



Compañía General de Combustibles S.A. anunció sus resultados no auditados del tercer trimestre y el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025.

Compañía General de Combustibles S.A. ("CGC"), empresa de energía líder con operaciones en Argentina, anunció sus resultados no auditados por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025.

Las cifras financieras consolidadas se expresan en pesos y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB).

La información financiera preparada de acuerdo con la NIC 29 no es comparable con la información financiera preparada para períodos anteriores en términos nominales.¹ La Compañía presenta ciertas cifras en dólares estadounidenses en este comunicado únicamente para conveniencia del lector.²

Los estados financieros consolidados intermedios no auditados de CGC al 30 de septiembre de 2025 consolidan línea por línea las cuentas patrimoniales y de resultados de ex CGC Energía S.A.U.

Para obtener más información, consulte los estados financieros consolidados intermedios no auditados de CGC para el período de seis meses finalizado el 30 de septiembre de 2025.

Acontecimientos destacados del tercer trimestre y el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025³

- CGC desembarca en Vaca Muerta: El 21 de marzo de 2025, CGC suscribió un Acuerdo de Farm-In con YPF a través del cual adquirió el 49% de los intereses, derechos y obligaciones de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos "Aguada del Chañar", ubicada en la Cuenca Neuquina (Vaca Muerta). Se acordó que YPF mantendrá la titularidad del 51% restante de la concesión y continuará siendo su operador. La transferencia efectiva tuvo lugar el 1 de abril de 2025.
- A efectos de solventar el ingreso de CGC en Vaca Muerta a través de la adquisición del 49% de Aguada del Chañar, Latin Exploration S.L. (accionista mayoritario) realizó un aporte de capital en CGC, por aproximadamente USD150 millones.
- CGC ha cobrado AR\$72.306,3 millones (o aproximadamente USD52,4 millones) durante 9M25 en dividendos de su negocio de gasoductos, donde tiene un 28,2% de participación en TGN, principalmente a través de su inversión en Gasinvest S.A, del

¹ Los resultados no auditados de CGC están expresados en moneda constante al 30 de septiembre de 2025, incluyendo las cifras comparativas del tercer trimestre y el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024, de acuerdo con la NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" y a la Resolución General 777/2018, emitida por la Comisión Nacional de Valores ("CNV").

² Para mayor detalle, ver nota "Cifras expresadas en dólares estadounidenses" en la página 7.

³ Cifras expresadas en dólares utilizando el tipo de cambio al cierre de septiembre de 2025 de AR\$1.380,0.



43,5% en GasAndes y del 15,8% en TGM.

- La producción promedio de petróleo (crudo + GLP) ascendió a 4.765,3 m³ por día en el 3T25, representando un aumento del 31,8% frente al 3T24. Por su parte, la producción promedio de gas alcanzó los 5.562,2 Mm³ por día en el 3T25, lo que representó una disminución del 9,3% respecto al 3T24.¹
- Los ingresos totalizaron AR\$951.867,3 millones (o aproximadamente USD689,8 millones) en 9M25, en comparación con AR\$1.060.430,5 millones de 9M24. Los ingresos registraron una disminución interanual del 10,2% en 9M25.
- El EBITDA Total Ajustado ascendió a AR\$387.265,6 millones (o aproximadamente USD280,6 millones) en 9M25, un aumento del 49,6% frente a 9M24. El margen de EBITDA fue de 41% durante 9M25.
- El Capex fue de AR\$362.473,4 millones (o aproximadamente USD262,7 millones) en 9M25, en comparación con AR\$508.162,8 millones en 9M24. El Capex registró una disminución interanual del 28,7% en 9M25.
- Al 30 de septiembre de 2025, la posición de caja ascendía a AR\$158.653,0 millones (o aproximadamente USD115,0 millones).
- El Ratio Proforma de Apalancamiento Neto al 30 de septiembre de 2025 fue de 2,40x.²

	9M25 IAS 29
Tipo de cambio AR\$/USD	
Promedio LTM (últimos 12 meses)	1.139,4
Cierre de período	1.380,0
Cifras en millones de USD ³	
Ingresos	689,8
EBITDA Ajustado	280,6
EBITDA Ajustado Proforma (LTM) ⁴	471,6
CAPEX	262,7
Posición de Caja	115,0

¹ Producción en boca de pozo.

² Ratio Proforma de Apalancamiento Neto calculado de acuerdo con el contrato del Préstamo Sindicado. Contempla en el cálculo al EBITDA Ajustado Proforma (LTM) de Aguada del Chañar, ajustado por la participación del 49% de CGC en el área.

³ Cifras expresadas en dólares utilizando el tipo de cambio al cierre de septiembre de 2025 de AR\$1.380,0, a excepción del EBITDA Ajustado Proforma (LTM), que considera el tipo de cambio promedio diario de los últimos 12 meses al cierre de septiembre de 2025 de AR\$1.139,4.

⁴ Incluye el EBITDA Ajustado (LTM) de CGC y el EBITDA Ajustado Proforma (LTM) de Aguada del Chañar, ajustado por la participación del 49% de CGC en el área.



Breve reseña

Al 30 de septiembre de 2025, CGC estaba operando con un equipo de perforación en la Cuenca del Golfo San Jorge. La Compañía perforó un total de 14 pozos con una tasa de éxito total del 100%.

La producción promedio total alcanzó los 65,0 Mboe por día durante 3T25, de la cual el 53,9% correspondió a gas natural, el 44,8% a crudo y el 1,3% a GLP. La producción promedio de petróleo (crudo + GLP) ascendió a 4.765,3 m³ por día en 3T25, representando un aumento del 31,8% frente a 3T24. Por su parte, la producción promedio de gas alcanzó los 5.562,2 Mm³ por día en 3T25, lo que representó una disminución del 9,3% respecto a 3T24.¹

Durante 3T25, la producción total disponible en punto de venta ascendió a 56,9 Mboe/d (47,3% gas, 51,2% crudo y 1,5% GLP). La producción de petróleo (crudo + GLP) disponible en punto de venta fue de 4.765,3 m³/d en 3T25, lo que representó un aumento del 31,8% en comparación con 3T24, y la producción de gas disponible en punto de venta (expresada en 9.300 Kcal por m³) alcanzó los 4.277,6 Mm³/d en 3T25, disminuyendo un 13,4% en relación con el 3T24.²

A diciembre de 2024, las reservas 1P totales ascendieron a 161,0 MMboe, lo que representa un aumento del 2% con respecto a 2023. Adicionalmente, CGC registró un Índice de Reposición de Reservas de 99% en gas natural y de 170% en crudo. Las reservas en la Cuenca Austral, Cuenca del Golfo de San Jorge y en la Cuenca Cuyana fueron auditadas por DeGolyer y MacNaughton.

Los ingresos de 9M25 ascendieron a AR\$951.867,3 millones (o aproximadamente USD689,8 millones), de los cuales el 65,1% correspondió a petróleo (crudo + GLP), el 32,6% a gas natural y el restante 2,3% a servicios (relacionados con el almacenamiento e instalaciones del puerto en Punta Loyola). Durante este período, el 100% de las ventas del crudo de CGC provenientes de la Cuenca Austral fueron exportaciones, y el 91% de la producción de crudo proveniente de la Cuenca del Golfo San Jorge fue vendida localmente. Los ingresos registraron una disminución interanual del 10,2% en 9M25, impulsada principalmente por la caída en los precios del crudo y el impacto de los ajustes por inflación.

Ingresos	9M25 (IAS 29)		9M24 (IAS 29)	
	Millones de ARS	%	Millones de ARS	%
Petróleo	619.590,4	65,1%	651.959,2	61,5%
Gas	310.103,7	32,6%	381.062,5	35,9%
Otros	22.173,1	2,3%	27.408,9	2,6%
Total	951.867,3	100,0%	1.060.430,5	100,0%

El EBITDA ajustado en 9M25 ascendió a AR\$387.265,6 millones (o aproximadamente USD280,6 millones), lo que representó un aumento del 49,6% respecto de 9M24. Este

¹ Producción en boca de pozo.

² La producción disponible en punto de venta es aproximadamente 1.284,6 Mm³/d (8.1 Mboe/d) menor debido al consumo interno de gas, empleado para generar la energía eléctrica utilizada en la operación. Esta producción destinada al consumo dentro de la Compañía podría eventualmente ser comercializada en el mercado doméstico.



incremento se explica por la inclusión del EBITDA Ajustado proveniente de Aguada del Chañar, junto con las iniciativas de reducción de costos implementadas por la compañía y por los dividendos cobrados del negocio de midstream.

Consecuentemente, el margen de EBITDA aumento a 41% en 9M25, en comparación con el 24% registrado en 9M24. El margen bruto fue de 20% en 9M25, en comparación con el 10% de 9M24. El margen neto disminuyó a -10% en 9M25, en comparación con el 42% de 9M24.

	9M25 IAS29	9M24 IAS29
Margen EBITDA	41%	24%
Margen Bruto	20%	10%
Margen Neto	-10%	42%

El Capex fue de AR\$362.473,4 millones (o aproximadamente USD262,7 millones) en 9M25, en comparación con AR\$508.162,8 millones en 9M24. El Capex registró una disminución interanual del 28,7% en 9M25.

La posición de caja al 30 de septiembre de 2025 ascendía a AR\$158.653,0 millones (o aproximadamente USD115,0 millones).

Adicionalmente, al 30 de septiembre de 2025, la deuda financiera total de la Compañía ascendía a AR\$1.701.127,4 millones o aproximadamente USD1.232,7 millones (100% denominada en USD), con un costo promedio de deuda de aproximadamente 3,65% anual. El Ratio Proforma de Apalancamiento Neto fue de 2,40x y el Ratio Proforma de Cobertura de Intereses fue de 10,49x.¹

¹ Ratios Proforma calculados de acuerdo con el contrato del Préstamo Sindicado. Contemplan en el cálculo al EBITDA Ajustado Proforma (LTM) de Aguada del Chañar, ajustado por la participación del 49% de CGC en el área.



CGC desembarca en Vaca Muerta

El 21 de marzo de 2025, CGC suscribió un Acuerdo de Farm-In con YPF a través del cual adquirió el 49% de los intereses, derechos y obligaciones de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos “Aguada del Chañar”, ubicada en la Cuenca Neuquina (Vaca Muerta). Se acordó que YPF mantendrá la titularidad del 51% restante de la concesión y continuará siendo su operador. La transferencia efectiva tuvo lugar el 1 de abril de 2025.

La Compañía abonó a YPF una suma de USD75 millones y se comprometió a asumir el 80,40% de los gastos de capital atribuibles a la participación de YPF en el área por un período de cuatro años hasta un monto máximo de USD371,9 millones, sujeto a topes anuales y mensuales.

Entre los acuerdos complementarios, el 21 de marzo de 2025 YPF abonó a CGC USD50 millones por un derecho de preferencia para la compra de petróleo crudo proveniente de la Cuenca del Golfo San Jorge o del área Aguada del Chañar, por un período de cinco años.

Aporte de Capital

A efectos de solventar el ingreso de CGC en Vaca Muerta a través de la adquisición del 49% de Aguada del Chañar, Latin Exploration S.L. (accionista mayoritario de la Compañía) realizó un aporte de capital en CGC, por aproximadamente USD150 millones.

Emisiones de bonos locales

El 10 de marzo de 2025, CGC emitió la serie de Obligaciones Negociables Clase 37 por un valor nominal de USD27,6 millones, denominada y pagadera en dólares estadounidenses a una tasa nominal anual de 7,00% y vencimiento a los 24 meses. La emisión se destinó a financiar el pago adelantado de la adquisición del 49% de Aguada del Chañar.

Para más información, consulte nuestras presentaciones en la CNV / hechos relevantes.

Cancelación de la Obligación Negociable Internacional

El 8 de marzo de 2025, CGC canceló en su totalidad el monto outstanding del bono CGC 2025 (ON Clase 17), por aproximadamente USD68,4 millones.



Dividendos cobrados

CGC ha cobrado AR\$72.306,3 millones (o aproximadamente USD52,4 millones) durante 9M25 en dividendos de su negocio de gasoductos, donde tiene un 28,2% de participación en TGN, principalmente a través de su inversión en Gasinvest S.A, del 43,5% en GasAndes y del 15,8% en TGM.



Cifras expresadas en dólares estadounidenses

La Compañía presentó ciertas cifras convertidas de pesos a dólares estadounidenses con fines comparativos. El tipo de cambio utilizado para convertir las cifras financieras expresadas en pesos (al 30 de septiembre de 2025) a dólares estadounidenses fue el tipo de cambio vendedor para transferencias electrónicas (divisas) al cierre de operaciones según lo informado por el Banco de la Nación Argentina, al 30 de septiembre de 2025. La información presentada en dólares estadounidenses es solo para conveniencia del lector.

Acerca de Compañía General de Combustibles S.A.

CGC es una empresa de energía líder con operaciones en Argentina, dedicada principalmente al desarrollo, producción y exploración de gas natural, petróleo crudo, GLP (Negocio de Upstream) y con un interés significativo en una red de gasoductos en el norte y centro de Argentina, con participaciones directas e indirectas de co-control en Transportadora de Gas del Norte ("TGN"), Gasoducto GasAndes Argentina, Gasoducto GasAndes ("GasAndes"), y una participación minoritaria en Transportadora de Gas del Mercosur ("TGM") (Negocio de Midstream). Para más información, visite <http://cgc.energy/>.