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 2026.

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 2026.

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

CGC realizó una revisión de su moneda funcional y decidió modificarla de pesos argentinos a dólares estadounidenses. Este cambio se aplicó de manera prospectiva a partir del 1 de enero de 2026 y no afecta los saldos al 31 de diciembre de 2025, ni los resultados o flujos de efectivo correspondientes al ejercicio finalizado en dicha fecha.

Para obtener más información, consulte los estados financieros consolidados intermedios no auditados de CGC para el periodo de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2026.

Acontecimientos destacados del tercer trimestre y el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2026

- 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.

- La producción promedio de petróleo (crudo + GLP) alcanzó los 3.994,2 m^3 por día en el 3T26, representando una disminución del 16,2% frente al 3T25. Por su parte, la producción promedio de gas alcanzó los 4.167,1 Mm^3 por día en el 3T26, lo que representó una disminución del 25,1% respecto al 3T25.[1] La menor producción refleja principalmente la desinversión de determinadas concesiones convencionales con EBITDA negativo, así como la suspensión temporal de la actividad de perforación como parte del plan continuo de optimización de costos de CGC y su enfoque en la mejora de la rentabilidad de los activos. La actividad de perforación se reanudó en el 4T26 en Golfo San Jorge y se espera que vuelva a iniciarse en Aguada del Chañar durante el trimestre en curso.

[1] Producción en boca de pozo.

- Los ingresos totalizaron USD775,1 millones en 9M26, en comparación con USD705,6 millones de 9M25. Los ingresos registraron un incremento interanual del 9,8% en 9M26.

- El EBITDA Total Ajustado ascendió a USD412,0 millones en 9M26, un aumento del 43,5% frente a 9M25. El margen de EBITDA se expandió al 53%, desde el 41% del 9M25. Este incremento se explica principalmente por la contribución de Aguada del Chañar, junto con mejores precios realizados y el impacto favorable del plan de optimización de costos y de racionalización del portafolio implementado por la Compañía.

- El Capex fue de USD102,7 millones en 9M26, en comparación con USD246,3 millones en 9M25. El Capex registró una disminución interanual del 58,3% en 9M26.

- Al 30 de septiembre de 2026, la posición de caja ascendía a USD304,0 millones.

- El Ratio de Apalancamiento Neto al 30 de septiembre de 2026 fue de 2,11x.[1]

[1] Ratio de Apalancamiento Neto calculado de acuerdo con el contrato del Préstamo Sindicado.

Breve reseña

La producción promedio total alcanzó los 51,3 Mboe por día durante 3T26, de la cual el 51,1% correspondió a gas natural, el 47,6% a crudo y el 1,4% a GLP. La producción promedio de petróleo (crudo + GLP) descendió a 3.994,2 m^3 por día en 3T26, representando una disminución del 16,2% frente a 3T25. Por su parte, la producción promedio de gas alcanzó los 4.167,1 Mm^3 por día en 3T26, lo que representó una disminución del 25,1% respecto a 3T25.[1] La menor producción refleja principalmente la desinversión de determinadas concesiones convencionales con EBITDA negativo, así como la suspensión temporal de la actividad de perforación como parte del plan continuo de optimización de costos de CGC y su enfoque en la mejora de la rentabilidad de los activos. La actividad de perforación se reanudó en el 4T26 en Golfo San Jorge y se espera que vuelva a iniciarse en Aguada del Chañar durante el trimestre en curso.

Durante 3T26, la producción total disponible en punto de venta ascendió a 44,4 Mboe/d (43,4% gas, 55,0% crudo y 1,6% GLP). La producción de petróleo (crudo + GLP) disponible en punto de venta fue de 3.994,2 m^3/d en 3T26, lo que representó una disminución del 16,2% en comparación con 3T25, y la producción de gas disponible en punto de venta (expresada en 9.300 Kcal por m^3) alcanzó los 3.058,5 Mm^3/d en 3T26, disminuyendo un 28,5% en relación con el 3T25.[2]

A diciembre de 2025, las reservas 1P totales ascendieron a 180,8 $MMboe^3$. Adicionalmente, CGC registró un Índice de Reposición de Reservas de 102% en gas natural y de 228% en crudo. Las reservas en la Cuenca Austral y Cuenca del Golfo de San Jorge fueron auditadas por DeGolyer y MacNaughton.

Los ingresos del 9M26 ascendieron a USD775,1 millones, de los cuales el 73,4% correspondió a petróleo (crudo + GLP), el 24,3% 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 100% de la producción de crudo proveniente de la Cuenca del Golfo San Jorge fue vendida localmente.

Durante el 9M26, el precio promedio realizado de crudo fue de 80,41 USD/bbl, mientras que el precio promedio realizado de gas natural alcanzó 5,34 USD/MMBtu. Los ingresos registraron un aumento interanual del 9,8% en 9M26, impulsados por mayores precios de venta realizados, que compensaron el impacto de una menor producción.

[1] Producción en boca de pozo.

[2] La producción disponible en punto de venta es aproximadamente 1.108,6 Mm^3/d (7.0 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.

[3] Incluye las reservas totales 1P de las áreas operadas por CGC y las reservas totales 1P de Aguada del Chañar, ajustadas al 49% de participación de CGC.

Ingresos	9M26 Millones de USD	%	9M25 Millones de USD	%
Petróleo	568,8	73,4%	459,3	65,1%
Gas	188,3	24,3%	229,9	32,6%
Otros[1]	18,0	2,3%	16,4	2,3%
Total	**775,1**	**100%**	**705,6**	**100,0%**

El EBITDA ajustado en 9M26 ascendió a USD412,0 millones, lo que representó un aumento del 43,5% respecto de 9M25. Este incremento se explica principalmente por la contribución de Aguada del Chañar, junto con mejores precios realizados y el impacto favorable del plan de optimización de costos y de racionalización del portafolio implementado por la Compañía.

Consecuentemente, el margen de EBITDA aumentó a 53% en 9M26, desde 41% en 9M25. El margen bruto fue de 35% en 9M26, en comparación con el 20% de 9M25. El margen neto aumentó a 22% en 9M26, desde -10% en 9M25.

	9M26	9M25
Margen EBITDA	53%	41%
Margen Bruto	35%	20%
Margen Neto	22%	-10%

El Capex fue de USD102,7 millones en 9M26, en comparación con USD246,3 millones en 9M25. El Capex registró una disminución interanual del 58,3% en 9M26.

La posición de caja al 30 de septiembre de 2026 ascendía a USD304,0 millones.

Adicionalmente, al 30 de septiembre de 2026, la deuda financiera total de la Compañía ascendía a USD1.348,5 millones (100% denominada en USD), con un costo promedio de deuda de aproximadamente 7,98% anual. La deuda financiera neta de CGC ascendió a USD1.044,5 millones. El Ratio de Apalancamiento Neto fue de 2,11x y el Ratio de Cobertura de Intereses fue de 4,72x.[2]

[1] A efectos de presentación, determinadas partidas incluidas en las líneas de Otros ingresos y Costo de ingresos fueron presentadas de forma neta para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026. Estas reclasificaciones no tuvieron efecto sobre la Ganancia Bruta, el EBITDA ni el Resultado Neto.

[2] Ratios calculados de acuerdo con el contrato del Préstamo Sindicado.

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 9 de marzo de 2026, CGC emitió la serie de Obligaciones Negociables Clase 40 por un valor nominal de USD55,2 millones, denominadas y pagaderas en dólares estadounidenses. Del total emitido, USD39,4 millones fueron suscriptas e integradas en especie, mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase 36 y 37, y USD15,8 millones fueron suscriptos en efectivo. Las Obligaciones Negociables devengan una tasa nominal anual del 9,50% y tienen vencimiento a los 24 meses desde la fecha de emisión y liquidación.

El 7 de septiembre de 2026, CGC emitió la serie de Obligaciones Negociables Clase 41 por un valor nominal de USD83,6 millones, denominada y pagadera en dólares estadounidenses a una tasa nominal anual de 8,00% y vencimiento a los 36 meses. Del total emitido, USD4,3 millones fueron suscriptas e integradas en especie, mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase 36 y 37, mientras que USD79,3 millones se integraron en efectivo.

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

Emisión de la Obligación Negociable Internacional (CGC 2030)

El 28 de noviembre de 2025, CGC emitió en el mercado internacional la serie de Obligaciones Negociables Clase 38 (CGC 2030) por un valor nominal de USD300,0 millones, denominada y pagadera en dólares estadounidenses a una tasa nominal anual de 11,875% y vencimiento

a 60 meses.

El 11 de mayo de 2026, CGC emitió un monto adicional de USD200,0 millones de sus Obligaciones Negociables Clase 38, en el marco de su estrategia de gestión de pasivos. Las Obligaciones Negociables fueron emitidas a un precio del 102,65% de su valor nominal, lo que representó un rendimiento del 10,95%.

Préstamo Sindicado

El 18 de febrero de 2026, la Compañía refinanció el saldo de capital pendiente de su préstamo sindicado, por un total de USD 151,2 millones. El capital refinanciado será amortizado en cinco cuotas trimestrales iguales, entre enero de 2027 y enero de 2028, y devengará una tasa nominal anual del 9,50%, pagadera trimestralmente.

El 20 de mayo de 2026, CGC realizó una cancelación anticipada parcial de USD 61,2 millones de su préstamo sindicado, la cual fue aplicada a las cuotas de amortización de capital con vencimiento más próximo. Como resultado, el saldo de capital pendiente se redujo a USD 90 millones.

Dividendos cobrados

CGC ha cobrado USD32,5 millones durante 9M26 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.

Cambio de Moneda Funcional en los Estados Financieros

CGC llevó a cabo una revisión de su moneda funcional y decidió modificarla de pesos argentinos a dólares estadounidenses.

Esta decisión se basa en un cambio en la composición de la producción y las ventas de la compañía, siendo actualmente el petróleo su principal producto. El crudo se comercializa íntegramente en dólares estadounidenses y su precio no se determina en ninguna otra moneda. Asimismo, el 100% de la deuda financiera de la compañía se encuentra denominada en dólares estadounidenses. Históricamente, los indicadores utilizados para determinar la moneda funcional presentaban resultados mixtos; sin embargo, en la actualidad, la mayor parte de los ingresos y de los costos de producción están vinculados al dólar estadounidense.

Este cambio se aplica de manera prospectiva a partir del 1 de enero de 2026 y no afecta los saldos al 31 de diciembre de 2025 ni los resultados o flujos de efectivo correspondientes al ejercicio finalizado en dicha fecha.

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/.