

VISTA ENERGY (VIST)

2q25: Ajustamos target ante menor FCF de 2025 y escenario más conservador para 2026, que dependerá del precio del crudo.

- **Vista Energy (VIST) ganó \$ 235,3 mln en el 2q25** comparable con \$82,8 mln del 1q25. Esperábamos \$ 127 mln, siendo la diferencia un resultado extraordinario por la adquisición de Petronas.
- Las ventas aumentaron 39% QoQ y 54% YoY a \$ 610,5 mln, en línea a lo esperado, donde las exportaciones representaron el 58% de los ingresos, aunque el 100% fueron a paridad de exportación.
- **El EBITDA ajustado subió 47% QoQ y 40% YoY a \$ 404,5 mln, similar a los \$396 mln esperados.** El margen fue de 66% vs 62% del 1q25.
- **La producción promedio del 2Q25 fue de 118k boe/d (+46% QoQ y +81% YoY), de los cuales 38,7k boe/d son de La Amarga Chica.**
- **El lifting cost se mantuvo estable QoQ en 4,7\$/boe.** Destacamos que la ampliación de capacidad de evacuación por Oldelval **permitió la eliminación total del trucking**, que en el 1q25 costó \$27,7 mln.
- Al 30.06.25 **la deuda financiera es de \$ 2.599 mln**, que neta de caja disminuye a \$ 2.445 mln y representa 1,38x EBITDA en base proforma o 1,93x, comparado con 0,84x del 1Q25.
- **El FCF fue negativo en -\$ 1.356 mln, justificado por la adquisición de Petronas, y que se suma a los -\$ 243 mln del 1q25. El management espera que en el 2H25 sea neutro, dado que el FCF negativo del 3q25 se neutralizaría con el 4q25. Esto fue una sorpresa para el mercado, al igual que para nuestras estimaciones que no consideraban dicha magnitud por mayores gastos de impuesto a las ganancias y working capital.**
- **El nuevo guidance de 2025** sostiene una producción de entre 125k-128k boe/d para el 2H25, que implica 112k-115k promedio anual (+62% YoY). En EBITDA estiman entre \$ 1.500 mln y \$ 1.600 mln asumiendo un BRENT de \$ 65 para el 2H25, que es similar a lo esperado. **Durante el 4q25 se actualizarán los guidance de largo plazo.**
- **Ajustamos el FCF de 2025 a la baja, así como la producción y EBITDA de 2026, considerando menor actividad y priorizando bajar el leverage con un FCF positivo a partir del 4q25.**
- **Bajamos nuestro precio estimado para fines de 2025 desde \$ 86 a \$ 76 por acción. El mismo equivale a 5.3x FV/EBITDA 26E. La recomendación es Comprar**

Recomendación **COMPRAR**

Precio \$ 44.3

Target 25E \$ 76.0

Div. Yield 0.0%

Retorno Esperado 72%

DATOS DE LA COMPAÑÍA

Shares Mln 105.5

ADR Ratio na

52 week Range 32.5 - 59.89

Real Performance 12M -6%

Market Cap. Mln 4,675

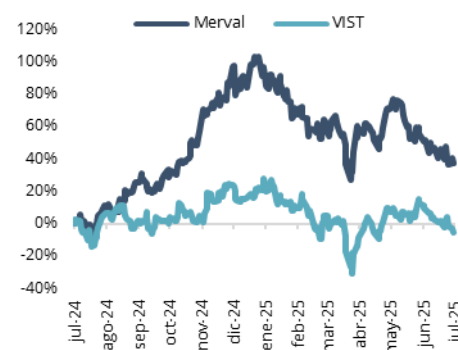
Free Float 34.0%

Avg. Daily Volume Mln 0.7

Debt/Total Cap 23.1%

Price to Book 2.95

BV/Share 15.4

PERFORMANCE VS S&P Merval EN USD

RESUMEN DE VALUACIÓN

(\$ mln)	2024	2025E	2026E
Ventas	1,648	2,384	2,899
Resultado Neto	477	577	601
P/E	9.8	8.1	7.8
EV/EBITDA	4.9	3.4	2.7
Div. Yield	0.0	0.0	0.0

ALLARIA S.A.

Guido Bizzozero
Santiago Herrera
RENTA VARIABLE
RESEARCH

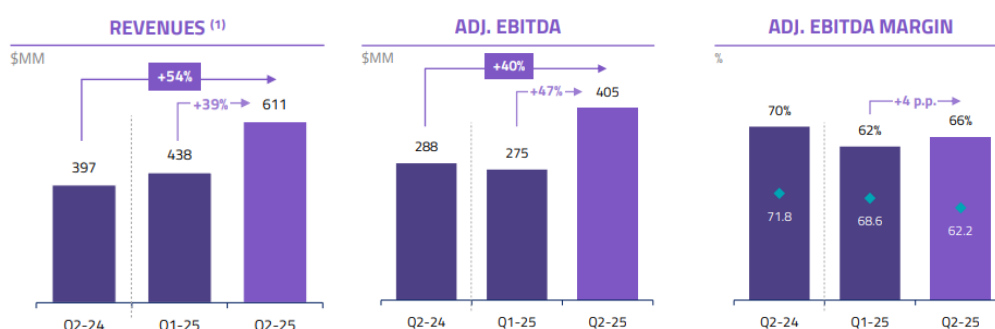
(54 11) 5555-6000
research@allaria.com.ar
@allaria_SA

RESULTADOS 2Q25

Vista Energy (VIST) ganó \$ 235,3 mln en el 2q25 comparable con \$ 82,8 mln del 1q25 y \$ 139,6 mln del 2q24. Esperábamos \$ 127 mln, siendo la diferencia un resultado extraordinario de \$202,5 mln por la adquisición de Petronas cuya consolidación se efectuó con efecto a partir del 1 de abril, incorporando un 50% WI no operado de La Amarga Chica.

Las ventas aumentaron 39% QoQ y 54% YoY a \$ 610,5 mln, en línea a lo esperado. **Las exportaciones representaron el 58% de los ingresos, aunque si consideramos las ventas en el mercado doméstico a paridad de exportación, se eleva al 100%.**

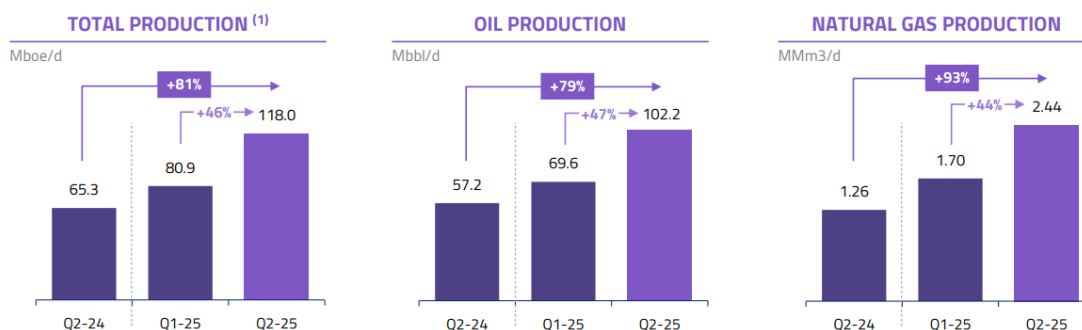
El EBITDA ajustado subió 47% QoQ y 40% YoY a \$ 404,5 mln, similar a los \$396 mln esperados. El margen fue de 66% vs 62% del 1q25.



Source: Vista Energy Arg 2q25 Results Presentation

El lifting cost se mantuvo estable QoQ en 4,7\$/boe. Destacamos que la ampliación de capacidad de evacuación por la participación en Oldelval **permitió la eliminación total de los gastos de trucking, que en el 1q25 representaron \$27,7 mln.**

La producción de crudo aumentó +47% QoQ a 102.197 bbl/d, con un precio realizado de \$ 62,2 por barril (-9% QoQ y -13% YoY). Se utilizaron 0,19 Mbbbl (aprox 2.100 bbl/d) para crear inventarios. **En gas,** la producción subió +44% QoQ a 2,44 MM3/d, con un precio realizado de \$ 2,8 MMBTU, un -27% YoY ante menores precios tanto en el mercado local como internacional.



Source: Vista Energy Arg 2q25 Results Presentation

Producción Neta Promedio diaria por bloque del 2q25

	Objetivo	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMM3/d)	NGL (boe/d)	Total (boe/d)
Concesiones (volúmenes a su participación)			102,197	2.44	467.9	118,018
Aguada Federal	Shale	100%	3,217	0.07	6.7	3,688
Águila Mora	Shale	90%	418	0.03	-	625
Bajada del Palo Este	Shale	100%	12,736	0.12	43.5	13,515
Bajada del Palo Oeste	Shale	100%	49,350	1.05	49.1	56,002
Bandurria Norte	Shale	100%	-	-	-	-
Bajada del Palo Este	Convencional	100%	3	0.00	43.6	69
Bajada del Palo Oeste	Convencional	100%	57	0.05	-	370
Coirón Amargo Norte	Convencional	84.6%	15	-	-	15
CS-01 (México)	Convencional	100%	426	0.00	-	440
Total producción operada			66,221	1.33	142.9	74,723
La Amarga Chica	Shale	50%	33,528	0.83	-	38,733
25 de Mayo-Medanito ⁽¹⁾	Convencional	-	639	0.05	-	979
Acambuco	Convencional	1.5%	16	0.02	-	147
Agua Amarga ⁽¹⁾	Convencional	-	82	0.02	21.8	256
Entre Lomas ⁽¹⁾	Convencional	-	1,110	0.11	303.1	2,092
Jagüel de los Machos ⁽¹⁾	Convencional	-	601	0.08	-	1,088
Total producción no operada			35,976	1.11	324.9	43,295
<i>Total producción shale</i>			<i>99,249</i>	<i>2.10</i>	<i>99.4</i>	<i>112,563</i>
<i>Total producción convencional</i>			<i>2,948</i>	<i>0.34</i>	<i>368.5</i>	<i>5,455</i>

Source: Vista Energy Arg Presentation

Inversiones

El **Capex** del 2q25 fue de \$ 356,1 mln, donde \$ 207,9 mln se destinaron a perforación, completación y reintervención de pozos en Vaca Muerta, \$ 106,1 mln para el desarrollo de La Amarga Chica, \$ 27,2 mln en instalaciones de superficie y \$ 15 mln en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.

Durante la presentación de resultados del 2q25 y tras la adquisición del bloque no operado de La Amarga Chica, VIST confirmó un guidance de capex para el 2025 de \$1.200 mln. El plan consiste en conectar 59 pozos (23 en La Amarga Chica) vs 50 pozos de 2024 y 52 a 60 pozos que era el guidance previo a la compra de Petronas.

El desarrollo de La Amarga Chica, que implicó el 30% del Capex del trimestre, comprendió la perforación de 6 pozos netos y la completación de 12 pozos netos (al 50% WI).

Deuda Financiera

Con una posición de caja al cierre del 2q25 de \$ 153,8 mln, **la deuda financiera neta es de \$ 2.444,8 mln**, y representa 1,38x EBITDA en base proforma como si Petronas hubiese sido adquirida el 1 de enero de 2024, y 1,93x en base no pro forma, comparado con 0,84x al cierre del 1Q25. El costo promedio de la deuda es de 4,3% anual, donde el 42% son bonos internacionales, 34% locales y 24% con bancos.

El FCF fue negativo en -\$ 1.356 mln, justificado por la adquisición de Petronas, y que se suma a los -\$ 243 mln del 1q25. El management **espera que en el 2H25 sea neutro**, dado que el FCF negativo del 3q25 se neutralizaría con el 4q25. **Esto fue una sorpresa para el mercado, al igual que para nuestras estimaciones que no consideraban dicha magnitud por mayores gastos de impuesto a las ganancias y working capital.**



Debt maturities schedule ⁽²⁾

Source: Vista Energy Arg Presentation
 (2) (6) Se incluyen los \$ 500 mln de deuda tomados el 3 de julio de 2025, tanto en la deuda como en la caja

Durante el trimestre VIST emitió la ON internacional Clase XXIX por \$500mln, tasa de 8,5% y vencimiento el 10/06/2033. Los fondos fueron aplicados a cancelar el crédito puente de \$300 mln otorgado por el banco Santander para financiar la compra de Petronas Argentina S.A. mientras que los \$200 mln restantes serán destinados a inversiones en Vaca Muerta. **Posteriormente, el 3 de julio de 2025 tomaron tres préstamos por \$ 500 mln a 5 años para refinanciar deuda de corto plazo. Proyectamos que el leverage finalice cerca de 1,5x en 2025 y vaya disminuyendo hacia menos de 1x en 2027.**

Estado de Resultados comparativo (\$ miles)

	2T-25	1T-25	2T-24
Ingresos totales	610,542	438,456	396,715
Petróleo	584,261	422,970	374,688
Gas Natural	24,808	13,619	21,751
NGL y otros	1,473	1,867	276
Costo de ventas	(325,346)	(226,503)	(188,671)
Costos de operación	(50,290)	(34,064)	(26,738)
Fluctuación del inventario de crudo	(6,206)	9,032	3,654
Regalías y otros	(84,291)	(68,254)	(56,790)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(176,940)	(125,977)	(101,005)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(7,619)	(7,240)	(7,792)
Utilidad bruta	285,196	211,953	208,044
Gastos de ventas	(40,705)	(46,768)	(22,140)
Gastos generales y de administración	(29,712)	(28,031)	(22,390)
Gastos de exploración	(164)	(180)	(2)
Otros ingresos operativos	208,073	6,409	16,987
Otros gastos operativos	(23,969)	(1,192)	(908)
Deterioro de activos de larga duración	(38,252)	-	-
Utilidad de la operación	360,467	142,191	179,591
Resultado de inversión en asociadas	(979)	-	-
Ingresos por intereses	274	1,056	1,319
Gastos por intereses	(40,106)	(24,281)	(11,219)
Otros resultados financieros	(25,841)	15,992	(130)
Resultados financieros netos	(65,673)	(7,233)	(10,030)
Utilidad antes de impuestos	293,815	134,958	169,561
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(80,286)	(66,322)	(105,613)
Beneficio por impuesto sobre la renta diferido	21,760	14,157	75,692
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(58,526)	(52,165)	(29,921)
Utilidad neta del período	235,289	82,793	139,640

Source: Vista Energy Nota de Resultados



Acuerdo con Petrolera Aconcagua Energía SA:

En marzo 2023, VIST acordó con Petrolera Aconcagua Energía la cesión de las operaciones de las concesiones Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquen, Jarilla Quemada, Charco del Palenque, 25 de Mayo Medanito SE y Jagüel de los Machos, así como de las concesiones de transporte de gas en Entre Lomas Río Negro y Jarilla Quemada y la concesión de transporte de crudo en 25 de Mayo Medanito SE.

En una primera fase, que finaliza a más tardar el 28 de febrero de 2027, Aconcagua tendrá derecho al 60% de los hidrocarburos producidos en las concesiones, pero soportará el 100% de los costos, impuestos y regalías. En tanto, VIST conservará el derecho al 40% restante de los hidrocarburos producidos recibiendo además por parte de Aconcagua un pago inicial de \$ 26,48 mln (\$ 10 mln el 15 de febrero de 2023, \$ 10,74 mln el 1 de marzo de 2024 y \$ 5,74 mln el 1 de marzo de 2025).

Con esta operación optimizaron la cartera de activos y mejoraron operativamente, con una fuerte baja en el lifting cost. Las concesiones del acuerdo representaban una **producción total de 10.600 boe/d** durante el 2022, es decir el 21,8% de la producción total y 5,5% en términos de reservas al momento del acuerdo. **VIST conservará hasta Feb-27 el 40% de la producción** (y el 100% de la producción de gas licuado de petróleo, gasolina y condensados) ó hasta el día que reciba un acumulado de 4 millones de barriles de petróleo y 300 millones de m³ de gas natural. Por otra parte, VIST tendrá derecho a comprar de Aconcagua hasta el 60% de su participación en el gas natural producido por dichas concesiones, a un precio de \$ 1 MMBTU hasta el 28 de febrero de 2027, además de ser el encargado de tratar y transportar el 100% del crudo producido en las concesiones (a excepción de 25 de Mayo-Medanito SE y Jagüel de los Machos).

Ampliación capacidad de evacuación y almacenamiento

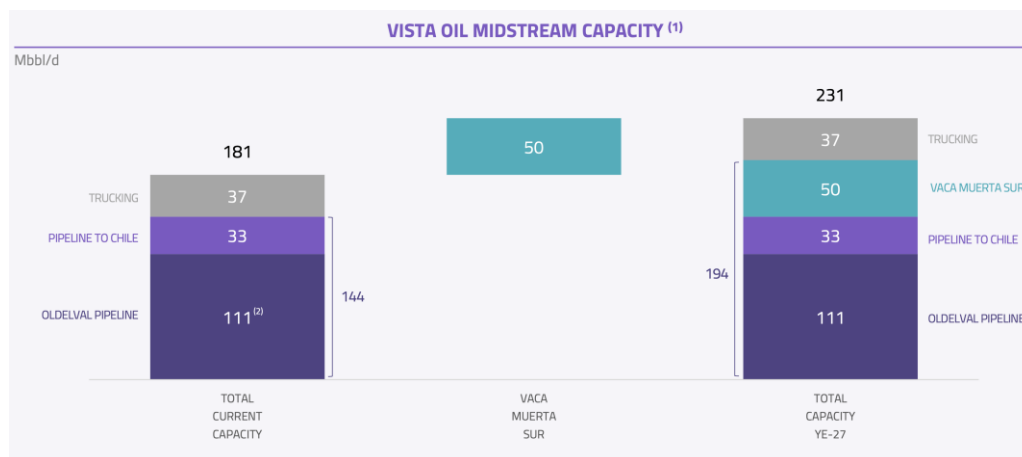
El 21 de diciembre de 2022 Vista Argentina fue adjudicada con una **capacidad de transporte de crudo de 5.010 m³/d (o 31.500 bbl/d) en el marco del proyecto de ampliación de la traza existente del oleoducto Oldelval por un total de 50.000 m³/d (Proyecto Duplicar)**. Para ello, VIST se comprometió a realizar un adelanto de inversión de \$ 118 mln entre 2023 y 2025 que luego se recuperará de la tarifa mensual del servicio. **El 4 de abril de 2025 se inauguró oficialmente el Proyecto Duplicar lo cual permitió a VIST prescindir del trucking a partir del 2q25 con su consecuente mejora en costos y márgenes.**

El 27 de enero de 2023 Vista Argentina fue adjudicada con **35.644 m³ y 5.944 m³/d de capacidad de almacenaje y despacho, respectivamente, en el marco del proyecto de ampliación de la terminal marítima y estación de bombeo Puerto Rosales** en el cual Oiltanking Ebytem S.A. licitó 300.000 m³ y 50.000 m³/d de capacidad de almacenaje y despacho, respectivamente. Para ello, VIST se comprometió a hacer un adelanto de inversión de \$ 28,4 mln entre los años 2023 y 2025, el cual luego se recuperará de la tarifa mensual del servicio a partir de 2026.

El 16 de mayo de 2023 VIST acordó con YPF el ingreso al nuevo oleoducto Vaca Muerta Norte con un 8% de participación por el cual aportó hasta ahora \$ 20,1 mln. Recordamos que este oleoducto de 150 km tiene una capacidad de 110.000 barriles de exportación a Chile, y fue creciendo lentamente dado que el crudo que hoy se exporta vía OTASA es Medanito, más pesado que el crudo liviano que ahora se incorporará desde Vaca Muerta. A partir de junio 2023 VIST comenzó a exportar a Chile a través del oleoducto de OTASA alcanzando en el 1q25 un promedio de casi 12.100 bbl/d en volumen despachado. Este volumen crece en el 2q25 con la incorporación de Petronas Argentina.



El 2024 cerró con capacidad de evacuación de 93.000 bbl/d que incluyen 37.000 bbl/d de trucking. En tanto, para el 2025 VISTA tenía previsto una capacidad de evacuación de 124.000 bbl/d, **al agregarse los 32.000 bbl/d en abril del Proyecto Duplicar de Oldelval**. Sin embargo, **con la incorporación de Petronas Argentina, la capacidad de evacuación subió a 144.000 bbl/d sin necesidad de más trucking**. Hacia el 2027, con la incorporación de la capacidad extra de VMS se elevaría la evacuación total a 231.000 bbl/d.



Source: Vista Energy Arg Presentation

A comienzos de 2025 se iniciaron las obras para el Proyecto del **nuevo oleoducto Vaca Muerta Sur (VMOS), que permitiría una capacidad inicial de 180.000 bbl/d en julio 2026 y de 360.000 bbl/d en diciembre 2026**. El target para 2030 de VMOS es alcanzar los 700.000 bbl/d desde los 550.000 bbl/d iniciales con los que contará una vez finalizada la obra en 2027.

El 13 de diciembre de 2024 se celebró el acuerdo por el VMOS con VISTA, YPF, Pampa Energía y Pan American Energy como accionistas principales. **Vista cuenta con una participación minoritaria del 14,1%**, que se ve reducida al 10,2% por el reciente ingreso al proyecto por parte de Shell y Chevron, que le otorga una capacidad en firme de transporte, almacenaje y despacho de **50.000 bbl/d**.

Recientemente al proyecto de VMOS liderado por YPF se sumó Tecpetrol con un 8,1% de participación, quedando así descartado el proyecto duplicar X de Oldelval que contemplaba la construcción de 300km de ducto con capacidad de 315.000 bbl/d y \$400 mln de inversión.

En tanto, el pasado 8 de Julio de 2025 **el proyecto firmó un préstamo sindicado por \$2.000 mln** a una tasa SOFR + 550 puntos básicos y plazo de 5 años. El crédito financia el 70% del proyecto, mientras que el restante 30% será aportado por los accionistas. **Ajustado a la participación de Vista, el aporte de equity se estima en \$141 mln.**

Adquisición de Petronas E&P Argentina- La Amarga Chica

El 16 de abril de 2025 Vista anunció la adquisición del 100% de Petronas E&P Argentina, en una transacción compuesta por **\$900 mln en efectivo, \$ 300 mln de pago diferido**, sin interés, en dos cuotas a 2029 y 2030 **y la suma de ADR 7.297.507** (equivalentes al 6,9% del capital social) **con un lock-up period del 50% al 15 de octubre 2025 y el restante 15 de abril de 2026**. La operación se financió con caja propia y un préstamo a 4



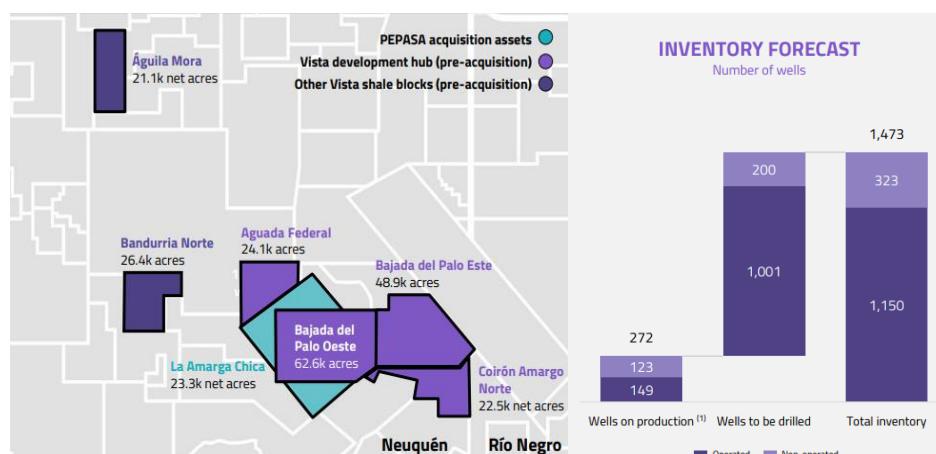
años del Banco Santander por \$ 300 mln que posteriormente fue cancelado durante el 2q25 mediante la emisión de deuda internacional por \$500 mln.

La adquisición comprende la participación del **50% en la concesión no convencional La Amarga Chica**, situada en Vaca Muerta, Argentina y que forma parte del Core Hub de YPF, operador del área.

Métricas Operativas

Durante el 4q24 el bloque de 46.594 acres de superficie y reservas P1 de 280 MMboe (100%) obtuvo las siguientes métricas operativas:

Métricas Operativas 4Q24	100%	50% WI
Producción Total, boe/d	79.543	39.722
Petróleo, bb/d	71.471	35.735
Pozos Activos al 31/12/2024	247	124
Lifting Cost, \$/boe	4.1	4.1

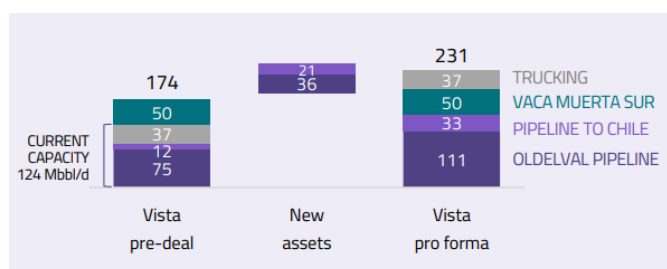


Source: Source: Vista Energy Nota de Resultados

Vista estimó que podría tener potencialmente 200 nuevas locaciones de pozos por perforar en su inventario al 50% de participación.

Midstream e Instalaciones de Superficie

La operación implica además la incorporación de **mayor capacidad de evacuación en 57.000 bbl/d** donde 36.000 bbl/d corresponden al ducto de Odelval y 21.000 bbl/d en OTASA con destino de exportación.



Source: Vista Energy Nota de Resultados



La mayor capacidad de 20.000 bbl/d libres le permiten en cualquier momento acelerar sus planes de desarrollo. También implica aprovechar sinergias operativas, dado que el bloque cuenta con dos plantas de procesamiento de crudo de 80.000 bbl/d cada una que permiten mayor flexibilidad operativa al estar cercano a su Core Hub.

Sinergias

El management manifestó que con la adquisición ganaron escala significativa en un bloque premium con producción creciente y bajos costos operativos, fortaleciendo el perfil de generación de free cash flow además de mejorar el inventario de pozos listos para perforar en la zona núcleo de Vaca Muerta.

La transacción genera numerosas sinergias debido a la cercanía de los bloques operados Aguada Federal y Bajada del Palo Oeste, permitiendo ramas laterales más largas en los pozos limítrofes a La Amarga Chica además de desbloquear nueva capacidad de midstream con hasta 20.000 bbl/d libres para acelerar producción si el contexto de precios internacionales es favorable.

Ganancia por Combinación de Negocios

Con motivo de la adquisición de Petronas Argentina, **en el 2q25 VIST reconoció una ganancia de \$202,5 mln por combinación de negocios**. Dicha ganancia proviene de la diferencia entre la consideración total de \$1.406 mln (\$900 mln abonados en efectivo, \$300 mln pagados mediante la entrega de ADR 7.297.507 y \$300 mln de pago diferido que es registrado con valor actual neto de \$207 mln) y los activos netos identificables de la transacción que ascienden a \$1.609 mln.

Nuevo Guidance para 2025:

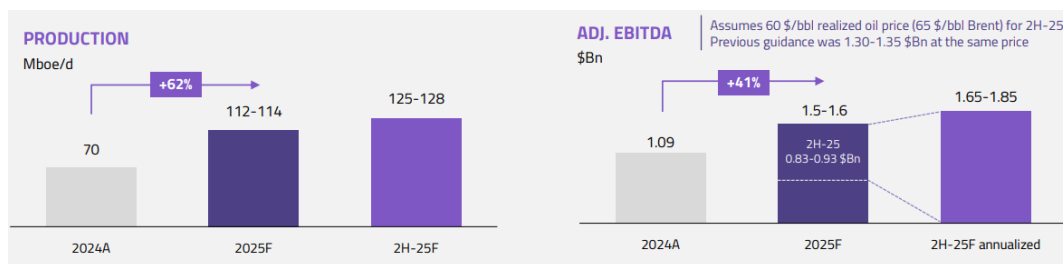
El guidance para 2025 previo a la adquisición de Petronas era de crecer 40% en producción, para promediar entre **95.000 y 100.000 boe/d en el año**, alcanzando un **EBITDA de entre \$ 1.375 mln y \$ 1.625 mln, para el cual consideraban un precio de crudo realizado de entre \$ 62 y \$ 72 por barril**. El Capex se estimaba en un rango de \$1.100mln-\$1.300mln contemplando hasta **60 nuevos pozos conectados**.

La incorporación de Petronas Argentina representó un crecimiento inorgánico significativo, aportando un 33% de la producción del 2q25.

El management actualizó el guidance para lo que resta del 2025 donde se espera que la producción promedie **112.000-114.000 boe/d en el año**, alcanzando un **EBITDA de entre \$1.500-1.600 mln para un precio de crudo realizado de \$60 (BRENT \$ 65)**.

El capex se estima en **\$1.200 mln contemplando hasta 59 nuevos pozos conectados**. Es decir, en cuanto actividad no cambia respecto al plan original, aunque debe leerse luego del crecimiento inorgánico y con un escenario de precios de crudo diferente. Esto estaba dentro de lo proyectado en nuestras estimaciones. Por otro lado, informaron que para mantener la actual producción estable necesitarían un Capex de **\$ 700 mln**.





Source: Vista Energy Arg 2q25 Results Presentation

PERSPECTIVAS y AJUSTES

- El management informó que en el 2H25 espera una producción de entre 125k y 128k boe/d y un FCF neutro, donde el 3q25 volvería a ser negativo y el 4q25 positivo.
- **El nuevo guidance de largo plazo será recién actualizado en un investor day a realizarse durante el 4q25.**
- **La sensación es que el management no acelerará la actividad** ante este crecimiento inorgánico por Petronas y con la incertidumbre observada a nivel internacional que se traslada a menores precios de crudo, habiendo bajado el BRENT desde \$ 75 durante el 1q25 a \$ 65. **Por tal motivo, hasta que se revele el plan de largo plazo durante el 4q25, bajamos un 6,5% la producción proyectada para 2026 a 133,5k boe/d, que se traslada en un menor EBITDA y FCF.**
- **Ajustamos a la baja el FCF de 2025 tras el cash Flow negativo registrado en el 2q25 y el guidance neutro para lo que resta del año. Proyectamos que el leverage finalice en torno a 1,5x en 2025 bajando a 1,2x en 2026 y menos de 1x en 2027.**
- Mantenemos nuestra proyección del precio del BRENT para lo que resta de 2025 en \$65 por barril, y en \$68,5 para el 2026, dejando en \$70 el valor del barril de largo plazo
- **Revisaremos nuestros estimados cuando el management anuncie el Plan de Largo Plazo durante el investor day a celebrarse durante el 4q25.**

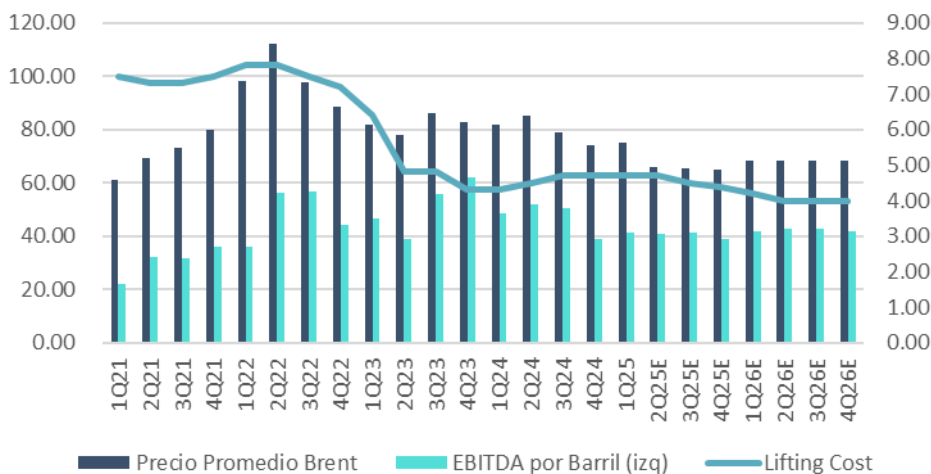
Evolucion Brent



Source: Datos de la Empresa. Research Allaria.



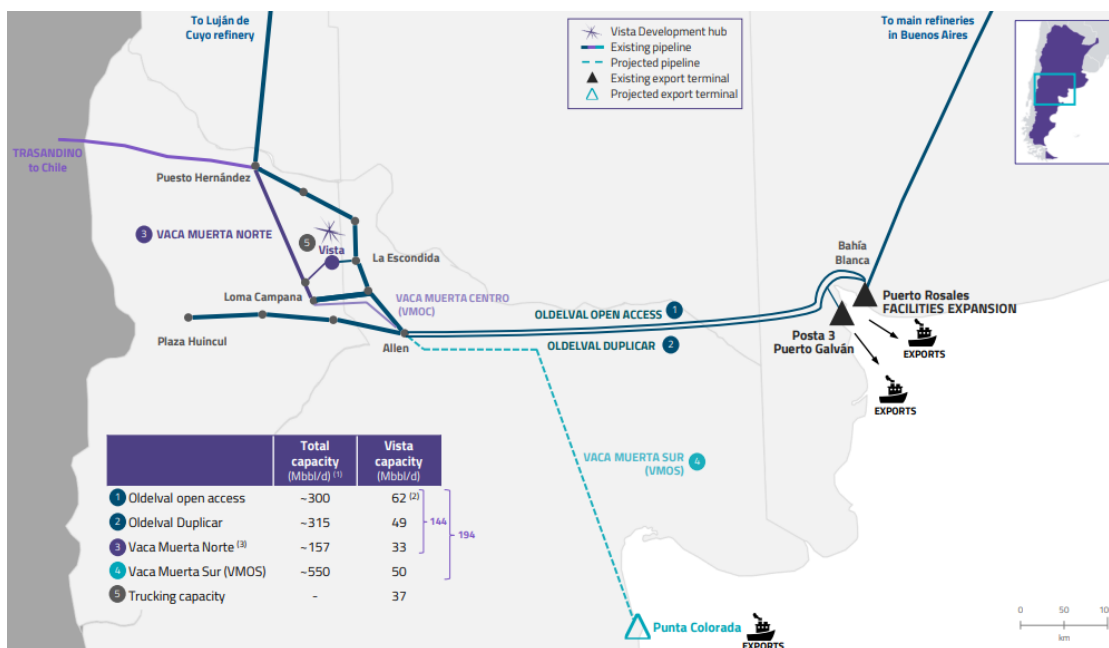
Evolución EBITDA por Barril



Source: Datos de la Empresa, Research Allaria.
 Nota: 1) En 2q23 Vist cede areas convencionales a Aconcagua y lifting cost baja fuerte 2) El 4Q23 incluye FX Blend y el 4q24 gastos de trucking

- Las perspectivas son optimistas**, no solo por la cantidad de pozos en inventario a perforar y la buena performance de los últimos realizados, sino por los proyectos en curso de la industria para elevar la capacidad de evacuación y evitar cuellos de botella. Allí se destaca la construcción del nuevo oleoducto Vaca Muerta Sur impulsado por YPF, donde VIST tiene el 10%, y que prevé finalizar en diciembre 2026 con 360.000 bbl/d de capacidad, que podría elevarse a 700.000 bbl/d en 2030.
- En la medida que la producción de crudo actual en la Cuenca Neuquina, que alcanzó 442.400 bbl/d en diciembre 2024, se incremente como previsto por la industria a 700.000 bbl/d para 2025 y 1.000.000 bbl/d hacia el 2028, todos estos proyectos de evacuación, así como los de almacenamiento, deberían realizarse.

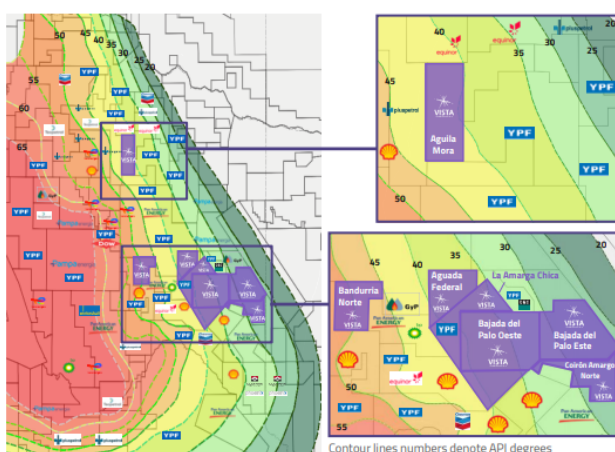
Midstream oil expansion Projects in Argentina



Source: Vista Energy Arg Presentation



VISTA BLOCKS IN VACA MUERTA



Source: Vista Energy Arg Presentation

Contour lines numbers denote API degrees

	NET ACRES	LICENSE TERM	WELL INVENTORY	TIED-IN WELLS	OPERATOR
Bajada del Palo Oeste	62,641	2053	550	133	Vista
Bajada del Palo Este	48,853	2053	150	23	Vista
Aguada Federal	24,058	2050	150	13	Vista
Coirón Amargo Norte	22,508	2037	50	-	Vista
La Amarga Chica ⁽¹⁾	23,202	2049	323	140	YPF
Development hub total	181,262		1,223	309	
Águila Mora	21,128	2054	100	2	Vista
Bandurria Norte	26,404	2050	150	-	Vista
Pilot / Delineation areas total	47,532		250	2	
TOTAL	228,794		1,473	311	

Proyecciones 2020-2030E (En \$ mln)

	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E
REVENUES	1144	1169	1648	2384	2899	3146	3483	3756	4021	4181
EBITDA	764	871	1092	1569	1955	2112	2331	2507	2681	2788
EBITDA MGN	66.8%	74.5%	66.3%	65.8%	67.4%	67.1%	66.9%	66.8%	66.7%	66.7%
NET INCOME	270	397	477	577	601	689	830	914	1011	1057
CAPEX	(540)	(725)	(1297)	(1200)	(1300)	(1250)	(1100)	(1050)	(1000)	(1000)
FREE CASH FLOW	51	(14)	(118)	(637)	197	521	731	964	1127	1213

A partir del 1 de abril de 2025 se incorporan los efectos de la adquisición de Petronas Argentina

Fuente: Datos de la empresa, Research Allaria

VALUACIÓN

Con una tasa de descuento en dólares (WACC) de 11,3% y un crecimiento a perpetuidad de 3% nominal, la valuación **por DCF nos da \$ 81,5 para fin de 2025**. Utilizamos el capital diluido de 105,5 mln acciones al incorporarse las 7.297.507 acciones en cartera entregadas a Petronas Arg como parte de pago, (equivalentes al 6,9% del capital social) con un lock-up period del 50% al 15 de octubre 2025 y el restante 15 de abril de 2026.

EV	2025
WACC	11,3%
Growth in Perpetuity	3,0%
Operating Cash Flow	3.053
Current Perpetuity	7.893
EV	10.945
(-) Net Debt	-2.350
(=) Equity	8.595
# of shares (000)	105,50
Target Price	81,5



Observando los efectos de la incorporación de La Amarga Chica, junto con los nuevos supuestos de actividad para el 2H25 y el impacto en el free cash flow de 2025, así como una menor actividad para 2026, ajustamos nuestro precio estimado para fines de 2025 que baja desde \$ 86 a \$ 76 por acción. El mismo equivale a 5,3x FV/EBITDA 26E. La recomendación es Comprar.

VALUACIÓN POR MÚLTIPLOS Y SENSIBILIDAD

FV/EBITDA 26E	4.8	5.3	5.8
TARGET 25E	67	76	85

La sensibilidad del target, más allá del múltiplo utilizado, dependerá de la evolución del precio del BRENT, hoy estimado en \$ 65 para el 2H25, \$ 68 para 2026 y \$ 70 para el largo plazo. Una mejor perspectiva de precio permitirá a VIST acelerar su plan de crecimiento mejorando su EBITDA, y lo contrario si se diera el escenario contrario.

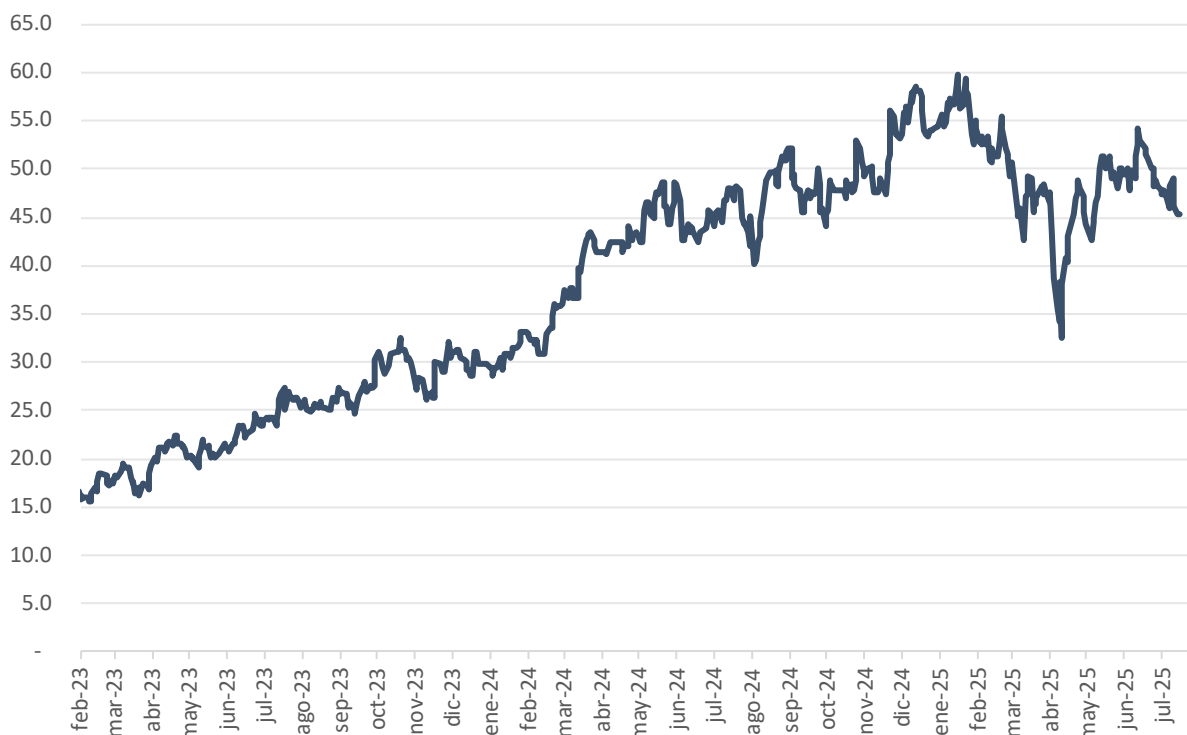
Comparables

Ticker	Company Name	Country	Market Cap (USD - mln)	FV/EBITDA 25E	FV/EBITDA 26E	P/E 25E	P/E 26E
VIST.K	Vista Energy	Argentina	4,675	3.40	2.70	8.10	7.78
GPRK.N	GeoPark Ltd	Colombia	354	2.51	2.85	7.27	13.94
RECV3.SA	Petroreconcavo SA	Brazil	744	2.96	2.58	4.82	4.59
PXT.TO	Parex Resources Inc	Canada	1,011	1.85	n/a	6.97	13.90
BRAV3.SA	Brava Energia SA	Brazil	1,526	4.57	4.13	4.48	4.23
PRI03.SA	Prio SA	Brazil	6,794	5.96	3.40	9.00	5.09
ECO.CN	Ecopetrol SA	Colombia	18,471	4.33	4.55	10.90	NULL
Promedio Comparables			1,519	3.62	3.23	5.35	5.72
MGY	Magnolia Oil & Gas Corp	United States of America	4,438	5.09	4.94	12.44	11.86
MTDR.N	Matador Resources Co	United States of America	6,364	4.04	4.05	7.82	7.89
RRC.N	Range Resources Corp	United States of America	9,100	6.94	5.69	11.95	8.82
PR	Permian Resources Corp	United States of America	10,830	4.13	4.21	9.82	10.88
DVN.N	Devon Energy Corp	United States of America	20,656	3.84	3.86	7.99	7.67
CTRA.K	Coterra Energy Inc	United States of America	18,807	4.47	4.03	9.51	7.74
Promedio Estados Unidos			12,108	4.81	4.55	10.01	9.42

Fuente: Datos de la empresa, Research Allaria, Reuters



Gráfico de Precio VIST



Rec.	Fecha	Precio	Precio Est - \$
Buy	19-sep-23	\$ 27.20	\$ 55.00 (end 2024)
Buy	30-abr-24	\$ 43.56	\$ 65.00
Buy	28-oct-24	\$ 52.10	\$ 84.00
Buy	11-feb-25	\$ 45.90	\$ 88.00 (end 2025)
Buy	12-mar-25	\$ 42.70	\$ 82.00
Buy	30-abr-25	\$ 45.60	\$ 86.00
Buy	17-jul-25	\$ 44.30	\$ 76.00

Distribution of Ratings

Coverage Ur	Count	v. Bank Relations	Count
18	Buy	3.00	14%
4	Hold	1.00	50%
1	Sell	0.00	0%

Rating System -

Stock ratings are based on the analyst's expectation of the stock's total return during the nine to twelve months following assignment of the rating. This view is based on the target price, set as described below, and on the analyst's opinion, general market conditions and economic developments.

As from 28/october/2024, the formula is:

Buy: Expected return above 25% in 12 months - Se espera un retorno mayor a 25% en los próximos 12 meses.

Hold: Expected return between 0% and 25% in 12 m - Se espera un retorno de entre 0% y 25% en los próximos 12 meses.

Sell: Expected return below 0% in 12 m - Se espera un retorno menor a 0% en los próximos 12 meses.



Analyst disclosures

The name of the person(s) responsible for the recommendations and information contained in this report is identified on the report cover page. The functional job title of the person(s) responsible for the recommendations and information contained in this report is: **Research Analyst** unless otherwise stated on the cover.

Regulation AC - Analyst Certification: Each Research Analyst(s) listed on the front-page of this report, principally responsible for the preparation and content of all or any identified portion of this research report hereby certifies that, with respect to each issuer or security or any identified portion of the report with respect to an issuer or security that the Research Analyst covers in this research report, all of the views expressed in this research report accurately reflect their personal views about those issuer(s) or securities. Each Research Analyst(s) also certifies that no part of their compensation was, is, or will be, directly or indirectly, related to the specific recommendation(s) or view(s) expressed by that Research Analyst in this research report. Each Research Analyst certifies that he is acting independently and impartially from ALED shareholders, directors and is not affected by any current or potential conflict of interest that may arise from any ALED activities.

Registration of non-US Analysts: Unless otherwise noted, the non-US analysts listed on the front of this report are employees of Allaria Ledesma y Cia. S.A. Allaria Ledesma y Cia. S.A. ("ALED") refers to ALED and its affiliates, which is a non-US affiliate and entity under common control and ownership Allaria Securities LLC ("ASEC") a SEC registered and FINRA member broker-dealer. Research Analysts employed by ALED, are not registered/qualified as research analysts under FINRA/NYSE rules, may not be associated persons of ASEC or any other U.S. broker-dealer and may not be subject to FINRA Rule 2241 restrictions on communications with covered companies, public appearances, and trading securities held by a research analyst account.

Compensation and Investment Banking Activities

ALED or any of its affiliates or have not managed or co-managed a public offering of securities for the subject company in the past 12 months. ALED or any of its affiliates have not received compensation for investment banking services from the subject company in the past 12 months. ALED or any of its affiliates do not expect to receive or intends to seek compensation for investment banking services from the subject company in the next 3 months.

Market Making

ALED, at the time of this publication, does not make a market in VIST

Price Target

Unless otherwise stated in the text of this report, target prices in this report are based on either a discounted cash flow valuation or comparison of valuation ratios with companies seen by the analyst as comparable or sum-of-the-parts analysis or a combination of the three (3) methods. The result of this fundamental valuation is adjusted to reflect the analyst's views on the likely course of investor sentiment. Whichever valuation method is used there is a significant risk that the target price will not be achieved within the expected timeframe. Risk factors include unforeseen changes in competitive pressures or in the level of demand for the company's products or services. Such demand variations may result from changes in technology, in the overall level of economic activity or, in some cases, in fashion. Valuations may also be affected by changes in taxation, in exchange rates and, in certain industries, in regulations. Investment in overseas markets and instruments such as ADRs can result in increased risk from factors such as exchange rates, exchange controls, taxation, and political and social conditions. This discussion of valuation methods and risk factors is not comprehensive – further information is available upon request.

Legal and disclosure information

Other disclosures

This product is not for retail clients or private individuals within the US.

The information contained in this publication was obtained from various publicly available sources believed to be reliable, but has not been independently verified by ALED. ALED does not warrant the completeness or accuracy of such information and does not accept any liability with respect to the accuracy or completeness of such information, except to the extent required by applicable law.

This publication is a brief summary and does not purport to contain all available information on the subjects covered. Further information may be available on request. This report may not be reproduced for further publication unless the source is quoted. This publication is for information purposes only and shall not be construed as an offer or solicitation for the subscription or purchase or sale of any securities, or as an invitation, inducement or intermediation for the sale, subscription or purchase of any securities, or for engaging in any other transaction. This publication is not for private individuals.

Any opinions, projections, forecasts or estimates in this report are those of the author only, who has acted with a high degree of expertise. They reflect only the current views of the author at the date of this report and are subject to change without notice. ALED has no obligation to update, modify or amend this publication or to otherwise notify a reader or recipient of this publication in the event that any matter, opinion, projection, forecast or estimate contained herein, changes or subsequently becomes inaccurate, or if research on the subject company is withdrawn. The analysis, opinions, projections, forecasts and estimates expressed in this report were in no way affected or influenced by the issuer. The author of this publication benefits financially from the overall success of ALED.

The investments referred to in this publication may not be suitable for all recipients. Recipients are urged to base their investment decisions upon their own appropriate investigations that they deem necessary. Any loss or other consequence arising from the use of the material contained in this publication shall be the sole and exclusive responsibility of the investor and ALED accepts no liability for any such loss or consequence. In the event of any doubt about any investment, recipients should contact their own investment, legal and/or tax advisers to seek advice regarding the appropriateness of investing. Some of the investments mentioned in this publication may not be readily liquid investments. Consequently it may be difficult to sell or realize such investments. The past is not necessarily a guide to future performance of an investment. The value of investments and the income derived from them may fall as well as rise and investors may not get back the amount invested. Some investments discussed in this publication may have a high level of volatility. High volatility investments may experience sudden and large falls in their value which may cause losses. International investing includes risks related to political and economic uncertainties of foreign countries, as well as currency risk.



To the extent permitted by applicable law, no liability whatsoever is accepted for any direct or consequential loss, damages, costs or prejudices whatsoever arising from the use of this publication or its contents.

ALED (and its affiliates) has implemented written procedures designed to identify and manage potential conflicts of interest that arise in connection with its research business, which are available upon request. The ALED research analysts and other staff involved in issuing and disseminating research reports operate independently of ALED Investment Banking business. Information barriers and procedures are in place between the research analysts and staff involved in securities trading for the account of ALED or clients to ensure that price sensitive information is handled according to applicable laws and regulations.

Country and region disclosures

United States: This communication is only intended for, and will only be distributed to, persons residing in any jurisdictions where such distribution or availability would not be contrary to local law or regulation. This communication must not be acted upon or relied on by persons in any jurisdiction other than in accordance with local law or regulation and where such person is an investment professional with the requisite sophistication to understand an investment in such securities of the type communicated and assume the risks associated therewith.

This communication is confidential and is intended solely for the addressee. It is not to be forwarded to any other person or copied without the permission of the sender.

Notice to U.S. investors

This material is not for distribution in the United States, except to Major US institutional Investors as defined in SEC Rule 15a-6 ("Rule 15a-6"). ALED has entered into arrangements with ASEC which enables this report to be furnished to eligible U.S. recipients in reliance on Rule 15a-6 under the U.S. Securities Exchange Act of 1934, as amended.

Each U.S. recipient of this report represents and agrees, by virtue of its acceptance thereof, that it is such a "major U.S. institutional investor" (as such term is defined in Rule 15a-6) and that it understands the risks involved in executing transactions in such securities. Any U.S. recipient of this report that wishes to discuss or receive additional information regarding any security or issuer mentioned herein, or engage in any transaction to purchase or sell or solicit or offer the purchase or sale of such securities, should contact a registered representative of ASEC, which maintains a chaperoning arrangement with ALED.

ASEC is a broker-dealer registered with the SEC, Member of FINRA and SIPC. You can reach 1110 Avenue, Suite 603, Miami, Florida 33131, phone (786) 686-5400. You may obtain information about SIPC, including the SIPC brochure, by contacting SIPC directly at 202-371-8300; website: <http://www.sipc.org>.

ALED is under common control and ownership of ASEC. ALED is a registered Clearing and Settlement Agent and Broker-Dealer in Argentina. The company is a member of the Stock Exchange Buenos Aires and regulated by the Comisión Nacional de Valores. ALED also provides financial advising and portfolio management services for local and foreign stocks, sovereign and corporate bonds, financial trusts, options and futures and money markets for individuals, companies, and institutions. ALED is located at 25 de Mayo 359, 12th Floor, zip code: C1002ABG, Buenos Aires, Argentina. Further information is also available at: www.allaria.com.ar

Investing in non-U.S. Securities may entail certain risks. The securities referred to in this report and non-U.S. issuers may not be registered under the U.S. Securities Act of 1933, as amended, and the issuer of such securities may not be subject to U.S. reporting and/or other requirements. The information available about non-U.S. companies may be limited, and non-U.S. companies are generally not subject to the same uniform auditing and reporting standards as U.S. companies. Securities of some non-U.S. companies may not be as liquid as securities of comparable U.S. companies. Investment products provided by or through ASEC are not FDIC insured, may lose value and are not guaranteed by ASEC or the entity that published the research as disclosed on the front page of this report.

Analysts employed by ALED, a non-U.S. broker-dealer, are not required to take the FINRA analyst exam. The information contained in this report is intended solely for certain "major U.S. institutional investors" and may not be used or relied upon by any other person for any purpose.

In jurisdictions where ASEC is not registered or licensed to trade in securities, or other financial products, transactions may be executed only in accordance with applicable law and legislation, which may vary from jurisdiction to jurisdiction and which may require that a transaction be made in accordance with applicable exemptions from registration or licensing requirements.

The information in this publication is based on sources believed to be reliable, ASEC or ALED do not make any representation with respect to its completeness or accuracy. All opinions expressed herein reflect the author's judgment at the original time of publication, without regard to the date on which you may receive such information, and are subject to change without notice.

ALED may have issued other reports that are inconsistent with, and reach different conclusions from, the information presented in this report. These publications reflect the different assumptions, views and analytical methods of the analysts who prepared them. Past performance should not be taken as an indication or guarantee of future performance, and no representation or warranty, express or implied, is provided in relation to future performance.

The information contained herein may include forward-looking statements within the meaning of U.S. federal securities laws that are subject to risks and uncertainties. Factors that could cause a company's actual results and financial condition to differ from expectations include, without limitation: political uncertainty, changes in general economic conditions that adversely affect the level of demand for the company's products or services, changes in foreign exchange markets, changes in international and domestic financial markets and in the competitive environment, and other factors relating to the foregoing. All forward-looking statements contained in this report are qualified in their entirety by this cautionary statement.

Other countries: Laws and regulations of other countries may also restrict the distribution of this report. Persons in possession of this document should inform themselves about possible legal restrictions and observe them accordingly.

ALLARIA S.A.
RESEARCH
(54 11) 5555-6000
research@allaria.com.ar
[@allaria_SA](#)

