCJO	US984245AW02	16,27%	51,98	2033

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Reuters.

Asimismo, en el siguiente gráfico se puede apreciar el comportamiento de los retornos anuales para el período 2000-2021 del precio de la acción de TGS en el Merval y el índice EMBI + Argentina. Si bien existe una relación inversa entre ambos indicadores, la correlación no se da con la misma amplitud.

Gráfico 44 - Evolución de los retornos de TGSU2 y EMBI+ Argentina. Período: 2000-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Rava bursátil e Investing.

Por todo lo expuesto y a los efectos de evitar el impacto de los shocks económicos, se consideró el promedio aritmético histórico anual de los últimos 10 años del índice EMBI Plus Argentina; el cual arrojó una prima de riesgo de 9,42%.

La Tabla N° 16 resume la elaboración del WACC ajustado por la prima de riesgo país:

Tabla 16 - Estimación del costo de capital propio en USD (Re)

TGS – Costo de capital propio en USD (Re)		
Tasa libre de riesgo (Rf)	I	1,51%
Beta apalancado	II	1,50
Retorno SP&500 (Rm)	III	9,43%
Prima de riesgo de mercado	IV = III - I	7,92%
Prima de riesgo país	V	9,42%
<b>COSTO DE CAPITAL PROPIO (Re)</b>	<b>VI = I + II * IV + V</b>	<b>22,77%</b>

Fuente: Elaboración propia.

### 6.3.2. Costo de la deuda

Al 31/12/2021 la deuda financiera de **TGS** estaba conformada un 94% por Obligaciones Negociables y restante por Arrendamientos financieros, ambos emitidos en USD (para más información ver 5.4. Estructura de capital).

Considerando que solamente las ON cotizan al público, se procedió a calcular la tasa interna de retorno (TIR) de dicho instrumento financiero siendo su valor de mercado al 31/12/2021 de USD 97<sup>56</sup>. La TIR obtenida fue utilizada como estimación del costo de la deuda de la empresa.

<sup>56</sup> Fuente: Eikon Reuters. Recuperado de: <https://eikon.thomsonreuters.com/index.html>



En la Tabla N° 17 se observan las condiciones de la ON y la TIR obtenida al 31/12/2021:

Tabla 17 - Estimación del costo de la deuda en USD (Rd)

<b>TGS – Costo de la deuda en USD (Rd)</b>	
Ticker ON	<b>TSC2D</b>
ISIN	USP9308RAZ66
Fecha de emisión	2/08/2018
Fecha de vencimiento	2/05/2025
Moneda de emisión	USD
Capital	500.000.000
Tasa de interés anual	6,75%
Frecuencia pago cupón	Semestral
Pago amortización	Bullet al vencimiento
Valor de mercado al 31/12/2021 (USD)	97,01
<b>COSTO DE LA DEUDA (Rd)</b>	<b>8,34%</b>

Fuente: Elaboración propia.

### 6.3.3. Estructura de capital

Obtenido el costo de capital propio y el costo de la deuda, se procede a la obtención de un solo valor a través de la utilización de valores de mercado para ponderar las formas de financiamiento, asumiendo que la totalidad de los activos de la empresa son financiados con acciones y deuda. Cabe destacar que se deben utilizar valores a mercado porque si la empresa decide devolver el capital sin cambiar la estructura de este, pagando deuda o recomprando acciones, lo debe realizar a valor de mercado (Koller, 2010).

Siendo que **TGS** es una empresa que cotiza públicamente, para la obtención del capital accionario, se multiplicaron las cantidades de acciones en circulación (752 MM) por la cotización al 31/12/2021 (\$181,10), arrojando un valor de \$ MM 136.325.

Por el lado del valor de mercado de la deuda, gran parte de ésta es representada por la ON en USD que cotiza públicamente. Se determinó su valor multiplicando el monto de circulación al 31/12/2021 por su valor de mercado, obteniendo un monto de USD MM 468. Asimismo, se adicionó la deuda en USD por arrendamiento financiero de USD MM 29, la cual al no contar con un valor de mercado se asumió su valor contable/libro al 31/12/2021 como de mercado.<sup>57</sup>

Luego, a los efectos de homogeneizar la moneda a utilizar para obtener las participaciones se multiplicó el valor de mercado de la deuda por el tipo de cambio oficial BNA al 31/12/2021, arrojando un saldo de \$ MM 50.643.

Finalmente, con los valores precedentes, se determinaron las relaciones de estructura de capital siendo de 72,91% y 27,09% para fondos propios y endeudamiento, respectivamente.

Considerando que **TGS** mantuvo una estructura de capital constante durante los últimos 5 años (para más información ver 5.4. Estructura de capital), se utilizará la misma relación de estructura de capital obtenida en el presente apartado para todos los años de la proyección.

<sup>57</sup> Los arrendamientos financieros en USD solo representan el 6% de la deuda financiera de TGS al 31/12/2021.

### 6.3.4. Costo del capital promedio ponderado

En la Tabla N° 18 se pueden observar los cálculos realizados conforme a lo detallado precedentemente para la obtención del WACC en USD para TGS:

Tabla 18 - Costo del capital promedio ponderado (WACC) en USD

TGS – WACC en USD		
Costo del capital propio (Re)	I	22,77%
Costo de la deuda (Rd)	II	8,34%
Tasa impositiva (t)	III	35,00%
(E / E+D)	IV	72,91%
(D / E+D)	V	27,09%
<b>WACC en USD</b>	$VI = I * IV + II * V * (1-III)$	<b>18,07%</b>

Fuente: Elaboración propia.

Como los flujos de fondos de TGS están proyectados en pesos argentinos, debemos convertir la tasa de descuento en USD a pesos argentinos. Para ello hemos utilizado el método de diferencial de inflación entre países, el cual considera que el tipo de cambio se ajustará en el futuro como consecuencia de las relaciones de paridad entre las monedas de los distintos países (Tabla N° 19). Al existir mucha diferencia entre las tasas de inflación esperadas, utilizamos para cada cash flow en cada año la tasa de inflación de dicho período.

Tabla 19 - Costo del capital promedio ponderado (WACC) en pesos argentinos

	TGS – WACC en \$										
	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E
WACC (USD)	18,07%	18,07%	18,07%	18,07%	18,07%	18,07%	18,07%	18,07%	18,07%	18,07%	18,07%
Inflación esperada Arg.	50,9%	95,0%	60,0%	44,0%	40,0%	35,0%	30,0%	20,0%	15,0%	10,0%	10,0%
Inflación esperada USA	7,4%	6,4%	2,3%	2,1%	2,0%	2,0%	2,1%	2,0%	1,9%	1,8%	1,8%
Tipo de cambio esperado	1,41	1,83	1,56	1,41	1,37	1,32	1,27	1,18	1,13	1,08	1,08
<b>WACC en \$</b>	<b>65,99%</b>	<b>116,41%</b>	<b>84,63%</b>	<b>66,46%</b>	<b>62,03%</b>	<b>56,28%</b>	<b>50,37%</b>	<b>38,90%</b>	<b>33,24%</b>	<b>27,58%</b>	<b>27,58%</b>

Fuente: Elaboración propia.

## 7. Valuación por DCF

Hemos elaborado tres posibles estimaciones de los flujos de fondos esperados realizando una sensibilización de ciertas variables y asignando probabilidades de ocurrencia en base al contexto socioeconómico actual:

En todos los escenarios las tasas de descuentos (WACC) en pesos por año son las mismas (para más información ver 6.3. Tasa de descuento).

El valor terminal para el presente trabajo fue estimado sobre la base de una perpetuidad creciente de 2% anual, a excepción del escenario pesimista en donde se estimó una tasa de crecimiento del 0,5%. El cálculo se realizó mediante el último flujo de fondos proyectado (año

11), y se le incorporó la tasa de crecimiento promedio esperada para la economía Argentina, considerando que **TGS** continuará con sus actividades a largo plazo con un crecimiento constante.

Los 3 posibles escenarios fueron definidos de la siguiente manera:

- **Escenario base:** probabilidad de ocurrencia: 60%.  
 Se estima el ajuste de las tarifas de transporte de gas conforme al índice de inflación IPM. En el año 2027, fecha de vencimiento de la licencia por 35 años, se obtiene la opción de prórroga por 10 años más.  
 Valor terminal: 2% perpetuidad creciente.
- **Escenario pesimista:** probabilidad de ocurrencia 10%.  
 Congelamiento de tarifas de transporte por 6 años. Restricciones a las exportaciones de GLP con destino a los programas de abastecimiento interno durante los primeros 6 años. Se presume la no renovación de la licencia a partir del año 2027, afectando el segmento de transporte y producción y comercialización de gas natural.  
 Valor terminal: 0,5% perpetuidad creciente.
- **Escenario optimista:** probabilidad de ocurrencia: 30%.  
 Se estima el ajuste de las tarifas de transporte de gas conforme al índice de inflación IPM. En el año 2027, fecha de vencimiento de la licencia por 35 años, se obtiene la opción de prórroga por 10 años más. A partir de los años 2023 y 2024, ante la finalización del gasoducto NK, **TGS** obtiene la concesión del 60% de la capacidad transportable de gas. A partir del año 2024 se eliminan los programas de abastecimiento interno destinando 55% de lo producido al mercado local sin precio regulado y el restante al mercado externo.  
 Valor terminal: 2% perpetuidad creciente.

Según los escenarios y probabilidades planteadas el precio de la acción de **TGS** mediante la aplicación del método DCF arroja un valor de \$773,90 (Tabla N° 20). En **Anexo VIII** se pueden observar los distintos flujos de fondos obtenidos en cada escenario.

Tabla 20 - Resultado de la valuación DCF por escenarios (en MM \$)

	Escenario Base	Escenario Optimista	Escenario Pesimista
Valor presente FCF (MM \$)	303.950	308.740	222.805
Valor Terminal (MM \$)	341.400	346.447	246.619
Valor Compañía (MM \$)	<b>645.350</b>	<b>655.187</b>	<b>469.424</b>
Probabilidad de ocurrencia (%)	60%	30%	10%
(+) Caja (MM \$)	4.429		
(-) Deuda (MM \$)	52.579		
<b>Valor Equity (MM \$)</b>	<b>597.200</b>	<b>607.037</b>	<b>421.274</b>
Cantidad de acciones (MM)	753		
<b>VALOR EN \$ POR ACCION</b>	793,35	806,41	559,64
<b>VALOR PONDERADO POR ACCION</b>	<b>\$773,90</b>		

Fuente: Elaboración propia.

## 8. Valuación por múltiplos

La idea del enfoque de mercado es que la valuación de una empresa pueda ser determinada tomando como referencia empresas comparables para las cuales se conocen los valores. Estos valores son conocidos porque dichas empresas cotizan públicamente o se vendieron recientemente y los términos de la transacción fueron divulgados (Hitchner, 2017).

Dentro del enfoque de mercado, se pueden utilizar índices de valor de mercado mediante un proceso de estandarización. Los mismos relacionan una categoría de mercado como es el precio de la acción, con una categoría contable que funciona como estandarizador (Dumrauf, 2013). En el presente trabajo utilizaremos el múltiplo EV/EBITDA<sup>58</sup>, el cual será comparado para distintas empresas que se desenvuelven en la misma industria de **TGS** y, a partir de los resultados obtenidos, poder aproximarnos al valor intrínseco de la acción.

Como se mencionó más arriba nos encontramos con dificultades para seleccionar empresas comparables con las mismas características de **TGS**. En Argentina y Latinoamérica, no existen empresas que coticen en el mercado de valores que tenga el mismo nivel de integración que **TGS**.

En Argentina, la empresa con mayor similitud es TGN; siendo junto a **TGS** las únicas empresas que participan en el segmento de transporte de gas en el país. Adicionalmente, fuera de Argentina se consideró a Promigas (Colombia) y CGE Gas Natural S.A. (Chile) empresas que se dedican al transporte de gas y son líderes en sus países.

Cabe aclarar que se descartaron a YPF y Petrobras como empresas comparables debido a su alta integración en todos los segmentos de la cadena de valor de la industria del gas. Asimismo, ante la falta de cotización pública de sus acciones, nos vimos obligados a descartar a empresas líderes de la región en sus segmentos, como ser: NTS, TBG y TAG (Brasil); YPFB Transporte (Bolivia) y CAMISEA (Perú) para el transporte de gas y MEGA (Argentina) en el segmento de producción y comercialización.

Universidad de  
**San Andrés**

---

<sup>58</sup> El múltiplo EV/EBITDA nos dice a cuantos EBITDA equivale el valor de mercado de los activos de la compañía (Dumrauf, 2013)

A continuación, se comparte una breve descripción de las empresas seleccionadas:

Tabla 21 - Descripción de empresas comparables

Empresa	Descripción
<b>Transportadora de Gas del Norte SA (TGN)</b>	<p><u>Sede:</u> Argentina</p> <p>Transportadora de Gas del Norte S.A. transporta gas natural en las regiones norte y centro-oeste de Argentina. Opera y mantiene aproximadamente 11.000 Km. de gasoductos. La compañía también brinda servicios de operación, mantenimiento, ingeniería, gestión de obras de tuberías, consultoría, capacitación, prevención de daños y proyectos especiales a tuberías de terceros en Chile, Bolivia, Brasil y Uruguay.</p>
<b>CGE Gas Natural S.A. (CGEGAS.SN)</b>	<p><u>Sede:</u> Chile</p> <p>CGE Gas Natural S.A. distribuye y transporta gas natural en Chile y Argentina. La compañía tiene su sede en Santiago, Chile. CGE Gas Natural S.A. es una filial de Naturgy Energy Group S.A.</p>
<b>Promigas (PMG)</b>	<p><u>Sede:</u> Colombia</p> <p>Promigas SA se dedica principalmente al sector de servicios públicos de gas natural. Junto con sus subsidiarias, la compañía está activa en la compra, venta, transmisión y distribución de gas natural. Las actividades de la compañía también incluyen el diseño, construcción y mantenimiento de infraestructura de transmisión y distribución de gas natural.</p>

Fuente: Elaboración propia en base a información obtenida de Yahoo finance.

Una vez seleccionadas las empresas y analizada la información representada en sus Estados Financieros de fecha 31/12/2021, se procedió a calcular el múltiplo EV/EBITDA para cada una y a compararlo contra el obtenido para **TGS**.

Como se puede observar en la Tabla N° 22, a partir del EBITDA obtenido en **TGS** al cierre del ejercicio 2021, se calculó el valor intrínseco de la empresa en función del múltiplo promedio obtenido de las empresas comparables arrojando un valor de \$ MM 474.036, los cuales una vez sumada la deuda neta arrojan un resultado de \$ MM 522.187 por valor de capital propio. Finalmente, luego de dividirlo por la cantidad de acciones en circulación obtenemos el valor por acción de **TGS**, resultado que nos confirma al igual que en el método de enfoque por ingresos que el valor de mercado de **TGS** es inferior al valor intrínseco calculado a partir de empresas similares de la industria del gas.

El empleo de este método es consistente con el obtenido por el método DCF en cuanto al mayor valor implícito del precio de la acción de **TGS**. Cabe aclarar que la diferencia entre ambos criterios se debe a que, si bien las empresas utilizadas para el método de múltiplos son similares, ninguna se dedica a la producción y comercialización de gas.

Tabla 22 - Valuación de TGS por múltiplos

Empresa	TGN	CGE Gas Natural	Promigas	TGS
Tipo de moneda	Pesos argentinos	Pesos chilenos	Pesos colombianos	Pesos argentinos
EBITDA 2021 (MM)	8.185	179.379	516.589	43.693
Precio acción (31/12/2021)	94	239,07	7.100	181,10
N° acciones en circulación (MM)	439	2.101	1.135	753
Capitalización bursátil (MM)	41.266	502.322	8.057.421	136.325
(+) Deuda neta (MM)	3.456	359.287	3.452.255	48.151
Valor del capital accionario (MM)	44.722	861.609	11.509.676	184.476
<b>EV/EBITDA 2021</b>	<b>5,5x</b>	<b>4,8x</b>	<b>22,3x</b>	<b>4,2x</b>
<b>Valor múltiplo (promedio)</b>	<b>10,8x</b>			
<b>Valor múltiplo (mediana)</b>	<b>4,8x</b>			
<b>Valor de la firma (MM)</b>				<b>474.036</b>
(+) Deuda neta (MM)				48.151
<b>Valor del capital accionario (MM)</b>				<b>522.187</b>
<b>VALOR EN \$ POR ACCION</b>				<b>693,69</b>
Upside				<b>283%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información obtenida de Investing.

Finalmente, se realizó un análisis de sensibilidad con respecto al múltiplo EV/EBITDA esperado para el ejercicio 2022. En las tablas siguientes se visualiza cómo, en general ante movimientos de suba tanto del EBITDA como del múltiplo, la acción de TGS presenta un mayor valor de mercado.

Tabla 23 - Análisis de sensibilidad del precio por acción (\$)

EBITDA (MM)	Variación	EV/EBITDA				
		3,4x	3,8x	4,2x	4,6x	5,1x
<b>34.954</b>	(20%)	\$93,91	\$112,49	\$131,06	\$149,64	\$172,85
<b>39.324</b>	(10%)	\$113,65	\$134,54	\$156,48	\$176,34	\$202,46
<b>43.693</b>	-	\$133,38	\$156,60	\$181,10	\$203,04	\$232,06
<b>48.062</b>	10%	\$153,12	\$178,66	\$204,20	\$229,74	\$261,66
<b>52.432</b>	20%	\$172,85	\$200,71	\$228,57	\$256,44	\$291,26

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 24 - Análisis de sensibilidad del precio por acción (variación %)

EBITDA (MM)	Variación	EV/EBITDA				
		3,4x	3,8x	4,2x	4,6x	5,1x
<b>34.954</b>	(20%)	-48%	-38%	-28%	-17%	-5%
<b>39.324</b>	(10%)	-37%	-26%	-14%	-3%	12%
<b>43.693</b>	-	-26%	-14%	0%	12%	28%
<b>48.062</b>	10%	-15%	-1%	13%	27%	44%
<b>52.432</b>	20%	-5%	11%	26%	42%	61%

Fuente: Elaboración propia.

## 9. Conclusión

Tal como surge en la primera parte de este trabajo, el consumo de gas natural representa el 53% de la matriz energética en Argentina; mientras que por el lado de la oferta en los últimos años se observa un crecimiento gracias al aporte de los recursos no convencionales de Vaca Muerta y las diversas políticas adoptadas al respecto.

En este contexto, en Argentina existe una gran oportunidad para el desarrollo de la industria del gas natural generando para el país una mejora en la balanza de pagos, reduciendo las importaciones y pudiendo abastecer de saldos exportables a países vecinos. Actualmente, ya se observan proyectos en ejecución como la construcción de la primera etapa del gasoducto Nestor Kirchner.

La red de transporte de gas natural de **TGS** es la más grande de Argentina, encontrándose conectada a la cuenca neuquina (Vaca Muerta) lo que representa una gran ventaja competitiva. Asimismo, a través de sus gasoductos la empresa tiene llegada a las zonas de mayor capacidad de demanda de gas residencial en Argentina.

Si bien uno de los segmentos de negocio de **TGS** (transporte de gas natural) se encuentra estrictamente regulado por el ENARGAS, viéndose vulnerado por las políticas de congelamiento tarifario y el impacto inflacionario en el país, la compañía cuenta con el Complejo de Procesamiento de Gas General Cerri permitiéndole la comercialización de gas no regulado. A su vez, a través del segmento midstream, **TGS** posee una excelente posición estratégica en el corazón de Vaca Muerta prestando servicios no regulados con ingresos denominados en USD y en donde piensa seguir expandiéndose (Planta Tratayén, Neuquén).

Es importante destacar que **TGS**, a pesar de que acudió al financiamiento externo, demuestra una posición financiera sólida con una fuerte generación de caja, un bajo nivel de endeudamiento con índices de coberturas holgados e ingresos por ventas denominados en USD por efecto del segmento de Producción y Comercialización de Líquidos y Midstream.

Por todo lo expuesto y las características de la empresa, queremos dar cuenta del gran potencial de **TGS**. La misma posee capacidad suficiente para poder aprovechar y afrontar el desarrollo esperado para los próximos años de la industria del gas natural en Argentina.

Según lo obtenido por la metodología DCF bajo los supuestos de los tres escenarios, el valor intrínseco estimado para la acción de **TGS** es superior al valor de mercado al 31 de diciembre de 2021 (+327%). Por otro lado, el valor intrínseco estimado a través del enfoque de mercado arrojó la misma conclusión (+283%).



## 10. Bibliografía

### 10.1. Académica

Carcagno, P. L. (2014). Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Damodaran, A. (2016). Investment valuation.

Dumrauf Guillermo, L. (2013). Finanzas Corporativas un enfoque Latinoamericano.

Hitchner, J. R. (2017). Financial Valuation, + Website: Applications and Models. John Wiley & Sons.

Kaindl, M. (2011). Aspectos técnicos, económicos y estratégicos de la exploración y producción de hidrocarburos. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Koller, T., Goedhart, M., & Wessels, D. (2010). Valuation: measuring and managing the value of companies (Vol. 499). John Wiley and sons.

Pereiro, L. E. (2002). Valuation of companies in emerging markets: A practical approach. John Wiley & Sons.

### 10.2. Artículos y reportes

Damodaran, A. (2003). Country risk and company exposure: theory and practice. Journal of applied finance, 13(2).

Banco Central de la República Argentina (REM). Recuperado de: [https://www.bcra.gob.ar/PublicacionesEstadisticas/Relevamiento\\_Expectativas\\_de\\_Mercado.asp](https://www.bcra.gob.ar/PublicacionesEstadisticas/Relevamiento_Expectativas_de_Mercado.asp)

Energía&Negocios. Recuperado de: <https://www.energiaynegocios.com.ar/2021/03/energia-definira-en-abril-el-traslado-a-tarifa-del-gas-pist/>

Observatorio de servicios públicos de la Universidad Nacional de La Plata. Recuperado de: <https://unlp.edu.ar/observatorios/>

Pereiro, L. E. (2006). The practice of investment valuation in emerging markets: Evidence from Argentina. Journal of Multinational Financial Management, 16(2), 160-183.

### 10.3. Documentación e informes

Administración de Información Energética de Estados Unidos. Recuperado de: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

CGE Gas Natural S.A. (CGEGAS.SN). Estados financieros y sus respectivas memorias. Recuperado de: <https://www.cgegasnatural.cl/informacion-financiera-cge-gas-natural/>

Escenarios Energéticos 2030 – Sub-Secretaría de Planeamiento Energético (2019). Recuperado de: [http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14\\_SsPE-SGE\\_Documento\\_Escenarios\\_Energeticos\\_2030\\_ed2019\\_pub.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf)

Escenarios Energéticos 2040 – Coincidencias y divergencias sobre el futuro de la energía en Argentina. Recuperado de: [https://www.researchgate.net/publication/346952916\\_Escenarios\\_Energeticos\\_2040](https://www.researchgate.net/publication/346952916_Escenarios_Energeticos_2040)

Informe Agencia de Información Energética (2021). Recuperado de: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>

Informe anual 2020 – ENARGAS. Recuperado de: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/informes-anales-de-balance-y-gestion/pdf/anales/2020/informe-anual-2020.pdf>

Informe estadístico anual 2021 – Dirección de información energética – Subsecretaría de Planeamiento Energético – Secretaría de Energía. Recuperado de: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/informe-estadistico>

Informe BBVA. Sectores Económicos. Recuperado de: <https://www.bbva.com/es/segunda-reserva-mundial-vaca-muerta-llama-gran-carta-crecimiento-argentino/>

Informes de cadena de valor – Hidrocarburos – Año 7 - N° 62 – abril 2022 – Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado en: [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ficha\\_sectorial\\_hidrocarburos\\_web.pptx.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ficha_sectorial_hidrocarburos_web.pptx.pdf)

Panorama gasífero diciembre 2021 – Coyuntura del sector – ENARGAS. Recuperado de: [https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf/informe\\_1038.pdf](https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf/informe_1038.pdf)

Plan energético Argentina (2017) – Secretaría de Planeamiento Energético. Recuperado de: [http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/argentina-energy-plan\\_.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/argentina-energy-plan_.pdf)

MEGA. Estados financieros y sus respectivas memorias. Recuperado de: <https://www.ciamega.com.ar/informacion-financiera>

Nahirñak, P. (2016). Informes de Cadenas de Valor: Hidrocarburos. Subsecretaría de Planificación Económica de Argentina.

PROMIGAS – COLOMBIA. Estados financieros y sus respectivas memorias. Recuperado de: <https://www.promigas.com/Paginas/Inversionista/ESP/ResultadoAnual.aspx>

TGN. Estados financieros y sus respectivas memorias. Recuperados de: <https://www.tgn.com.ar/inversores/informacion-financiera/>

TGS. Estados financieros y sus respectivas memorias. Recuperados de: <https://www.tgs.com.ar/inversores/informacion-financiera>

## 10.4. Fuentes de información

Balances energéticos. Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>

Banco Nación Argentina. Cotización histórica tipo de cambio. Recuperado de: <https://www.bna.com.ar/>

British Petroleum (BP). Statistical Review of World Energy. Recuperado de: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética. Presentación. Recuperado de: <https://slideplayer.es/slide/11809785/>

Damodaran, A. Relación de endeudamiento y tasa impositiva de la industria. Recuperado de: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Datasets - Datos públicos generados, almacenados y publicados por Secretarías y Subsecretarías dependientes de la Secretaría de Gobierno de Energía. Recuperado de: <http://datos.energia.gob.ar/dataset>

Datos operativos de Transporte de Gas. ENARGAS. Recuperado de: <http://data.enargas.gob.ar:8081/>

Decreto N° 470/2015 del PEN. Régimen regulatorio de la industria y comercialización de gas licuado de petróleo. Programa Hogares con Garrafas (HOGAR). Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/245000-249999/245444/norma.htm>

Decreto N° 488/2020 del PEN. Hidrocarburos. Petróleo Crudo en el Mercado Local. Establecese Precio para Facturación de Entregas. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/335000-339999/337678/norma.htm>

Decreto N° 793/2018 del PEN. Derechos de exportación. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/310000-314999/314042/norma.htm>

Decreto N° 892/2020 del PEN. Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/340000-344999/344229/norma.htm>

Decreto N° 1738/1992 del PEN. Reglamentación de la Ley de Gas Natural. <https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/marco-regulatorio.php>

Decreto N° 2255/1992 del PEN. Reglamentación conforme la Ley N° 24.076 y Decreto N° 1738/92 del PEN. Anexo A - Sub Anexo I “Reglas Básicas” y Sub Anexo II “Reglamento de Servicio. Recuperado de: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/marco-regulatorio.php>

Decreto N° 2458/1992 del PEN. Otorgamiento a TGS licencia para la prestación del servicio público de transporte de gas. Recuperado de: <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/2458-92.htm>

Eikon Reuters. Recuperado de: <https://eikon.thomsonreuters.com/index.html>

Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). Sitio oficial. Recuperado de: <https://www.enargas.gov.ar/home.php>

Fondo Monetario Internacional (FMI). Sitio oficial. Base de datos: proyección del PBI e Inflación en Argentina y Estados Unidos. Recuperado de: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2022/October>

Fundación YPF. Recuperado de: <https://fundacionypf.org/>

Instituto Argentino del petróleo y gas (IAPG). Sitio oficial. Recuperado de: [https://www.iapg.org.ar/web\\_iapg/](https://www.iapg.org.ar/web_iapg/)

Investing. Series de precios de: Merval, SP500, Treasury Yield 10 Years, TGS, TGSU2, TGNO4, WMB, OKE, KMI, PMG, CGEGAS.SN. Recuperado de: <https://es.investing.com/>

Ley N° 17.319/1967 Ley de Hidrocarburos. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/16078/norma.htm>

Ley N° 24.076/1992 Ley de Gas Natural. Recuperado de: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/normativa/marco-regulatorio.php>

Ley N° 25.561/2002 Ley de Emergencia Pública y reforma del régimen cambiario. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/70000-74999/71477/norma.htm>

Ley N° 26.020/2005. Régimen regulatorio de la industria y comercialización de gas licuado de petróleo. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/105000-109999/105181/texact.htm>

Ley N° 26.197/2006 Ley de Hidrocarburos – Sustitución artículo 1° de la Ley N° 17.319. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gov.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=123780>

Ley N° 27.541/2019 Ley de Solidaridad social y reactivación productiva en el marco de la emergencia pública. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/330000-334999/333564/texact.htm>

Mercado Abierto Electrónico (MAE). Recuperado de: <https://www.mae.com.ar/home>

Mercado Electrónico de Gas (MEGSA). Recuperado de: <https://www.megsa.ar/App/home>

Precio paridad de exportación. Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado de: <https://datos.gob.ar/dataset/energia-glp---paridad-exportacion-referencia>

Rava Bursatil. Series de precios de: JP Morgan EMBI+ - Argentina, CCL. Recuperado de: <http://rava.com/perfil/RIESGO%20PAIS>

Registro de temperatura de la Ciudad de Buenos Aires, Argentina. Recuperado de: <https://data.buenosaires.gov.ar/dataset/registro-temperatura-ciudad>

Resolución N° 36/2015. Secretaría de energía de la Nación. Metodología para el cálculo de la paridad de exportación del gas licuado petróleo. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-36-2015-245159/texto>

Resolución N° 60/2022. ENARGAS. Cuadros tarifarios para aplicar por TGS a partir del 01/03/2022. Recuperado de: <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/5410598/20220225?suplemento=1>

Resolución N° 67/2022. Secretaría de Energía. Ministerio de Economía. Interés público nacional la construcción del “Gasoducto presidente Nestor Kirchner”. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-67-2022-360655/texto>

Resolución N° 149/2021. ENARGAS. Régimen tarifario de transición. Recuperado de: <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/245154/20210602>

Resolución N° 192/2019. ENARGAS. Cuadros tarifarios para aplicar por TGS a partir del 01/04/2019. Recuperado de: <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/204450/20190401>

Resolución N° 249/2021. Secretaría de Energía. Ministerio de Economía. Gas Licuado de Petróleo. Precios de referencia. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/345000-349999/348502/norma.htm>

Resolución N° 2289/2010. Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Cargo fideicomisos gas natural. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-2289-2010-176239/texto>

Resolución N° 4362/2017. ENARGAS. Revisión tarifaria integral (RTI) de TGS. Recuperado de: <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/161331/20170331>

Sistema de índices de precios mayoristas (SIPM). INDEC. Recuperado de: <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-3-5-32>

Vaca Muerta. Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/mapas>

Yahoo Finance. Descripción perfil de las empresas: TGNO4, PMG, CGEGAS.SN. Recuperado de: <https://finance.yahoo.com/>

## Índice tablas

Tabla 1 - Principales accionistas sobre el capital social de TGS .....	9
Tabla 2 - Datos del sistema de transporte en Argentina. Año 2021. ....	12
Tabla 3 - Participación de los volúmenes inyectados por gasoducto. Argentina. Período: 2008-2021.....	22
Tabla 4 - Comparativo de consumo de energía en América. Año 2021.....	26
Tabla 5 - Reservas, producción y horizonte de gas natural. Año 2021 .....	27
Tabla 6 - Entregas de gas natural por distribuidoras. Argentina. Año 2021. ....	40
Tabla 7 - Capacidad promedio en firme contratada y entregas promedio de gas natural diario de TGS. Período: 2017-2021.....	41
Tabla 8 - Evolución de ventas por segmentos de TGS. Período: 2017-2021.....	47
Tabla 9 - Evolución de los márgenes de rentabilidad de TGS. Período 2017-2021. ....	50
Tabla 10 - Índices de liquidez, endeudamiento y cobertura de TGS. Período 2017-2021.....	56
Tabla 11 - Índices de gestión de TGS. Período: 2017-2021.....	58
Tabla 12 - Análisis comparativo: ratios de rentabilidad, liquidez y endeudamiento. Año 2021. 60	
Tabla 13 - Proyecciones de variables macroeconómicas y población en Argentina. Período 2022-2031. ....	65
Tabla 14 - Estimación del beta a partir de empresas comparables. ....	75
Tabla 15 - Listado de obligaciones negociables vigentes del sector Energía en USD al 31/12/2021. ....	77
Tabla 16 - Estimación del costo de capital propio en USD (Re) .....	78
Tabla 17 - Estimación del costo de la deuda en USD (Rd).....	79
Tabla 18 - Costo del capital promedio ponderado (WACC) en USD .....	80
Tabla 19 - Costo del capital promedio ponderado (WACC) en pesos argentinos.....	80
Tabla 20 - Resultado de la valuación DCF por escenarios (en MM \$).....	81
Tabla 21 - Descripción de empresas comparables.....	83
Tabla 22 - Valuación de TGS por múltiplos .....	84
Tabla 23 - Análisis de sensibilidad del precio por acción (\$).....	84
Tabla 24 - Análisis de sensibilidad del precio por acción (variación %) .....	84

San Andrés

## Índice gráficos

Gráfico 1 - Esquema accionario de TGS .....	9
Gráfico 2 - Evolución de precios de las acciones de TGS. Período: 2015-2021.....	10
Gráfico 3 - Expansión del sistema licenciado de transporte. Argentina. Período: 1993-2021. ..	13
Gráfico 4 - Potencia instalada del sistema licenciado de transporte. Argentina. Período: 1993-2021.....	13
Gráfico 5 - Esquema de la cadena de gas natural. ....	18
Gráfico 6 - Evolución de la inyección de gas al sistema y capacidad nominal instalada. Argentina. Período 2010-2021. ....	21
Gráfico 7 - Evolución de la participación del volumen inyectado al sistema licenciado de transporte por transportista. Argentina. Período: 2010-2021. ....	21
Gráfico 8 - Evolución del gas inyectado al sistema de transporte por cuenca. Argentina. Período: 2008-2021.....	22
Gráfico 9 - Evolución de la tarifa de transporte de gas natural e IPM. Argentina. Período: 2017-2022.....	25
Gráfico 10 - Evolución producción fuentes de energía en Argentina. Período: 2015-2021. ....	26
Gráfico 11 - Evolución de la producción de gas natural discriminada por cuenca productiva. Argentina. Período: 2010-2021. ....	28
Gráfico 12 - Evolución de la producción de gas natural discriminada por tipo de recurso. Argentina. Período: 2010-2021. ....	29
Gráfico 13 - Evolución de la importación y producción de gas natural. Argentina. Período: 2015-2021.....	30
Gráfico 14 - Concentración de producción de gas natural discriminada por operadores. Argentina. Año 2021. ....	30
Gráfico 15 - Evolución de la producción anual de GLP. Argentina. Período: 2010-2021.....	33
Gráfico 16 - Evolución del consumo de gas natural por tipo de consumidor. Argentina. Período: 2010-2021. ....	34
Gráfico 17 - Evolución del consumo de gas natural en centrales eléctricas, industriales y residenciales. Argentina. Período: 2010-2021. ....	35
Gráfico 18 - Relación del consumo de gas en centrales eléctricas e industria con EMAE e IPIM. Argentina. Período: 2017-2021. ....	35
Gráfico 19 - Evolución de la cantidad de usuarios y consumo de gas residencial. Argentina. Período: 2010-2021.....	36
Gráfico 20 - Participación de usuarios por distribuidoras. Argentina. Año 2021.....	40
Gráfico 21 - Evolución de la capacidad en firme contratada y entregas de gas natural promedio diario de TGS. Período: 2017-2021. ....	41
Gráfico 22 - Comparación de la capacidad promedio en firme contratada y entregas promedio de gas natural diario entre TGS y TGN. Período: 2017-2021. ....	42
Gráfico 23 - Destino de comercialización de líquidos por TGS. ....	43
Gráfico 24 - Evolución venta y producción de líquidos por parte de TGS. Período: 2017-2021. ....	43
Gráfico 25 - Porcentaje de participación de las empresas en el mercado de GLP. Argentina. Año 2021.....	44
Gráfico 26 - Evolución de ventas por segmentos de TGS. Período: 2017-2021.....	47
Gráfico 27 - Evolución de las principales variables y ventas de TGS. Período: 2017-2021. ....	48
Gráfico 28 - Evolución del EBITDA de TGS. Período: 2017-2021.....	48
Gráfico 29 - Evolución de los márgenes EBITDA - EBIT - Utilidad Neta de TGS. Período 2017-2021.....	49
Gráfico 30 - Evolución de los márgenes de rentabilidad ROE - ROA de TGS. Período 2017-2021. ....	50
Gráfico 31 - Evolución de los costos de TGS y su participación sobre las ventas. Período 2017-2021.....	51



Gráfico 32 - Evolución de los costos de explotación y operativos de TGS. Período 2017-2021.	52
Gráfico 33 - Apertura y participación de gastos en TGS. Año: 2021.	52
Gráfico 34 - Evolución del costo de compra de gas natural en TGS y otras variables. Período: 2017-2022.	53
Gráfico 35 - Evolución del FCO - FCI - FCF y Flujo de Fondos Libres de TGS. Período 2017-2021.	54
Gráfico 36 - Evolución de la estructura de capital de TGS. Período 2017-2021.	55
Gráfico 37 - Cronograma de vencimientos de la deuda financiera proyectada de TGS. Período: 2022-2026.	57
Gráfico 38 - Evolución del capital de trabajo de TGS. Período: 2017-2021.	58
Gráfico 39 - Evolución del CAPEX de TGS. Período: 2017-2021.	59
Gráfico 40 - Proyección del consumo y producción de gas natural. Argentina. Período: 2022-2031.	66
Gráfico 41 - Proyección del precio de gas natural en pozo. Argentina. Período 2022-2031.	67
Gráfico 42 - Proyección del precio de gas natural en Henry Hub y del barril de petróleo WTI. Período 2022-2031.	67
Gráfico 43 - Evolución de las tasas del bono del Tesoro USA a 10 años y EMBI+ Argentina. Período: 2000-2021.	76
Gráfico 44 - Evolución de los retornos de TGSU2 y EMBI+ Argentina. Período: 2000-2021.	78

## Índice ilustraciones

Ilustración 1 - Licenciatarias del servicio de transporte y distribución de gas en Argentina.	14
Ilustración 2 - Mapa de cuencas sedimentarias, productivas y no productivas en Argentina.	27
Ilustración 3 - Ubicación geográfica de la formación Vaca Muerta.	32
Ilustración 4 - Proyección geográfica del gasoducto Néstor Kirchner.	46

## Anexos

### Anexo I - Cuadro tarifario de TGS

		RESOLUCION N° 192/2019			RESOLUCION N° 60/2022		
		Desde 01/04/2019 hasta 28/02/2022			Desde 01/03/2022		
Zona de Recepción	Zona de Entrega	FIRME (1) Reserva de capacidad	Interrumpible (2) Carga por reservas	Compresión (3) Combustibles y pérdidas (%)	FIRME (1) Reserva de capacidad	Interrumpible (2) Carga por reservas	Compresión (3) Combustibles y pérdidas (%)
Tierra del Fuego	Tierra del Fuego	2,665144	88,837143	0,49	4,26423	142,139429	0,49
	Santa Cruz Sur	5,374436	179,147196	0,98	8,598976	286,635514	0,98
	Chubut Sur	13,709213	456,974163	3,38	21,934741	731,158661	3,38
	Buenos Aires Sur	16,151349	538,378143	5,6	25,842158	861,405029	5,6
	Bahía Blanca	24,740042	824,667395	8,4	39,584067	1319,46872	8,4
	La Pampa Norte	24,65232	821,743392	8,6	39,443712	1314,789427	8,6
	Buenos Aires	28,94611	964,870213	10,35	46,313776	1543,792341	10,35
GBA	32,477525	1082,58447	11,27	51,96404	1732,135152	11,27	
Santa Cruz	Santa Cruz Sur	2,701084	90,035383	0,49	4,321734	144,056613	0,49
	Chubut Sur	11,023917	367,463752	2,89	17,638267	587,942003	2,89
	Buenos Aires Sur	13,471273	449,042042	5,11	21,554037	718,467267	5,11
	Bahía Blanca	22,104511	736,816745	7,91	35,367218	1178,906792	7,91
	La Pampa Norte	22,100543	736,684093	8,11	35,360869	1178,694549	8,11
	Buenos Aires	26,324347	877,477681	9,86	42,118955	1403,96429	9,86
	GBA	29,866623	995,555027	10,78	47,786597	1532,888043	10,78
Chubut	Chubut Sur	2,678866	89,295068	0,49	4,286186	142,872109	0,49
	Buenos Aires Sur	5,022927	167,428204	2,71	8,036683	267,885126	2,71
	Bahía Blanca	13,394433	446,475235	5,51	21,430931	714,360376	5,51
	La Pampa Norte	14,064048	468,798959	5,71	22,502477	750,078334	5,71
	Buenos Aires	17,412596	580,41775	7,46	27,860154	928,6684	7,46
	GBA	20,761144	692,036541	8,38	33,21783	1107,258466	8,38
Neuquén	Neuquén	2,380356	81,611872	0,49	3,80857	130,578995	0,49
	Bahía Blanca	11,561677	385,275827	2,8	18,498683	616,441323	2,8
	La Pampa Norte	12,453197	414,935282	3,15	19,925115	663,992451	3,15
	Buenos Aires	15,657864	521,815701	3,91	25,052582	834,905122	3,91
	GBA	19,178646	640,430576	4,86	30,685834	1024,688922	4,86
Bahía Blanca	Bahía Blanca	2,678865	89,295082	0,49	4,286168	142,872131	0,49
	La Pampa Norte	0,669714	22,323718	0,2	1,071542	35,717949	0,2
	Buenos Aires	4,018247	133,342519	1,95	6,429195	241,30803	1,95
	GBA	7,366815	245,531319	2,87	11,786904	392,89811	2,87

(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada  
(2) Costo mínimo y máximo equivalente a cargos por reservas cada 1000 m3/d.  
(3) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED)		Desde 01/04/2019 hasta 28/02/2022	Desde 01/03/2022
Zona de Recepción	Cargo		
Tierra del fuego	\$/1000/m3/d	53,964832	95,943731
Santa Cruz	\$/1000/m3/d	60,273935	96,438296
Chubut	\$/1000/m3/d	60,273935	96,438296
Neuquén	\$/1000/m3/d	60,583003	96,932805
Bahía Blanca	\$/1000/m3/d	60,273948	96,438317

Tarifa del servicio de intercambio y desplazamiento (ED) expresada en pesos por cada 1000 m3 por cada zona atravesada. La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comenzará el servicio hasta la zona en la que terminará el servicio incluyendo toda zona intermedia atravesada.

Fuente: Elaboración propia con información obtenida de las Resoluciones N°192/2019 y 60/2022 del ENARGAS.

**Anexo II - Precios máximos de referencia para propano y butano**

	Precio máximo de referencia (\$/Tn)	Compensación
Butano	\$ 12.626,60	\$ 0,00
Propano	\$ 12.626,60	\$ 0,00

Fuente: Resolución 249/2021 de la Secretaría de Energía de la Nación.

**Anexo III - Esquema de cálculo del precio de paridad de exportación**

PARIDAD EXPORTACION	
PE	= (MB + T(MB-SANTOS) - T(BB-SANTOS) - RET EXP) * TC
<u>EN DONDE =</u>	
PE	PARIDAD DE EXPORTACION
MB	PRECIO GLP MONT BELVIEU
T(MB-SANTOS)	TRANSPORTE MONT BELVIEU - SANTOS
T(BB-SANTOS)	TRANSPORTE BAHIA BLANCA - SANTOS
RET. EXP.	RETENCION A LA EXPORTACION GLP EN ARGENTINA
TC	TIPO DE CAMBIO DE REFERENCIA COM. A 3500 BCRA

Fuente: Resolución N° 36/2015 de la Secretaría de Energía de la Nación.

**Anexo IV – Cuadro resumen con variables proyectadas.**

Concepto	Escenario Base		Escenario Optimista		Escenario Pesimista	Comentarios
	60%		30%		10%	
<b>Porcentaje probabilidad</b>						
<b>Licencia</b>	Renovable   10 años mas		Renovable   10 años mas		No renovable en 2027	
<b>Transporte gas natural</b>						
<b>Cap. Prom. Nominal   MMm3/d</b>	85,4		85,4   96,4   107,4		85,4	Aumento de capacidad a 22 MM m3/d por gasoducto NK   años 2023 y 2024
Total promedio diario de entregas   MMm3/d						Regresión Regresión multifactores. Techo: capacidad instalada
TF   MMm3/d	78%		78%		78%	Participación promedio últimos 5 años TGS
TI   MMm3/d	22%		22%		22%	Participación promedio últimos 5 años TGS
<b>Tarifas</b>						
TF   \$   MMm3/d   2022-2031E	338   3.204		338   3.204		Congelamiento 6 años	Ajuste anual IPM
TI   \$   MMm3/d   2022-2031E	530   5.016		530   5.016		Congelamiento 6 años	Ajuste anual IPM
<b>Producción y comercialización de gas</b>						
Capacidad de procesamiento de gas   MMm3/d	47		47		47   2027: Vto. Lic.	
<b>Producción total   M Tn</b>	1.064		1.064		1.064   2027: Vto. Lic.	Promedio últimos 5 años TGS
<b>Propano   M Tn</b>	<b>33%</b>		<b>33%</b>		<b>33%</b>	Participación promedio últimos 5 años TGS
Mercado local – regulado	8%		-		52%	
Mercado local – no regulado	48%		55%		48%	Cambio de % en distintos escenarios
Mercado externo	44%		45%		-	
<b>Butano   M Tn</b>	<b>24%</b>		<b>24%</b>		<b>24%</b>	Participación promedio últimos 5 años TGS
Mercado local – regulado	10%		-		47%	
Mercado local – no regulado	53%		55%		53%	Cambio de % en distintos escenarios
Mercado externo	37%		45%		0%	
<b>Etano   M Tn</b>	<b>32%</b>		<b>32%</b>		<b>32%</b>	Participación promedio últimos 5 años TGS
<b>Gasolina Natural   M Tn</b>	<b>11%</b>		<b>11%</b>		<b>11%</b>	Participación promedio últimos 5 años TGS
<b>Precio de venta</b>						
Tarifa internacional   USD/Tn   2022-2031E	236   305		236   305		236   305	Regresión multifactores en base cotización Mont Belvieu en USD/Tn
Tarifa local   No regulado   \$/Tn   2022-2031E	70.972   514.207		70.972   514.207		70.972   514.207	Regresión multifactores en base a valores de referencia en \$/Tn
Tarifa local   Regulado   \$/Tn   2022-2031E	18.624   62.454		18.624   62.454		18.624   62.454	Precio máximo en \$   50% de la variación del IPM
<b>Compensación por programas</b>						
Plan Hogar	20%		20%   N/A a partir 2024		20%	20% de lo facturado en venta de GLP
Acuerdo propano de redes			N/A a partir 2024			Propano: diferencia entre precio regulado y referencia

Fuente: Elaboración propia.

Concepto	Escenario Base	Escenario Optimista	Escenario Pesimista	Comentarios
<b>Segmento Vaca Muerta</b>				
<b>Transporte de gas natural</b>				
TF   MMm3/d	8,60   30   60	8,60   30   60	8,60   30   60	Aumento por gasoducto NK 50% en 2023 y 100% en 2024
Cap. Prom. Nominal   MMm3/d	60	60	60	Conforme presentación a inversores por parte de TGS
Tarifa TF   USD/Tn   2022-2031E	2,86   19,85	2,86   19,85	2,86   19,85	CAGR: 24%   Promedio de ajuste proyectado del transporte de gas regulado
<b>Acondicionamiento gas natural</b>				
Cap. de acond.   Tratayén   MMm3/d	7,8   14,8   21,4   28	7,8   14,8   21,4   28	7,8   14,8   21,4   28	Conforme presentación a inversores por parte de TGS
Cap. de acond.   Otras Plantas   MMm3/d	3,1	3,1	3,1	Conforme presentación a inversores por parte de TGS
Tarifa acond.   USD   MMm3/d   2022-2031E	9,24   12,06	9,24   12,06	9,24   12,06	Aumento anual inflación USA + 1%
<b>Costo de explotación</b>				
Costo MP   Cantidad   MM USD / Tn	50,85	50,85	50,85	Cant. de BTU para obtener 1 Tn de gas (1.450 m3 de gas natural = 50,85 MM BTU)
Gas Natural PIST   USD/MM BTU   2022-2031E	3,83   2,5	3,83   2,5	3,83   2,5	
Costo explotación / Ingresos   Promedio	18%	18%	18%	Promedio últimos 5 años TGS
<b>OPEX / Ingresos   Promedio</b>	8%	8%	8%	Promedio últimos 5 años TGS
<b>Depreciación / Ingresos   Promedio</b>	11%	11%	11%	Promedio últimos 2 años TGS
<b>Alícuota Impositiva</b>	35%	35%	35%	En base a alícuota corporativa de Argentina.
<b>CAPEX</b>				
Crecimiento   Tratayén   MM USD	22   82   138	22   82   138	22   82   138	Conforme presentación a inversores por parte de TGS
Mantenimiento   Promedio   MM USD	66   73	66   75   89	66   73   10	En base a antecedentes de TGS   Tratayén   Concesión GNK
Depreciación / Ingresos   Promedio	11%	11%	11%	Promedio últimos 2 años TGS
<b>Capital de Trabajo</b>				
Caja operativa / Ventas   Promedio	8%	8%	8%	Promedio últimos 5 años TGS
Cuentas por cobrar   períodos   días	53	53	53	Promedio últimos 5 años TGS
Cuentas por pagar   períodos   días	84	84	84	Promedio últimos 5 años TGS
<b>Valor Terminal</b>				
g   Valor Terminal	<b>Perpetuidad</b> 2,0%	<b>Perpetuidad</b> 2,0%	<b>Perpetuidad</b> 0,5%	En base a crecimiento de la economía Argentina

Fuente: Elaboración propia.

San Andrés

Concepto	Escenario Base	Escenario Optimista	Escenario Pesimista	Comentarios
<b>Macroeconómicos</b>				
Variación PBI Argentina   2022-2031E	4%   1,7%	4%   1,7%	4%   1,7%	CAGR: -9,2%   En base a proyecciones del FMI   Hasta 2027
Inflación Argentina   2022-2031E	95%   10%	95%   10%	95%   10%	CAGR: -22,1%   En base a proyecciones del FMI   Hasta 2027
Variación PBI USA   2022-2031E	1,6%   1,7%	1,6%   1,7%	1,6%   1,7%	CAGR: 0,4%   En base a proyecciones del FMI   Hasta 2027
Inflación Estados Unidos   2022-2031E	6,4%   1,8%	6,4%   1,8%	6,4%   1,8%	CAGR: -13,1%   En base a proyecciones del FMI   Hasta 2027
Tipo de cambio promedio   ARS/USD   2022-2031E	160,7   1.145	160,7   1.145	160,7   1.145	CAGR: 24%   En base a proyecciones del BCRA   Desde 2024 por método inflación relativa
<b>Otras variables</b>				
Población Argentina   en miles   2022-2031E	46.300   48.662	46.300   48.662	46.300   48.662	CAGR: 0,6%   En base a proyecciones del FMI
Temperatura en Argentina   Promedio   °C	20	20	20	Promedio Registro histórico de temperatura en CABA
Riesgo País - Argentina (puntos porcentuales)	942	942	942	Promedio últimos 10 años
<b>Mercado de gas</b>				
Prod. de gas natural en Arg.   2022-2031E	129,8   228,9	129,8   228,9	129,8   228,9	CAGR: 6,3%   Según escenario energetico 2030   Subsec. de Planeamiento Energético
Consumo de gas natural en Arg.   2022-2031E	119,2   149,6	119,2   149,6	119,2   149,6	CAGR: 2,5%   Según escenario energetico 2030   Subsec. de Planeamiento Energético
Gas Natural PIST   USD/MM BTU   2022-2031E	3,83   2,5	3,83   2,5	3,83   2,5	CAGR: -4,6%   Según volúmenes adjudicados PlanGasAr y escenario energetico 2030
Gas Natural Henry Hub   USD/MM BTU   2022-2031E	3,94   4,47	3,94   4,47	3,94   4,47	CAGR: 1,5%   Según proyecciones US Energy Information Administration (EIA)
Barril de petróleo WTI   USD/Barril   2022-2031E	68,28   91,78	68,28   91,78	68,28   91,78	CAGR: 3,3%   Según proyecciones US Energy Information Administration (EIA)
Barril de petróleo Brent   USD/Barril   2022-2031E	71,91   95,06	71,91   95,06	71,91   95,06	CAGR: 3,1%   Según proyecciones US Energy Information Administration (EIA)

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo V - Resultados estadísticos de regresiones para proyecciones.

Regresión volúmenes de entrega:

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,953969667
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,910058125
R <sup>2</sup> ajustado	0,752659844
Error típico	0,874347418
Observaciones	12

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	7	30,94106432	4,420152046	5,781880951	0,054632823
Residuos	4	3,057933627	0,764483407		
Total	11	33,99899795			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	93,08	43,26100975	2,151600866	0,097805791	-27,03139273	213,1922448	-27,03139273	213,1922448
Variable X 1	0,13	0,073476634	1,722003383	0,160174063	-0,077476829	0,330530854	-0,077476829	0,330530854
Variable X 2	0,69	0,26263773	2,627781611	0,058321593	-0,039044643	1,419353838	-0,039044643	1,419353838
Variable X 3	-	0,05	-1,010403628	0,369457629	-0,170988299	0,079742406	-0,170988299	0,079742406
Variable X 4	0,17	0,484781565	0,348928451	0,744736095	-1,176815322	1,515123482	-1,176815322	1,515123482
Variable X 5	0,00	0,002056005	1,90268104	0,12983676	-0,001796463	0,009620305	-0,001796463	0,009620305
Variable X 6	-	0,00	-2,046345934	0,110146455	-6,0305E-06	9,12928E-07	-6,0305E-06	9,12928E-07
Variable X 7	0,46	1,210336312	0,379697382	0,723468586	-2,9008708	3,819993859	-2,9008708	3,819993859

Fuente: Elaboración propia.

Regresión precio internacional Mont Belvieu:

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltipl	0,956623459
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,915128442
R <sup>2</sup> ajustado	0,90884166
Error típico	28,19201955
Observaciones	30

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	231385,435	115692,7175	145,5638879	3,45374E-15
Residuos	27	21459,32908	794,7899661		
Total	29	252844,7641			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	4,68	12,43882281	0,376093637	0,709786361	-20,84419412	30,20051832	-20,84419412	30,20051832
Variable X 1	13,56	3,057740586	4,436153631	0,000138466	7,290641558	19,83857245	7,290641558	19,83857245
Variable X 2	2,61	0,212954862	12,25739709	1,52466E-12	2,173325025	3,047219595	2,173325025	3,047219595

Fuente: Elaboración propia.



**Regresión precio paridad exportación Propano**

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,969582136
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,940089519
R <sup>2</sup> ajustado	0,931530879
Error típico	3080,465225
Observaciones	17

**ANÁLISIS DE VARIANZA**

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	2084620779	1042310389	109,8409918	2,77025E-09
Residuos	14	132849724,1	9489266,005		
Total	16	2217470503			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-7210,77567	2814,687586	-2,561838729	0,022592445	-13247,68013	-1173,871204	-13247,68013	-1173,871204
Variable X 1	25,11128084	10,07547097	2,492318315	0,025847302	3,501544823	46,72101687	3,501544823	46,72101687
Variable X 2	449,7782061	30,86088097	14,57437999	7,44401E-10	383,5881994	515,9682128	383,5881994	515,9682128

Fuente: Elaboración propia.

**Regresión precio paridad exportación Butano**

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,973710067
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,948111295
R <sup>2</sup> ajustado	0,940698622
Error típico	2850,852409
Observaciones	17

**ANÁLISIS DE VARIANZA**

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	2079045473	1039522736	127,9041172	1,01277E-09
Residuos	14	113783032,4	8127359,457		
Total	16	2192828505			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-6184,235035	2604,885398	-2,374091021	0,032437392	-11771,15856	-597,3115096	-11771,15856	-597,3115096
Variable X 1	22,06663528	9,324461922	2,366531759	0,032909087	2,067653473	42,06561708	2,067653473	42,06561708
Variable X 2	447,3834769	28,56056161	15,66437954	2,86461E-10	386,1271645	508,6397892	386,1271645	508,6397892

Fuente: Elaboración propia.

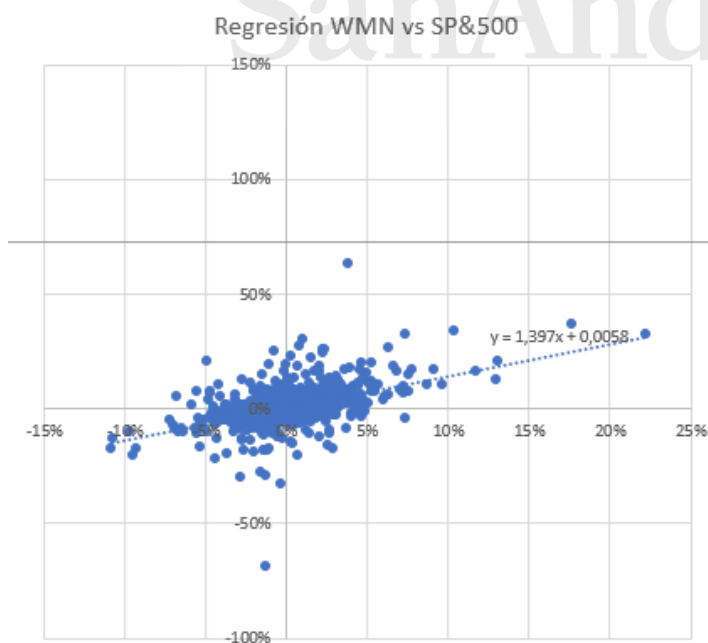
**Anexo VI - Tarifa promedio ponderada para la modalidad de contratación en firme de TGS.  
 Año: 2021.**

Zona de recepción	Zona de entrega	Capacidad asignada 2021 (MM m <sup>3</sup> /d)	Tarifa firme (en \$) (1)
Neuquén	GBA	24.413	30,69
Neuquén	Buenos Aires	14.323	25,05
Tierra del Fuego	GBA	9.868	51,96
Neuquén	Neuquén	6.571	3,81
Tierra del Fuego	Buenos Aires	3.510	46,31
Neuquén	Bahía Blanca	3.463	18,50
Chubut	Buenos Aires Sur	3.325	8,04
Chubut	Bahía Blanca	2.458	21,43
Chubut	Buenos Aires	1.676	27,86
Santa Cruz	GBA	1.578	47,79
Chubut	Chubut Sur	1.540	4,29
Tierra del Fuego	Bahía Blanca	1.517	39,58
Tierra del Fuego	Santa Cruz Sur	1.426	8,60
Santa Cruz	Buenos Aires Sur	1.426	21,55
Santa Cruz	Chubut Sur	1.129	17,64
Tierra del Fuego	Buenos Aires Sur	1.124	25,84
Santa Cruz	Buenos Aires	950	42,12
Santa Cruz	Bahía Blanca	892	35,37
Chubut	GBA	516	33,22
Santa Cruz	Santa Cruz Sur	468	4,32
Tierra del Fuego	Chubut Sur	426	21,93
<b>TOTAL CAPACIDAD CONTRATADA EN FIRME</b>		<b>82.600</b>	
<b>TARIFA PROMEDIO PONDERADA (carga mensual)</b>			<b>28,24</b>

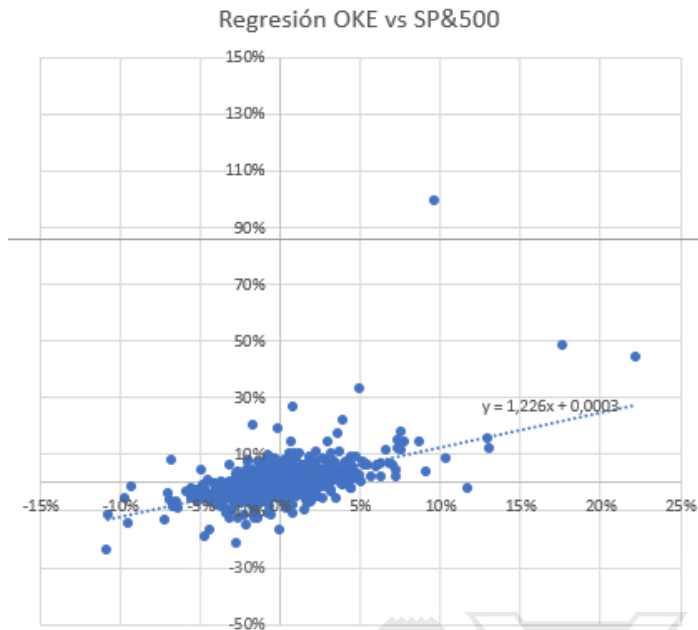
(1) Según cuadro tarifario Resolución N° 60/2022 ENARGAS

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los contratados en firme de TGS y cuadro tarifario Resolución N° 60/2022 ENARGAS

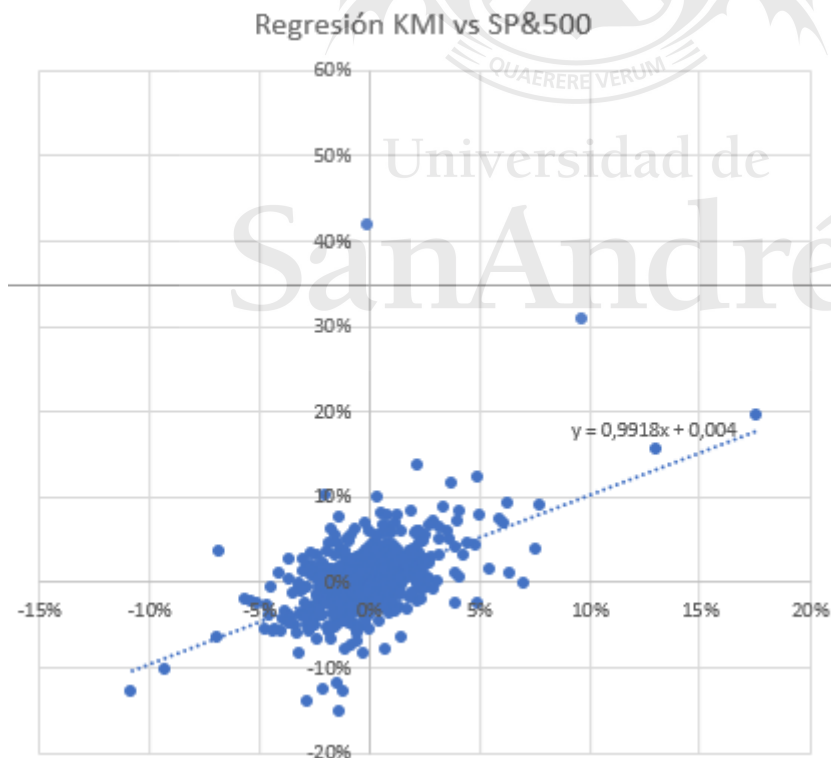
**Anexo VII - Resultados estadísticos de regresiones para cálculos de beta.**



Fuente: Elaboración propia con series de precios obtenidos de Investing.



Fuente: Elaboración propia con series de precios obtenidos de Investing.



Fuente: Elaboración propia con series de precios obtenidos de Investing.

### Anexo VIII - Resultados DCF por escenarios

DCF ESCENARIO BASE (MM de pesos)	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	N+1	
INGRESOS POR VENTAS	88.977	139.629	235.223	360.103	525.441	744.840	1.028.602	1.327.915	1.660.675	2.009.020	2.454.352		
(-) COSTOS DE EXPLOTACION	47.664	73.653	114.918	170.207	237.204	321.497	424.493	524.409	629.090	731.999	863.046		
<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>41.313</b>	<b>65.976</b>	<b>120.305</b>	<b>189.896</b>	<b>288.237</b>	<b>423.343</b>	<b>604.109</b>	<b>803.506</b>	<b>1.031.585</b>	<b>1.277.022</b>	<b>1.591.305</b>		
GASTOS OPERATIVOS	7.230	11.170	18.818	28.808	42.035	59.587	82.288	106.233	132.854	160.722	196.348		
<b>EBIT</b>	<b>34.083</b>	<b>54.806</b>	<b>101.487</b>	<b>161.088</b>	<b>246.202</b>	<b>363.756</b>	<b>521.821</b>	<b>697.272</b>	<b>898.731</b>	<b>1.116.300</b>	<b>1.394.957</b>		
Depreciación	9.610	15.359	25.875	39.611	57.798	81.932	113.146	146.071	182.674	220.992	269.979		
<b>EBITDA</b>	<b>43.693</b>	<b>70.165</b>	<b>127.362</b>	<b>200.699</b>	<b>304.000</b>	<b>445.688</b>	<b>634.967</b>	<b>843.343</b>	<b>1.081.405</b>	<b>1.337.293</b>	<b>1.664.936</b>		
Alicuota impuestos	38%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%		
<b>NOPAT</b>	<b>21.189</b>	<b>35.624</b>	<b>65.967</b>	<b>104.707</b>	<b>160.031</b>	<b>236.441</b>	<b>339.183</b>	<b>453.227</b>	<b>584.175</b>	<b>725.595</b>	<b>906.722</b>		
(+) Depreciaciones	9.610	15.359	25.875	39.611	57.798	81.932	113.146	146.071	182.674	220.992	269.979		
(-) CAPEX	9.649	14.063	33.723	67.343	31.946	42.284	53.853	63.357	71.502	77.262	83.485		
(-) Δ capital de trabajo	7.376	5.378	14.244	18.288	25.647	35.099	46.789	51.370	58.591	62.878	80.503		
<b>Flujo de Efectivo Libre (FCF) - (MM \$)</b>	<b>13.774</b>	<b>31.541</b>	<b>43.875</b>	<b>58.688</b>	<b>160.237</b>	<b>240.991</b>	<b>351.688</b>	<b>484.571</b>	<b>636.757</b>	<b>806.448</b>	<b>1.012.713</b>	<b>4.974.504</b>	
Flujo de Efectivo Libre acumulado (MM \$)	13.774	45.316	89.191	147.879	308.116	549.106	900.794	1.385.365	2.022.121	2.828.569	3.841.282		
Períodos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	11	
Factor de descuento	0,60	0,21	0,16	0,13	0,09	0,07	0,06	0,07	0,08	0,09	0,07	0,06863	
WACC	65,99%	116,41%	84,63%	66,46%	62,03%	56,28%	50,37%	38,90%	33,24%	27,58%	27,58%	27,58%	
<b>DCF</b>	<b>8.298</b>	<b>6.735</b>	<b>6.971</b>	<b>7.644</b>	<b>14.347</b>	<b>16.545</b>	<b>20.231</b>	<b>34.970</b>	<b>48.097</b>	<b>70.609</b>	<b>69.502</b>	<b>341.400</b>	
<b>VALUACION ESCENARIO BASE (en MM)</b>											<b>Tasa de crecimiento (g)</b>		
DCF	303.950											2,0%	
Valor Terminal	341.400												
<b>Valor compañía (Enterprise Value)</b>	<b>645.351</b>												
(-) Deuda -	52.579												
(+) Caja	4.429												
<b>Valor Equity</b>	<b>597.200</b>												
N° Acciones (MM)	753												
<b>Valor por Acción</b>	<b>793,35</b>												

Fuente: Elaboración propia

DCF ESCENARIO OPTIMISTA (MM de pesos)	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	N+1	
INGRESOS POR VENTAS	88.977	139.629	241.189	375.312	547.033	774.233	1.067.184	1.374.641	1.714.818	2.068.997	2.520.787		
(-) COSTOS DE EXPLOTACION	47.664	73.653	116.648	174.607	243.438	329.982	435.629	537.890	644.707	749.294	882.205		
<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>41.313</b>	<b>65.976</b>	<b>124.541</b>	<b>200.706</b>	<b>303.594</b>	<b>444.250</b>	<b>631.555</b>	<b>836.751</b>	<b>1.070.111</b>	<b>1.319.703</b>	<b>1.638.582</b>		
GASTOS OPERATIVOS	7.230	11.170	19.295	30.025	43.763	61.939	85.375	109.971	137.185	165.520	201.663		
<b>EBIT</b>	<b>34.083</b>	<b>54.806</b>	<b>105.246</b>	<b>170.681</b>	<b>259.832</b>	<b>382.312</b>	<b>546.180</b>	<b>726.779</b>	<b>932.926</b>	<b>1.154.183</b>	<b>1.436.919</b>		
Depreciación	9.610	15.359	26.531	41.284	60.174	85.166	117.390	151.211	188.630	227.590	277.287		
<b>EBITDA</b>	<b>43.693</b>	<b>70.165</b>	<b>131.777</b>	<b>211.965</b>	<b>320.005</b>	<b>467.477</b>	<b>663.571</b>	<b>877.990</b>	<b>1.121.556</b>	<b>1.381.772</b>	<b>1.714.206</b>		
Alicuota impuestos	38%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%		
<b>NOPAT</b>	<b>21.189</b>	<b>35.624</b>	<b>68.410</b>	<b>110.942</b>	<b>168.891</b>	<b>248.503</b>	<b>355.017</b>	<b>472.407</b>	<b>606.402</b>	<b>750.219</b>	<b>933.997</b>		
(+) Depreciaciones	9.610	15.359	26.531	41.284	60.174	85.166	117.390	151.211	188.630	227.590	277.287		
(-) CAPEX	9.649	14.063	35.444	72.484	39.001	51.623	65.747	77.349	87.293	94.325	101.923		
(-) Δ capital de trabajo	7.376	5.378	15.328	19.970	26.811	36.519	48.462	52.854	59.942	63.941	81.679		
<b>Flujo de Efectivo Libre (FCF) - (MM \$)</b>	<b>13.774</b>	<b>31.541</b>	<b>44.169</b>	<b>59.773</b>	<b>163.252</b>	<b>245.526</b>	<b>358.198</b>	<b>493.414</b>	<b>647.796</b>	<b>819.542</b>	<b>1.027.682</b>	<b>5.048.033</b>	
Flujo de Efectivo Libre acumulado (MM \$)	13.774	45.316	89.484	149.257	312.510	558.036	916.234	1.409.648	2.057.444	2.876.987	3.904.669		
Períodos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	11	
Factor de descuento	0,60	0,21	0,16	0,13	0,09	0,07	0,06	0,07	0,08	0,09	0,07	0,06863	
WACC	65,99%	116,41%	84,63%	66,46%	62,03%	56,28%	50,37%	38,90%	33,24%	27,58%	27,58%	27,58%	
<b>DCF</b>	<b>8.298</b>	<b>6.735</b>	<b>7.018</b>	<b>7.785</b>	<b>14.617</b>	<b>16.856</b>	<b>20.605</b>	<b>35.608</b>	<b>48.931</b>	<b>71.756</b>	<b>70.530</b>	<b>346.447</b>	
<b>VALUACION OPTIMISTA (en MM)</b>											<b>Tasa de crecimiento (g)</b>		
DCF	308.740											2,0%	
Valor Terminal	346.447												
<b>Valor compañía (Enterprise Value)</b>	<b>655.187</b>												
(-) Deuda -	52.579												
(+) Caja	4.429												
<b>Valor Equity</b>	<b>607.036</b>												
N° Acciones (MM)	753												
<b>Valor por Acción</b>	<b>806,41</b>												

Fuente: Elaboración propia

DCF ESCENARIO PESIMISTA (MM de pesos)	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	N+1	
INGRESOS POR VENTAS	88.977	130.127	200.675	292.793	412.863	577.969	612.348	763.700	1.016.673	1.305.042	1.684.587		
(-) COSTOS DE EXPLOTACION	47.664	70.898	104.916	150.749	204.678	273.307	304.080	220.371	293.460	376.632	486.181		
<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>41.313</b>	<b>59.230</b>	<b>95.759</b>	<b>142.044</b>	<b>208.186</b>	<b>304.662</b>	<b>308.268</b>	<b>543.329</b>	<b>723.212</b>	<b>928.410</b>	<b>1.198.406</b>		
GASTOS OPERATIVOS	7.230	10.410	16.054	23.423	33.029	46.238	48.988	61.096	81.334	104.403	134.767		
<b>EBIT</b>	<b>34.083</b>	<b>48.820</b>	<b>79.705</b>	<b>118.621</b>	<b>175.157</b>	<b>258.424</b>	<b>259.280</b>	<b>482.233</b>	<b>641.879</b>	<b>824.006</b>	<b>1.063.639</b>		
Depreciación	9.610	14.314	22.074	32.207	45.415	63.577	67.358	84.007	111.834	143.555	185.305		
<b>EBITDA</b>	<b>43.693</b>	<b>63.134</b>	<b>101.779</b>	<b>150.828</b>	<b>220.572</b>	<b>322.001</b>	<b>326.638</b>	<b>566.240</b>	<b>753.713</b>	<b>967.561</b>	<b>1.248.944</b>		
Alícuota impuestos	38%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%		
<b>NOPAT</b>	<b>21.189</b>	<b>31.733</b>	<b>51.808</b>	<b>77.103</b>	<b>113.852</b>	<b>167.976</b>	<b>168.532</b>	<b>313.451</b>	<b>417.221</b>	<b>535.604</b>	<b>691.365</b>		
(+) Depreciaciones	9.610	14.314	22.074	32.207	45.415	63.577	67.358	84.007	111.834	143.555	185.305		
(-) CAPEX	9.649	14.063	33.723	67.343	31.946	42.284	53.853	8.691	9.808	10.598	11.452		
(-) Δ capital de trabajo	7.376	3.651	9.687	12.322	17.405	25.212	1.438	57.014	46.043	52.519	69.106		
<b>Flujo de Efectivo Libre (FCF) - (MM \$)</b>	<b>13.774</b>	<b>28.332</b>	<b>30.472</b>	<b>29.646</b>	<b>109.916</b>	<b>164.057</b>	<b>180.598</b>	<b>331.753</b>	<b>473.204</b>	<b>616.042</b>	<b>796.112</b>	<b>3.593.464</b>	
Flujo de Efectivo Libre acumulado (MM \$)	13.774	42.107	72.579	102.225	212.140	376.197	556.795	888.548	1.361.752	1.977.794	2.773.906		
Períodos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	11	
Factor de descuento	0,60	0,21	0,16	0,13	0,09	0,07	0,06	0,07	0,08	0,09	0,07	0,06863	
WACC	65,99%	116,41%	84,63%	66,46%	62,03%	56,28%	50,37%	38,90%	33,24%	27,58%	27,58%	27,58%	
<b>DCF</b>	<b>8.298</b>	<b>6.050</b>	<b>4.842</b>	<b>3.861</b>	<b>9.842</b>	<b>11.263</b>	<b>10.389</b>	<b>23.942</b>	<b>35.743</b>	<b>53.938</b>	<b>54.637</b>	<b>246.619</b>	
<b>VALUACION PESIMISTA (en MM)</b>											<b>Tasa de crecimiento (g)</b>		
DCF	222.805												0,5%
Valor Terminal	246.619												
<b>Valor compañía (Enterprise Value)</b>	<b>469.424</b>												
(-) Deuda -	52.579												
(+) Caja	4.429												
<b>Valor Equity</b>	<b>421.274</b>												
N° Acciones (MM)	753												
<b>Valor por Acción</b>	<b>559,64</b>												

Fuente: Elaboración propia