

## Saludable recuperación de ingresos y beneficios en los últimos trimestres. Empresa que invierte mucho. Su endeudamiento nos limita ser más optimistas.

Recomendación: **MANTENER**

31 de agosto de 2023

**Resumen financiero**

Activo (M de USD)	1.627,3
Pasivo (M de USD)	1.248,6
Patrimonio neto (M de USD)	378,7
Ratio patrimonio neto/activo	23,3%

**Indicadores financieros (en M de USD)**

	2021	2022	2023e	2024e
Ingresos	1.493,4	1.127,1	1.211,6	1.314,6
Crec. YoY	-	-24,5%	7,5%	8,5%
EBIT	505,9	125,3	134,1	148,4
Crec. YoY	-	-75,2%	7,0%	10,7%
EBITDA	702,2	319,9	380,2	394,5
Crec. YoY	-	-54,4%	18,8%	3,8%
Res. neto	9,6	60,3	69,9	77,4
Crec. YoY	-	528,1%	15,9%	10,7%

**Márgenes y ratios de rentabilidad**

	2021	2022	2023e	2024e
Margen bruto	39,4%	19,4%	19,9%	19,8%
Margen operativo	33,9%	11,1%	11,1%	11,3%
Margen neto	0,6%	5,4%	5,8%	5,9%
Margen EBITDA	47,0%	28,4%	31,4%	30,0%
ROE	1,6%	15,9%	15,6%	14,7%
ROA	0,4%	3,7%	4,1%	4,4%

**Ratios de deuda**

	2021	2022	2023e	2024e
D. Fin. Neta/EBITDA	0,9x	1,8x	1,5x	1,5x
Deuda neta/PN	110,7%	149,0%	127,7%	110,8%

**Flujos de caja (en M de USD)**

	2021	2022	2023e	2024e
CF de operación	417,5	145,0	262,5	275,0
CF de inversión	-528,8	-353,3	-325,2	-402,4
CF financiero	117,1	224,4	75,3	138,9
Dif de cambio	-78,5	-48,5	-43,3	-56,8
CF neto	-72,6	-32,4	-30,8	-45,3

**RESUMEN EJECUTIVO**

Recomendamos **MANTENER** los bonos de Compañía General de Combustibles (CGC), con cupón de 9,5% con vencimiento en 2025, que cotiza tanto en el mercado OTC como en ByMA (CP170 en pesos y CP17D en dólares) a una paridad del 98% y con una TIR de 11% (0.9% de TIR en ByMA por la valuación del dólar CCL).

Destacamos el atractivo rendimiento de su bono en dólares y la diversificación de sus operaciones en el sector energético (*upstream* y *midstream* tanto de gas natural como de petróleo) como factores a favor. Vemos como positivo la fuerte recuperación observada tanto en los ingresos como en los beneficios de la empresa en los últimos trimestres.

Sin embargo, se debe tomar en consideración su ratio de endeudamiento y ajustado respaldo patrimonial como factores de riesgo para el pago de los vencimientos a largo plazo. La deuda financiera neta como proporción del patrimonio neto disminuiría a 127,7% en 2023 respecto a la cifra observada en 2022 (149,0%). Asimismo, una eventual corrección en la cotización internacional del petróleo y la falta de ajuste del precio local pueden limitar su crecimiento operativo a futuro.

En enero, marzo y junio de 2023, CGC emitió Obligaciones Negociables locales, por un monto de USD 42,3 M, USD 150 M y USD 65,3 M, respectivamente, para financiar principalmente inversiones en explotación y exploración de hidrocarburos en la Cuenca Austral.

Se espera que el flujo de fondos libre resulte negativo, derivado de un fuerte plan de inversiones por USD 470 M.

**Perspectivas operativas 2023 y 2024**

Proyectamos que CGC finalizaría el año 2023 con una suba de sus ingresos de +7,5% en dólares, extendiendo el aumento registrado en 2022, producto de la sostenibilidad del precio y en la demanda de energía tanto en Argentina como en el resto del mundo.

La deuda financiera neta como proporción del patrimonio neto disminuiría a 127,7% en 2023 respecto a la cifra observada en 2022 (149%). La deuda financiera neta en función del EBITDA también caería, ubicándose en torno a 1,5x a fines de 2023.

Para 2024, estimamos un incremento de los ingresos en dólares de +8,5%, junto con un aumento del resultado operativo a USD 148,4 M. A su vez, el resultado neto se incrementaría a USD 77,4 M.

**Obligaciones negociables de CGC**

CGC posee en total 8 bonos, de los cuales 3 son denominados en dólares y 5 *dollar linked* (pagaderos en pesos ajustados por el tipo de cambio oficial).

La deuda financiera de la empresa en moneda extranjera tiene la mayor concentración de pagos de capital en 2025. Además, totaliza obligaciones de amortización por USD 627,4 M.

En la actualidad, el rendimiento de la emisión más importante en dólares (bajo ley NY) con vencimiento en 2025 se ubica en torno a 11,0%, y tiene una *duration* menor a un año.

### Desempeño operativo acumulado para 2023

Durante los primeros seis meses del año 2023, la compañía acumuló ingresos netos por ARS 121.005,2 M frente a los ARS 105.468,1 M de igual período para el año 2022 (ajustado por inflación). Asimismo, los resultados netos alcanzaron los ARS 12.205,6 M en este período frente a los ARS 6.690,8 M del año previo.

El menor resultado bruto que se observa en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023, se genera principalmente por un incremento de los costos de producción, parcialmente compensado por mayores precios promedios del Gas generados por el Plan de Actividad Incremental dentro del marco del Decreto N° 770/2022.

El EBITDA ajustado con dividendos cobrados, correspondiente al segundo trimestre finalizado el 30 de junio de 2023, ascendió a ARS 16.373,4 M (ARS 33.254,7 M por el período de seis meses), lo que representa una disminución de ARS 3.273 M respecto al segundo trimestre del año 2022. Esta disminución está generada principalmente por un aumento de costos de producción, parcialmente compensado con mayores precios promedios del Gas generados por el Plan de Actividad Incremental.

El margen de EBITDA disminuyó a 27% en el 1°S23, en comparación con 32% en el 1°S22. El margen bruto disminuyó a 15% en el 1°S23, frente al 22% en el 1°S22. El margen neto aumentó al 10% en el 1°S23, en comparación con el 6% del 1°S22.

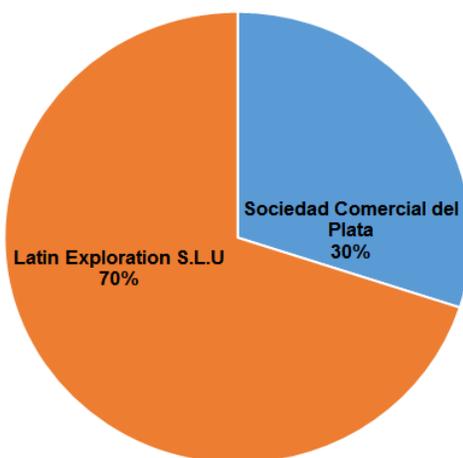
El Capex de la compañía (gastos de capital) fue de ARS 57.076,2 M (o aproximadamente USD222,3 M) en el 1°S23, en comparación con ARS 33.845,6 M en el 1°S22.

La posición de caja al 30 de junio de 2023 ascendía a ARS 44.359,6 M, o aproximadamente USD172,8 M.

Adicionalmente, al 30 de junio de 2023, la deuda financiera total de la compañía ascendía a ARS 271.958,2 M o aproximadamente USD 1.059,4 M (100% denominada en USD). El ratio de Apalancamiento Neto fue de 2,55x y el ratio de Cobertura de Intereses se mantuvo alto en 12,24x.

Al 30 de junio de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, el capital social asciende a ARS 399.138 M, encontrándose totalmente suscripto, integrado e inscripto. El mismo está compuesto por 399.137.856 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor nominal ARS 1 y un voto por acción. Los accionistas Latin Exploration S.L.U. (propiedad de Eduardo Eurnekian) y Sociedad Comercial del Plata S.A. mantienen un 70% y 30% del capital social y votos, respectivamente. Latin Exploration S.L.U. posee 279.396.499 acciones y Sociedad Comercial del Plata S.A. posee 119.741.357 acciones.

### CGC: Capital Social



Fuente: Elaborado en base a información pública de la empresa

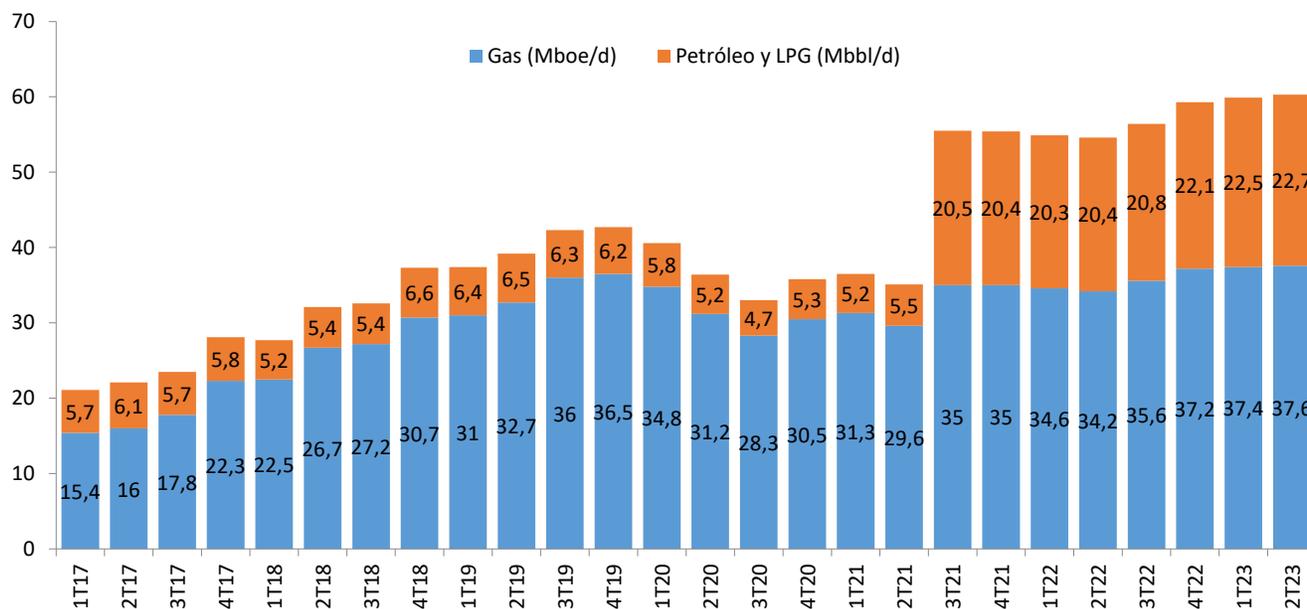
La producción de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y gasolina durante el segundo trimestre del año 2023 fue de 786,1 Mm<sup>3</sup> equivalentes, con un aumento de 93,1 Mm<sup>3</sup> (+13,0%) con respecto a las cantidades producidas en el mismo período del año anterior.

La producción promedio total alcanzó los 61,8 Mboe por día durante el 2ºT23, donde el 63,3% correspondió a gas natural, el 34,8% a crudo y el 1,9% a GLP. La producción de gas ascendió a 6.220,6 Mm<sup>3</sup>/d en el 2ºT23, representando un incremento del 14,3% con respecto al 2ºT22. Por su parte, la producción de petróleo (crudo + GLP) alcanzó los 3.606,3 m<sup>3</sup>/d en el 2ºT23, representando un aumento del 11,3% frente al 2ºT22.

Los hidrocarburos líquidos (petróleo y derivados) representaron un 42% y el gas natural el 58% del total producido al 30 de junio de 2023. El 30 de junio de 2022 fueron 43% y 57%, respectivamente.

La empresa tiene una importante presencia en la actividad de transporte troncal de gas natural a través de sus participaciones en las empresas Transportadora de Gas del Norte S.A. (28,23%), Gasoducto GasAndes de Argentina (43,5%), Gasoducto GasAndes S.A.-Chile (43,5%), y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (15,8%).

### CGC: Producción neta promedio (Mboe/d)



Fuente: Elaborado en base a información pública de la empresa y proyecciones propias

El volumen de gas transportado por estas empresas en el tercer trimestre del año 2022 alcanzó los 7.560 Mm<sup>3</sup>, un 9% mayor que igual período del año 2022. Asimismo, desde enero de este año el precio promedio por barril de crudo Brent está cercano a los USD 80,6, con una caída significativa respecto a los precios de principios de 2022, asociada a las presiones sobre los precios internacionales debido al conflicto entre Rusia y Ucrania, sumado a los temores de una recesión producto de las subas en las tasas de interés de los principales bancos centrales.

Desde febrero de 2023, CGC se encuentra operando con cuatro equipos de perforación, dos en la Cuenca del Golfo San Jorge y dos en la Cuenca Austral. La Compañía perforó un total de 47 pozos (seis de los cuales fueron exploratorios) durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023, con una tasa de éxito total del 89%.

La empresa destacó a la Cuenca Austral por sus posibilidades inmediatas de aportar más gas a partir de la capacidad ociosa en el Gasoducto San Martín. En 2022, totalizó unos 200 pozos perforados en la cuenca, un 12% de los cuales fueron exploratorios (una tasa que es mucho más alta que la media). Esto implica que más de un 80% de la producción proviene de desarrollos descubiertos gracias a inversiones de exploración realizadas en los últimos años.

Otro hecho relevante fue la primera fractura en shale de la formación Palermo Aike, donde por primera vez en la historia logró la fluencia y producción de shale gas y shale oil en la Cuenca Austral.

Asimismo, en diciembre 2022, CGC obtuvo la extensión de los contratos originales de la Ronda 1 del Plan GasAr (diciembre 2020) hasta diciembre 2028 (Ronda 5.1), con un precio licitado de 3,46 USD/MMBTU. Los compromisos de entrega contemplan un declino del 15% anual a partir de 2025.

Por otro lado, aprovechando la capacidad ociosa del gasoducto San Martín, CGC participó en la Ronda 5.2, licitando volúmenes de producción incremental por encima de la curva base (Rondas 1 y 5.1), devengando un precio considerablemente mayor a partir de 2023: i) 9,50 USD/MMBTU para el período comprendido entre enero de 2023 y abril de 2025, ii) 7,50 USD/MMBTU para el período comprendido entre mayo de 2025 y diciembre de 2026 y iii) 5,00 USD/MMBTU para el período comprendido entre enero de 2027 y diciembre de 2028.

### Coyuntura y perspectivas mercado de petróleo y gas en Argentina

En junio de 2023, la producción de petróleo disminuyó 1,1 % respecto del mes anterior y creció 8 % YoY. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 11,4% superior respecto a igual periodo anterior. Este aumento está impulsado por la cuenca Neuquina que incrementó la producción 15,5% YoY respecto a junio de 2022 y 21,2% acumulado en los últimos doce meses (a.a).

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (48% de la producción total de petróleo) redujo la producción 0,6% en junio MoM mientras que fue 12,6% superior respecto de igual mes del año anterior y 13,2% a.a.

Pan American Energy (PAE), con una participación del 17% en el total, redujo la producción 1,1% MoM y 1,3% YoY. La producción anual de PAE es +1,9% a.a. Pluspetrol explica el 5% del total y aumentó su producción 10,6% YoY y 4% a.a. Tecpetrol representa el 3% del total y aumentó su producción 15.4% YoY mientras que Vista Energy, con el 7% del total, redujo 2,9% YoY. A su vez, estas empresas aumentaron su producción acumulada en doce meses en 7,5% y 3,0% respectivamente.

### Producción de Petróleo por princ. Operadores - Mm3/d

	PAE	PLUSPETROL	CGC	TECPETROL	VISTA	YPF	OTRAS	TOTAL
jun-22	16,6	4,4	0,4	2,6	6,1	44,0	18,6	92,7
may-23	16,6	4,8	3,1	3,0	6,5	49,8	17,5	101,3
jun-23	16,4	4,8	3,1	3,0	5,9	49,5	17,3	100,1
12 meses ant.	16,3	4,5	0,4	2,7	5,6	42,0	17,2	88,7
12 meses	16,6	4,7	2,4	2,9	7,2	47,5	17,5	98,8
Var. % MoM	-1,1	0,2	1,7	0,1	-8,6	-0,6	-1,0	-1,1
Var. % YoY	-1,3	10,6	699,9	15,4	-2,9	12,6	-7,1	8,0
Var. % a.a	1,9	4,0	483,3	7,5	30,0	13,2	1,2	11,4

Fuente: Instituto Argentino de Energía

La producción de petróleo convencional se redujo 3,2% YoY y cayó 2,9% anualizado en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (44% del total) se incrementó 24,2% interanual y 35% anualizado impulsada por el Shale.

La producción de gas natural en junio 2023 se incrementó 2,4% MoM y fue 1% YoY menor. La producción acumulada de los últimos doce meses fue 1,8% superior al año anterior. Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 26% del gas en Argentina, disminuyó la producción en junio 7,3% YoY respecto igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 6,5% a.a. inferior.

Total Austral aporta el 23% de la producción total y redujo 1% YoY mientras que su producción acumulada durante los últimos doce meses fue 4% a.a superior. PAE, que representa el 13% de la producción total, aumentó la producción 17,8% YoY y 17,1% a.a. Tecpetrol con un peso 13% en el total, disminuyó su producción 2% YoY. A su vez, la producción acumulada en doce meses fue 1,7% a.a superior respecto a igual periodo anterior.

## Producción de Gas Natural por princ. Operadores - Mm3/d

	PAE	PLUSPETROL	CGC	TECPETROL	TOTAL AUSTRAL	PAMPA ENERGÍA	YPF	OTRAS	TOTAL
<b>jun-22</b>	15,7	6,8	4,3	20,6	30,6	10,5	37,6	12,1	139,5
<b>may-23</b>	17,6	6,9	6,2	19,4	30,6	10,6	33,5	10,2	134,9
<b>jun-23</b>	18,4	7,0	6,2	20,2	30,2	11,5	34,8	9,8	138,2
<b>12 meses ant.</b>	14,5	6,7	4,5	17,2	29,7	8,3	37,4	11	130,6
<b>12 meses</b>	16,9	6,8	5,6	17,5	30,9	9,3	34,9	10,9	132,9
<b>Var. % MoM</b>	4,7	0,6	-0,2	4,5	-1,0	8,5	5,1	-4,3	2,4
<b>Var. % YoY</b>	17,8	3,1	44,7	-2,0	-1,0	9,3	-7,3	-19,2	-1,0
<b>Var. % a.a</b>	17,1	1,1	23,6	1,7	4,0	12,2	-6,5	-0,8	1,8

Fuente: Instituto Argentino de Energía

Estas cuatro empresas representan el 75% del total del gas producido y en conjunto aumentaron 1,5% su producción acumulada en los últimos doce meses. Esto indica que la producción anual de las principales empresas productoras de gas en Argentina se encuentra en crecimiento. La producción de gas convencional se redujo 8,6% YoY y 5,7% anualizado. La producción no convencional (55% del total) aumentó 5% YoY y 8,5% anualizado en los últimos doce meses.

En junio, la producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, se redujo 1.9% MoM a su vez fue 24.8% YoY y 36% a.a mayor durante los últimos doce meses. En el acumulado anual a junio de 2023, representó el 46,2% del total producido en el país en 2023.

El principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF, que ocupa el 58% de la producción de la formación y, durante los últimos doce meses, aumentó su producción acumulada 34.1% a.a. Por esto, YPF explicó el 55% del crecimiento de la producción en la formación.

## VACA MUERTA: Producción de Petróleo por princ. Operadores - Mm3/d

	PAE	PLUSPETROL	SHELL	TECPETROL	VISTA	YPF	OTRAS	TOTAL
<b>jun-22</b>	2,6	0,9	5,1	1,0	4,6	21,2	1,6	37,1
<b>may-23</b>	3,1	1,4	4,7	1,5	6,3	27,6	2,5	47,1
<b>jun-23</b>	2,9	1,4	4,6	1,6	5,8	27,4	2,6	46,2
<b>12 meses ant.</b>	2,2	0,9	3,6	0,9	4,0	18,9	1,8	32,4
<b>12 meses</b>	2,8	1,2	4,7	1,3	6,2	25,4	2,5	44,1
<b>Var. % MoM</b>	-5,8	2,9	-3,1	1,7	-8,5	-0,8	4,7	-1,9
<b>Var. % YoY</b>	14,6	60,2	-10,7	52,9	24,3	29,0	62,6	24,8
<b>Var. % a.a</b>	31,2	23,6	29,0	43,4	53,4	34,1	39,4	36

Fuente: Instituto Argentino de Energía

En junio, la producción de gas natural en Vaca Muerta aumentó 8% MoM y 17,3% YoY. A su vez, fue 18% a.a superior durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 41,6% del total del gas producido en el país en 2023. En este caso los tres operadores en importancia son YPF, Tecpetrol, Total Austral y PAE.

En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumentó su producción anual 2,7 % a.a mientras que la producción de YPF fue 3,1% a.a superior. Por otra parte, Total Austral aumentó su producción anual un 63% a.a. y PAE 75,4% a.a. En este caso, YPF explicó el 15% del crecimiento de la producción de gas en la formación mientras que total y PAE explicaron el 36% en ambos casos.

Vaca Muerta ha perforado más de 2.000 pozos, alcanzando 600.000 barriles de petróleo equivalente por día en 2023. Esto muestra un crecimiento anual de más del 50% en la última década. Este crecimiento de la producción de Vaca Muerta permitió revertir la caída de la producción de crudo argentino. Hoy se está produciendo 650.000 barriles por día de crudo a nivel país, lo que significa una plataforma exportadora de crudo de 130.000 barriles diarios, mayormente crudo liviano de Vaca Muerta.

# Compañía General de Combustibles (CGC)

## Company debt report

En ese sentido, Vaca Muerta tiene un potencial de exportación de 500 o 600.000 barriles diarios para 2030. Triplicando la inversión y duplicando la cantidad de equipos de perforación, significaría generar USD 20.000 millones de divisas por año. Para hacerse una idea, ese monto tiene un orden de magnitud equivalente al polo sojero.

En términos de exportación, el enfoque primordial recae en el petróleo, seguido por el gas hasta la llegada de la planta de gas natural licuado, hacia el final de la década.

La balanza energética, que el año pasado tuvo un déficit de USD 4,80 Bn, podría presentar un déficit de USD 1,00 Bn a USD 1,50 Bn este año. Para el próximo año, se espera un superávit de USD 2,50 Bn, y en 2025 se proyecta un superávit de USD 6,00 Bn a USD 7,00 Bn.

### VACA MUERTA: Producción de Gas Natural princ. Operadores - MMm3/d

	PAE	PLUSPETROL	TOTAL AUSTRAL	TECPETROL	EXXON	YPF	OTRAS	TOTAL
jun-22	6,5	4,2	5,4	18,4	0,8	15,8	2,3	53,4
may-23	7,9	4,6	8,3	17,1	0,8	14,2	5,1	58
jun-23	8,5	4,7	8,7	18,0	0,5	15,8	6,5	62,7
12 meses ant.	3,9	4,1	4,6	14,8	0,9	15,0	2,1	45,4
12 meses	6,8	4,4	7,5	15,2	0,8	15,4	3,4	53,5
Var. % MoM	8,1	1,6	3,7	5,6	-37,2	11,0	27,3	8,0
Var. % YoY	30,7	11,6	59,8	-1,9	-35,8	-0,4	184,4	17,3
Var. % a.a	75,4	7,4	63,0	2,7	-8,7	3,1	57,8	18,0

Fuente: Instituto Argentino de Energía

### Perspectivas operativas 2023 y 2024

Proyectamos que CGC finalizaría el año 2023 con una suba de sus ingresos de +7,5% en dólares, extendiendo el aumento registrado en 2022, producto de la sostenibilidad del precio y en la demanda de energía tanto en Argentina como en el resto del mundo.

Para este año, estimamos que el margen bruto suba levemente a 19,9% desde el 19,4% del año previo. A su vez, calculamos una mejora del resultado operativo a USD 134,1 M, con su margen operativo ubicándose en 11,1%.

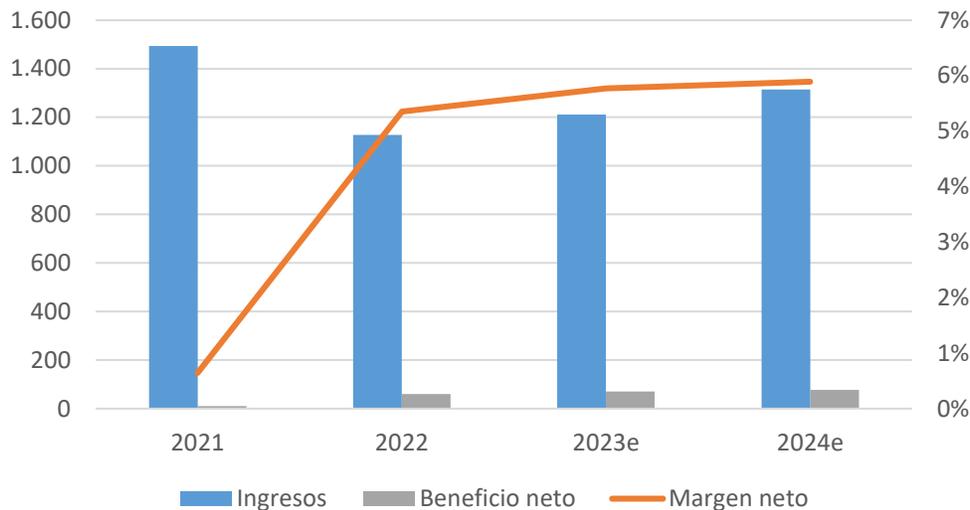
Se espera que el resultado financiero permanezca en valores negativos que impactarían significativamente sobre el resultado antes de impuestos. El margen neto mostraría un incremento a 5,8% en 2023 desde el 5,4% de 2022.

Esperamos que el EBITDA registre una expansión respecto a 2022, por lo que el margen EBITDA se ubicaría en 31,4% en 2023. El ROE y ROA finalizarían este año en 15,6% y 4,1%, al tiempo que cerrarían en 2024 en 14,7% y 4,4%, respectivamente.

La deuda financiera neta como proporción del patrimonio neto disminuiría a 127,7% en 2023 respecto a la cifra observada en 2022 (149,0%). La deuda financiera neta en función del EBITDA también caería, ubicándose en torno a 1,5x a fines de 2023. La misma se mantendría en este nivel para 2024, lo que daría cuenta de un moderado grado de dificultad para administrar sus pasivos a futuro.

Se espera que el apalancamiento se mantenga moderado, ya que el capital equivaldría al 26,4% del activo en 2023 y 29,6% en 2024.

## CGC: Evolución del ingreso (en M de USD), beneficio y margen neto



Fuente: Elaborado en base a información pública de la empresa y proyecciones propias

Para 2024 estimamos un incremento de los ingresos en dólares de +8,5%, junto con un aumento del resultado operativo a USD 148,4 M. El resultado neto se incrementaría a USD 77,4 M.

En ese sentido, proyectamos una estabilidad del margen bruto en 19,8%, mientras que su margen operativo se ubicaría en torno a 11,3%, el margen neto aumentaría a 5,9% y el margen EBITDA se moderaría a 30,0%.

### Obligaciones negociables de CGC

CGC posee en total 8 bonos, de los cuales 3 son denominados en dólares y 5 *dollar linked* (pagaderos en pesos ajustados por el tipo de cambio oficial). La deuda financiera de la empresa en moneda extranjera tiene la mayor concentración de pagos de capital en 2025. Además, totaliza obligaciones de amortización por USD 627,4 M.

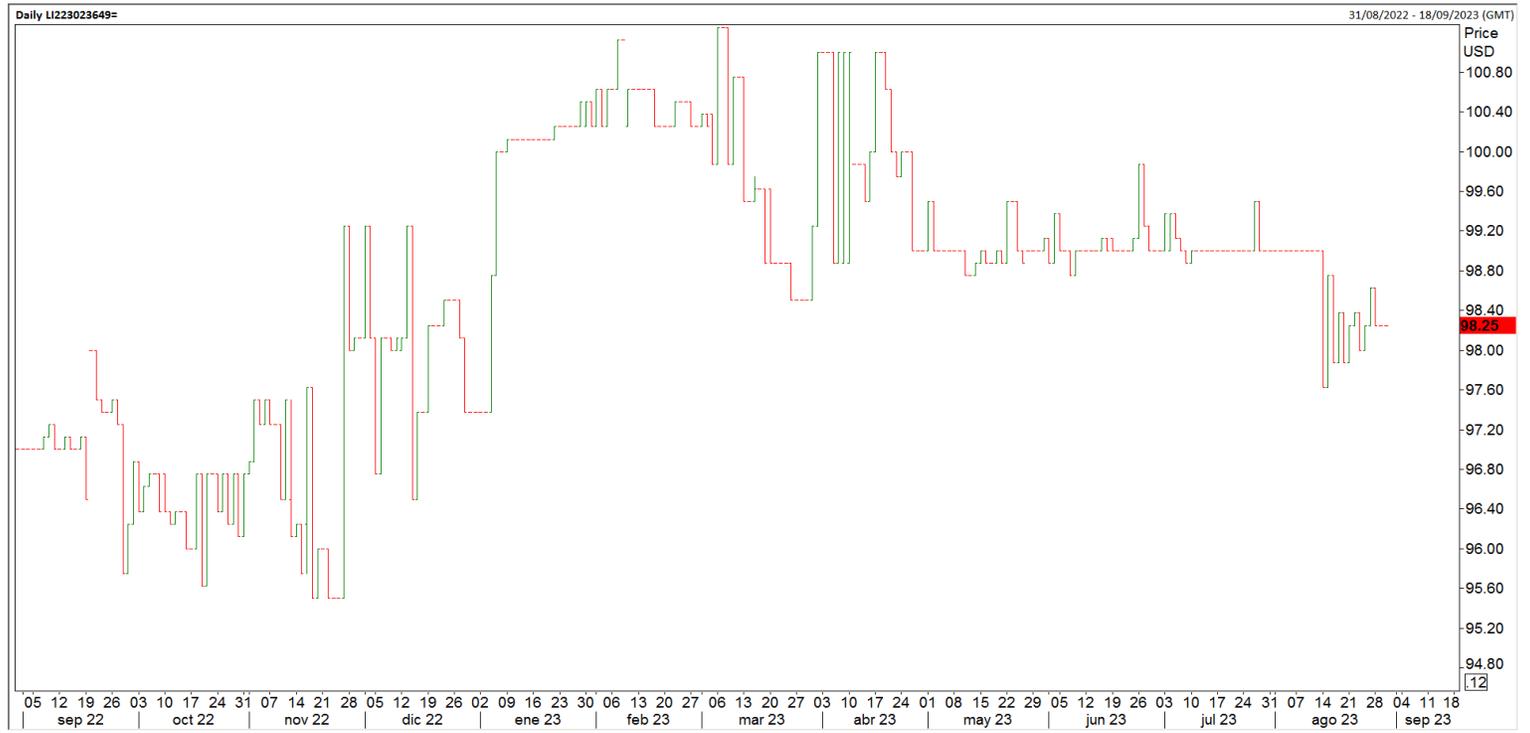
En la actualidad, el rendimiento de la emisión más importante en dólares (bajo ley NY) con vencimiento en 2025 se ubica en torno a 11,0%, y tiene una *duration* menor a un año. Esta cotización descuenta que cumplirá con sus compromisos, aunque dependerá de su capacidad de colocar deuda a plazos más largos. Además, los montos mínimos de sus ONs son de USD 1 nominales, destinados a inversores minoristas.

### BONOS DE CGC: datos técnicos

Emisor	Moneda	Cupón (%)	Fecha de vencimiento	Precios al 28/8/2023	TIR (%)	Duración modificada	Monto en circulación (en M de USD)	ISIN	Monto mínimo (en nominales)
CGC	USD	3,250	25/02/2024	-	-	-	11,29	ARCGCO5600Q5	1
CGC	USD	9,500	08/03/2025	98,63	11,04	0,85	143,94	US20448QAB68	1
CGC	USD-L	0,000	10/03/2025	-	-	-	150,00	ARCGCO5600V5	1
CGC	USD	6,000	09/12/2025	-	-	-	12,90	ARCGCO5600X1	1
CGC	USD-L	0,000	09/06/2026	-	-	-	52,38	ARCGCO5600W3	1
CGC	USD-L	0,000	07/09/2026	-	-	-	80,00	ARCGCO5600T9	1
CGC	USD-L	3,500	07/06/2029	-	-	-	76,86	ARCGCO5600S1	1
CGC	USD-L	6,050	17/09/2031	-	-	-	100,00	ARCGCO5600O0	1

Fuente: Refinitiv y Cbonds

## CGC 9,5% 2025: últimos 12 meses (en USD)



Fuente: Refinitiv

# Compañía General de Combustibles (CGC)

Company debt report

## ESTADO DE RESULTADOS: en M de USD

	2021	2022	2023e	2024e
Ingresos por ventas	1.493,4	1.127,1	1.211,6	1.314,6
Costo de ventas	-904,3	-908,0	-970,8	-1.054,2
<b>Resultado bruto</b>	<b>589,1</b>	<b>219,1</b>	<b>240,8</b>	<b>260,4</b>
Gastos operativos	-83,2	-93,8	-106,7	-112,0
<b>Resultado operativo</b>	<b>505,9</b>	<b>125,3</b>	<b>134,1</b>	<b>148,4</b>
Resultado financiero neto	-405,4	-69,9	-53,7	-56,1
<b>Resultado antes de impuesto</b>	<b>100,5</b>	<b>55,4</b>	<b>80,4</b>	<b>92,3</b>
Impuesto a las ganancias	-90,9	4,9	-10,5	-14,9
<b>Ganancia o pérdida neta</b>	<b>9,6</b>	<b>60,3</b>	<b>69,9</b>	<b>77,4</b>
<b>EBITDA</b>	<b>702,2</b>	<b>319,9</b>	<b>380,2</b>	<b>394,5</b>
Deuda financiera	995,6	735,5	757,5	795,4
Efectivo y equivalentes	336,5	171,1	184,8	212,5
<b>Deuda financiera neta</b>	<b>659,1</b>	<b>564,4</b>	<b>572,7</b>	<b>582,9</b>
<b>Deuda neta/EBITDA</b>	<b>0,9x</b>	<b>1,8x</b>	<b>1,5x</b>	<b>1,5x</b>
<b>Deuda neta/patrimonio</b>	<b>110,7%</b>	<b>149,0%</b>	<b>127,7%</b>	<b>110,8%</b>
Activo total	2.466,8	1.627,3	1.697,2	1.774,6
Pasivo total	1.871,4	1.248,6	1.248,6	1.248,6
Patrimonio neto	595,4	378,7	448,6	526,0
Relación Patrimonio/Activo	24,1%	23,3%	26,4%	29,6%

Fuente: elaboración propia

Este informe fue confeccionado sólo con propósitos informativos y su intención no es la de recomendar la compra o venta de algún título o bien. Contiene información disponible en el mercado y dichas fuentes se presumen confiables. Sin embargo, no podemos garantizar la integridad o exactitud de las mismas. Todas las opiniones y estimaciones reflejan el juicio actual del autor a la fecha del informe, y su contenido puede ser objeto de cambios sin previo aviso. El valor de una inversión ha de variar como resultado de los cambios en el mercado. La información contenida en este informe no es una predicción de resultados, ni asegura alguno. En la medida en que la información obtenida del informe pueda considerarse como recomendación, dicha información es impersonal y no está adaptada a las necesidades de inversión de ninguna persona específica. Por lo tanto, no refleja todos los riesgos u otros temas relevantes relacionados a las inversiones en los activos mencionados. Antes de realizar una inversión, los interesados deben asegurarse que comprenden las condiciones y cualquier riesgo asociado. Recomendamos que se asesore con un profesional. Research for Traders no recibe ninguna remuneración a consecuencia de las operaciones realizadas sobre activos mencionados en el informe. Se encuentra prohibido reenviar este mail con sus contenidos y/o adjuntos dado que es información privada para aquellos a los cuales se les ha remitido. Por lo tanto, no podrá ser reproducido ni total ni parcialmente sin previa autorización de Research for Traders.

Copyright 2011 © Research for Traders. All rights reserved