

# Resultados Trimestrales



## PETROPERÚ<sup>1</sup> Informe de Resultados Segundo Trimestre 2023 - 2T23

**Lima, Perú, 01 de agosto, 2023** Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el segundo trimestre ("2T23"), período finalizado el 30 de junio de 2023. Para un análisis financiero más completo, consulte los Estados Financieros 3T23<sup>2</sup> disponibles en la página web de la Superintendencia de Mercado de Valores del Perú – SMV ([www.smv.gob.pe](http://www.smv.gob.pe)).

**Descargo de responsabilidad y referencias aplicables:** La información contenida en esta presentación es información general sobre Petróleos del Perú - Petroperú S.A. ("PETROPERÚ" o la "Compañía") y no pretende constituir asesoramiento u opiniones legales, fiscales o contables. Esta presentación fue preparada por PETROPERÚ, con el propósito de proporcionar cierta información financiera y otra información relevante de la Compañía. PETROPERÚ no se responsabiliza por cualquier error u omisión en dicha información, incluidos los cálculos, proyecciones y pronósticos financieros establecidos en este documento. Esta presentación contiene proyecciones, pronósticos, supuestos, estimaciones u otras declaraciones prospectivas. Estas declaraciones prospectivas se encuentran en varios lugares a lo largo de esta presentación e incluyen, sin limitación, declaraciones sobre nuestro desarrollo comercial y desempeño económico futuro, declaraciones sobre el tiempo y el costo de completar el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara, los futuros financiamientos y expectativas de PETROPERÚ, con respecto a la capacidad y utilización, entre otros. Si bien PETROPERÚ, considera que estas declaraciones se basan en supuestos actuales y expectativas razonables, no se puede asegurar que se lograrán los resultados futuros a los que se refieren las declaraciones prospectivas. Advertimos que tales proyecciones o declaraciones prospectivas son, y estarán, según sea el caso, sujetas a muchos riesgos, incertidumbres y otros factores que pueden causar que los resultados reales sean significativamente diferentes de cualquier resultado futuro expresado o implícito en tales proyecciones o declaraciones prospectivas. La Compañía renuncia expresamente a cualquier deber de actualizar cualquiera de las declaraciones prospectivas, u otra información, contenida aquí. Los resultados reales podrían diferir significativamente de las expectativas expresadas por las proyecciones y declaraciones prospectivas contenidas en este documento. Toda información contenida en esta presentación se refiere a PETROPERÚ, a menos que se indique lo contrario. Ciertos datos en esta presentación se obtuvieron de diversas fuentes externas, y ni PETROPERÚ, ni ninguno de sus afiliados ha verificado dichos datos con fuentes independientes. Esta presentación contiene medidas financieras de las NIIF "Normas Internacionales de Información Financiera" utilizadas por la administración de PETROPERÚ, al evaluar los resultados de las operaciones. La administración de PETROPERÚ, considera que estas medidas también proporcionan a los usuarios de los estados financieros comparaciones útiles de los resultados actuales de las operaciones con períodos históricos y futuros. Las medidas financieras no IFRS no deben interpretarse como más importantes que las comparables medidas NIIF.

### PRINCIPALES ASPECTOS

- Durante el 2T23, los **Ingresos Totales** se redujeron en -41% (US\$ -658MM) en comparación con el 2T22.
- La **Utilidad Bruta** pasó de US\$ 169MM en el 2T22 a una Pérdida Bruta de US\$ -133MM en el 2T23, una reducción mayor al 100% YoY<sup>3</sup>.
- La **Utilidad de Operación** se redujo en más del 100% YoY, pasando de US\$ 104MM en el 2T22 a US\$ -191MM en el 2T23.
- La **Pérdida Neta** en el 2T23 fue de US\$ -222MM en comparación a la Utilidad Neta de US\$ 8MM en el 2T22, una reducción mayor al 100%.
- El **EBITDA Ajustado**<sup>4</sup> se redujo de US\$ 122MM en el 2T22 a US\$ -121MM en el 2T23.
- El saldo final de **Caja** de la Compañía fue de US\$ 141MM al final del 2T23 vs US\$ 32MM al final del 2T22.
- El **Ciclo de Conversión de Efectivo (CCE)** al 2T23 alcanzó -3 días. Se ha ampliado la rotación de cuentas por pagar a 101 días.
- El **avance físico integral de la NRT**<sup>5</sup> a junio 2023, fue de 98.91%. Respecto a las Unidades de Proceso, se cuenta con un avance a junio 2023 de 99.84%, mientras que respecto las Unidades Auxiliares se tiene un avance a junio 2023 de 96.87%.
- Para el 2T23, el **Margen Neto de Refinación**<sup>6</sup> llegó a 8.6 US\$/BI vs. 12.8 US\$/BI en el 2T22.
- El **volumen total de ventas** alcanzó 98 MBDC<sup>7</sup> en el 2T23, menor en -18% respecto al 2T22 (118 MBDC).
- Respecto al **Oleoducto Norperuano (ONP)**, han ocurrido seis (06) contingencias de enero a junio 2023.
- Respecto a la actividad de **exploración y producción de hidrocarburos**, en el Lote 64, actualmente, se está elaborando el Estudio de Impacto Ambiental (EIA). En lo referente al Lote 192, desde el 28.02.23 PETROPERÚ es el único operador del Lote 192, cuya operación iniciará cuando Perupetro apruebe la incorporación de un socio operador. Al cierre de junio 2023, PETROPERÚ logró alcanzar

<sup>1</sup> Petróleos del Perú-PETROPERÚ S.A. (en adelante "PETROPERÚ" o "la Compañía").

<sup>2</sup> Estados Financieros por el periodo Segundo Trimestre 2023 terminado el 30 de junio de 2023. A menos que se indique lo contrario, todas las cifras son presentadas en dólares americanos y referencias a "Dólares" o "US\$". Los estados financieros trimestrales han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el IASB (International Accounting Standards Board).

<sup>3</sup> YoY: Year over Year, comparación anual.

<sup>4</sup> EBITDA es definido como Ingresos Netos más Impuesto a la Renta más Participación de los Trabajadores menos los Ingresos Financieros más el Costo Financiero más Amortización y Depreciación. El EBITDA ajustado se define como: EBITDA menos los Otros Ingresos y Gastos Netos y las diferencias de cambio netas.

<sup>5</sup> Nueva Refinería Talara: el cual consiste en la construcción de una nueva refinería con los más altos estándares tecnológicos y competitividad de la región. La nueva refinería modificará íntegramente el esquema actual de producción de la Refinería Talara, mediante la incorporación de nuevos procesos de refinación, servicios auxiliares y facilidades relacionadas.

<sup>6</sup> Margen Neto de Refinación =  $\sum$ Ingresos por Ventas de Productos -  $\sum$ Egresos por Compra de Materia Prima e Insumos - Costo Operativo

<sup>7</sup> MBDC: Miles de Barriles por Día Calendario

# Resultados Trimestrales



niveles de producción del orden de los 487 barriles de petróleo por día y 3.3 millones de pies cúbicos diarios de gas natural en el Lote I.

Es preciso indicar que los resultados económicos y financieros de PETROPERÚ mejorarán sustancialmente con la puesta en servicio de las unidades de conversión (Unidad de Craqueo Catalítico y Unidad de Flexicoking), las cuales permitirán convertir productos de bajo valor comercial (residual) en productos de mayor valor en el mercado (GLP, Gasolinas y Diesel), capturándose un mayor margen que cubrirá los gastos incrementales de la operación de la NRT.

## 1. ANÁLISIS

### 1.1. ENTORNO MACROECONÓMICO

La actividad económica mundial ha registrado un crecimiento mayor a lo previsto, impulsado principalmente por el sector servicios. Ello explicado por factores clave: i) el incremento del consumo privado, ii) disminución de restricciones en economías desarrolladas, iii) condiciones favorables en la cadena de suministro global y, iv) recuperación de China luego de su reapertura. Considerando ello, el Banco Mundial revisó las cifras de crecimiento de la economía mundial, pasando de 2.4% a 2.5%. No obstante, para el año 2024 la revisión originó un ligero revés, en línea con las expectativas de una desaceleración a fines del 2023, como consecuencia, entre otros factores, por el ajuste de la política monetaria y su impacto rezagado sobre la demanda.

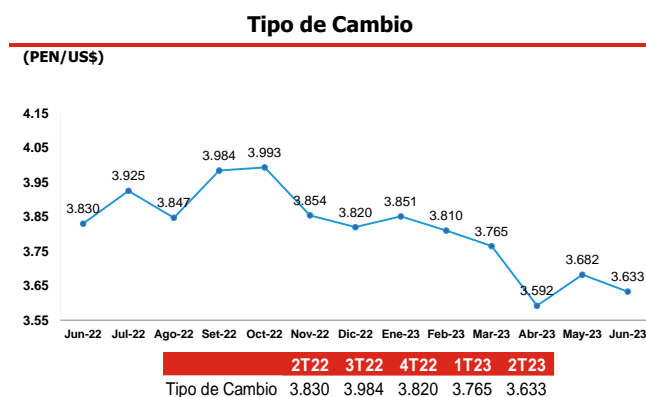
En cuanto a las economías de América Latina, la actividad económica ha perdido cierto dinamismo, asociado con la caída en el precio de los commodities, explicado por el menor crecimiento de la manufactura a nivel global y menores entradas de capitales afectada por las condiciones financieras globales, relacionadas con el ajuste de la política monetaria, el impacto de la inflación y el efecto de quiebra de Silicon Valley Bank, entre otros.

En cuanto a la inflación, a nivel global continuó su tendencia a la baja, aunque en la mayoría de los casos sigue por encima del rango meta.

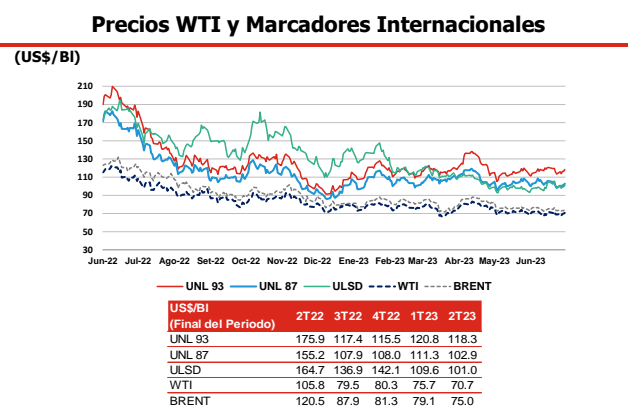
En el caso del Perú, la actividad económica se ha contraído, principalmente atribuido al bloqueo de carreteras y paralización de actividades, producto del conflicto social, así como a las lluvias acontecidas. Debido a ello, la proyección económica sufrió una revisión a la baja de 2.6% a 2.2% para el 2023.

Respecto a la inflación interanual, de mayo a junio 2023 registró una reducción de 7.89% a 6.46%. Los rubros que más contribuyeron a la variación de la inflación en los últimos doce meses a mayo fueron comidas fuera del hogar, transporte local, carne de pollo, huevos y productos para el cuidado personal.

Con relación al tipo de cambio, al cierre de junio se situó en S/ 3.633 por dólar, menor que el cierre del mes anterior S/ 3.682 por dólar, lo que muestra una apreciación de nuestra moneda, asociada a las diferentes operaciones que ha realizado el BCRP (operaciones de venta spot, colocación de CDR, swaps, entre otros).



Fuente: SBS



Fuente: Platts

**Notas:** La Gasolina Regular UNL87 USGC equivale a una gasolina de 92 octanos, y la Gasolina Premium UNL 93 USGC equivale a una gasolina de 98 octanos.

En relación con los precios del petróleo, en lo que va del año los marcadores promedio del Brent y del WTI en el 2T23 alrededor de 75 y 71 US\$/BI, respectivamente. Al cierre del 2T23, el precio promedio acumulado del crudo se mantiene alrededor de 80 US\$/BI

# Resultados Trimestrales

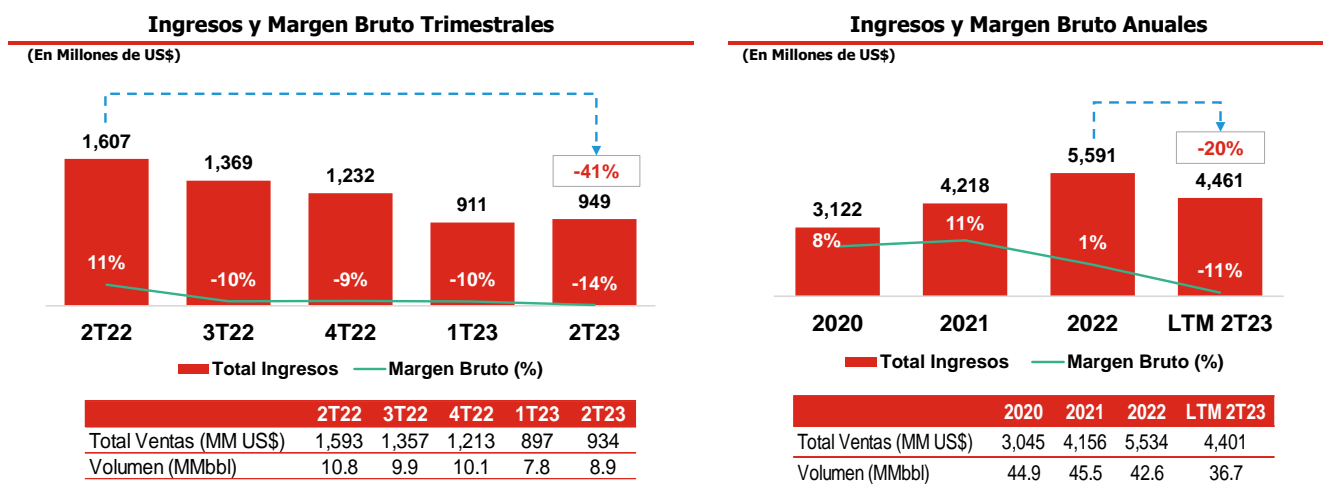


en el caso del Brent y 75 US\$/BI en el caso del WTI. Esta tendencia a la baja en el último trimestre se debió principalmente a: i) incremento de la oferta de crudo y productos por parte de Estados Unidos; ii) la permanente preocupación por la recesión y el debilitamiento de la demanda mundial de petróleo y derivados; iii) la desalentadora previsión del crecimiento económico de Estados Unidos, Europa y Asia; y iv) la incertidumbre por el alza de las tasas de interés en Estados Unidos y Europa.

El Perú cuenta con un Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC) cuya finalidad es evitar que la elevada volatilidad de los precios internacionales del petróleo se traslade a los precios de los consumidores locales, tomando en consideración que actualmente se importa gran parte del crudo y productos que se consumen a nivel local. El FEPC consiste en una banda de precios con un límite de precio superior y uno inferior, establecidos por OSINERGMIN<sup>8</sup> de tal manera que los precios que se cobran internamente se encuentren dentro de dicha banda, es así que, cuando el precio internacional sube por encima del límite superior, los consumidores pagan lo equivalente al límite superior y el Estado utiliza los recursos del fondo para pagar la diferencia. Sin embargo, si el precio internacional cae por debajo del límite inferior, el consumidor pagaría el precio de dicho límite y la diferencia sería pagada al fondo por las empresas comercializadora de productos derivados de petróleo que se encuentren inscritos en el fondo. Actualmente los productos afectos al FEPC son el gas licuado de petróleo destinado para granel (GLP- G), el petróleo industrial 6 y el Diesel BX de uso vehicular.

## 1.2. RESULTADOS FINANCIEROS

### 1.2.1. ESTADO DE RESULTADOS



**Nota:** Total Ventas no incluye Otros Ingresos, el volumen incluye venta de crudo.

El Total de Ingresos alcanzó los US\$ 949MM en el 2T23, una reducción de -41% YoY, como consecuencia, principalmente de menores ventas en el mercado interno (75 vs 103 MBDC en el 2T22) debido principalmente a la interrupción de carreteras en la zona selva, inundaciones en varias zonas del país, menores ventas de GLP en Talara por priorización del consumo de la NRT, además de la competencia agresiva, la cual ofrece mayores descuentos comerciales, y la caída en los precios internacionales respecto al 2T22.

Las ventas nacionales se redujeron en -42% de US\$ 1,405MM en el 2T22 a US\$ 813MM en el 2T23. Las exportaciones también se redujeron -36% YoY de US\$ 189MM a US\$ 122MM, debido a las mayores exportaciones de residual originado durante el proceso de arranque de la NRT (3,596 MB vs. 362 MB a jun.22), a precios inferiores respecto a la adquisición de la materia prima (petróleo crudo). El Total Ventas (excluyendo Otros Ingresos) se redujo en -41% comparado con el 2T22 por los problemas sociales antes mencionados.

El Costo de Ventas como proporción del Total de Ingresos Brutos ha sido mayor al 100% en el 2T23 vs el 89% en el 2T22, lo que ha ocasionado un Margen Bruto negativo en el 2T23. El Margen Bruto pasó de 11% en el 2T22 a -14% en el 2T23, ello debido principalmente, al menor volumen de ventas en el mercado interno por los motivos antes mencionados y el mayor costo de ventas, derivado de la operación no optimizada de la NRT al encontrarse en periodo de arranque progresivo, relacionados a gastos de operación y Mantenimiento de Unidades Auxiliares, así como el registro de la depreciación de activos de la NRT que han sido capitalizado desde finales del 2022; por lo que el gasto operativo se incrementó. El Costo de Ventas se redujo en -25% respecto al

<sup>8</sup> OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

# Resultados Trimestrales



2T22 mientras que el Total de Ingresos se redujo -41%, además fue impactado por el menor valor del inventario, dado el cambio de estructura de carga en la NRT, pasando a emplear petróleo crudo en vez de productos importados para la producción de combustibles, obteniéndose un menor costo de producción; además de la reducción de precios internacionales que viene impactando en la valorización.

## Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS (En Millones de US\$)				
VENTAS	2T22	2T23	YoY	Participación sobre Ventas
<b>VENTAS LOCALES</b>				
GLP <sup>(1) (2)</sup>	33	18	-45%	1.9%
Gasolinas/Gasoholes <sup>(1)</sup>	347	248	-29%	26.5%
Turbo A-1	25	24	-3%	2.6%
Diesel B5 <sup>(1) (2)</sup>	732	489	-33%	52.3%
Petróleos Industriales <sup>(1) (2)</sup>	33	12	-64%	1.3%
Bunkers ( Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) <sup>(1)</sup>	2.1	1	-34%	0.1%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido <sup>(1)</sup>	28	15	-46%	1.6%
Otros <sup>(1) (3)</sup>	206	6	-97%	0.7%
<b>Total Ventas Locales</b>	<b>1,405</b>	<b>813</b>	<b>-42%</b>	<b>87.0%</b>
<b>EXPORTACIONES</b>				
Nafta Virgen	0	0	-	0.0%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	15	120	726%	12.9%
Diesel 2	36	0.0	-100%	0.0%
Otros <sup>(4)</sup>	139	1	-99%	0.1%
<b>Total Ventas Exterior</b>	<b>189</b>	<b>122</b>	<b>-36%</b>	<b>13.0%</b>
<b>Total Ventas Locales y Exportaciones</b>	<b>1,593</b>	<b>934</b>	<b>-41%</b>	
Otros Ingresos Operativos <sup>(5)</sup>	13	15	12%	
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>1,607</b>	<b>949</b>	<b>-41%</b>	

<sup>(1)</sup> Descuentos Incluidos

<sup>(2)</sup> Incluye FEPC.

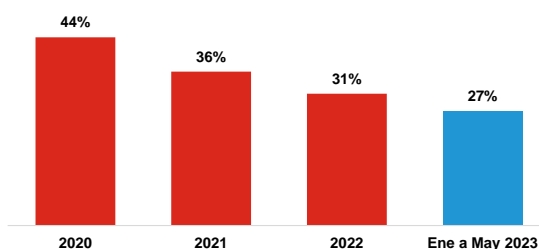
<sup>(3)</sup> Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación y Acido Nafténico.

<sup>(4)</sup> Turbo A-1, Gasolinas, Asfaltos, IFO's, Acido Nafténico y crudo.

<sup>(5)</sup> Incluye tarifas de operación en terminales, transporte de crudo por oleoducto, arrendamiento Savia Perú S.A. entre otros.

Durante el 2T23, PETROPERÚ ha generado un Ingreso por Ventas Total de US\$ 949MM, 41% menor al 2T22 (US\$ 1,607MM), con 87% de las ventas concentradas en el mercado local, derivado de los motivos sociales antes mencionados, así como la caída en el precio de los combustibles.

## Evolución de la Participación de PETROPERÚ



A mayo 2023, la participación en el mercado interno de combustibles líquidos se estimó en 27%. El Diesel y Gasolinas, son los combustibles de mayor venta en PETROPERÚ, su participación en el mercado se encuentra alrededor de 33% y 44% respectivamente.

Las menores ventas en el mercado interno se deben principalmente a las movilizaciones sociales de inicio de año que afectaron las ventas en el sur, así como en la zona selva por interrupción de carreteras, inundaciones en varias zonas del país, menores ventas de GLP en Talara por priorización del consumo de la NRT, además de la competencia agresiva, la cual ofrece mayores descuentos comerciales y la postergación del arranque de la NRT.

Con la puesta en servicio del complejo de la NRT se estima mejorar la competitividad de nuestros productos, permitiendo ofrecer una oferta comercial más competitiva en el mercado nacional y recuperar mayor participación en el mercado de combustibles.

# Resultados Trimestrales



## Ingresos por Producto

(En Millones de US\$)	LTM 2T23	% Participación
<b>INGRESOS LOCALES</b>		
GLP <sup>(1) (2)</sup>	82	<b>4 Productos 78%</b>
Gasolinas/Gasoholes <sup>(1)</sup>	836	Diesel B5 <sup>(1) (2)</sup> 53%
Turbo A-1	101	Gasolinas/Gasoholes <sup>(1)</sup> 20%
Diesel B5 <sup>(1) (2)</sup>	2,235	GLP <sup>(1) (2)</sup> 2%
Petróleos Industriales <sup>(1) (2)</sup>	60	Turbo A-1 2%
Bunkers ( Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) <sup>(1)</sup>	3	<b>2 Productos 73%</b>
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido <sup>(1)</sup>	81	Diesel B5 <sup>(1) (2)</sup> 53%
Otros <sup>(1) (3)</sup>	264	Gasolinas/Gasoholes <sup>(1)</sup> 20%
<b>Total Ingresos Locales</b>	<b>3,662</b>	<b>Ingresos Locales 87%</b>
<b>EXPORTACIONES</b>		<b>Exportaciones 13%</b>
Nafta Virgen	26	
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	275	
Diesel 2	27	
Otros <sup>(4)</sup>	209	
<b>Total Exportaciones</b>	<b>537</b>	
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>4,199</b>	

<sup>(1)</sup> Descuentos Incluidos

<sup>(2)</sup> Incluye FEPC.

<sup>(3)</sup> Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación, Ácido Nafténico y crudo.

<sup>(4)</sup> Turbo A-1, Gasolinas, Asfaltos, IFO's, Ácido Nafténico y crudo.

La Compañía cuenta con una red de aproximadamente 734 estaciones de servicio afiliadas a junio de 2023, distribuidas a nivel nacional en las 24 regiones del país. Adicionalmente, se puede verificar que los productos más representativos de la Compañía y que vienen aportando el mayor ingreso durante los últimos 12 meses al 2T23 son el Diesel B5 (Incluye el Diesel B5 S-50) y las gasolinas/gasoholes con una participación respecto a los ingresos totales de 53% y 20% respectivamente.

### MERCADO INTERNO

El volumen de venta de combustibles se ha reducido en aproximadamente -27% respecto al mismo periodo del 2022, los Ingresos del 2T23 por ventas nacionales llegaron a US\$ 813MM, una reducción de -42% YoY equivalente a US\$ 592MM, principalmente por el efecto de la caída de los volúmenes en comparación al mismo periodo del 2022.

Las ventas en el mercado interno se realizan a través del Canal Directo (sector Retail e Industria) y mediante el Canal Mayorista. Las mayores ventas son realizadas a través del Canal Directo. Sin embargo, PETROPERÚ enfrenta una agresiva competencia dado que en los últimos años han ingresado al mercado compañías petroleras transnacionales, que se encuentran integradas verticalmente y disponen de mayores ventajas competitivas, ofreciendo condiciones comerciales altamente agresivas en busca de captar clientes y ventas. Situación que serán revertidos en la medida que ingresen las unidades de conversión de fondos de la NRT lo que optimizará su margen de refinación.

### MERCADO EXTERNO

Los ingresos por exportaciones en el 2T23 fueron de US\$ 122MM que representó el 13% del Total de Ingresos por Ventas en el 2T23. La Compañía exportó un volumen ascendente a 23 MBDC, 51% más respecto al mismo periodo del 2022. A junio 2023 el producto que más se exportó fue el N° 6 Fuel Oil, principalmente por la comercialización de residual excedente generado por la secuencia de arranque de la NRT.

### CADENA DE SUMINISTRO

En el periodo de enero a mayo 2023 se registró un total de 247 días de cierre de puertos, con relación a los 258 días correspondiente al mismo periodo del año anterior. Los Terminales TSM (Terminal Marítimo de Descargas de Sólidos), Talara-MCL (Terminal Marítimo de Descargas de Líquidos), Eten, Salaverry e Ilo presentaron el mayor número de días de cierre de puerto en el periodo.

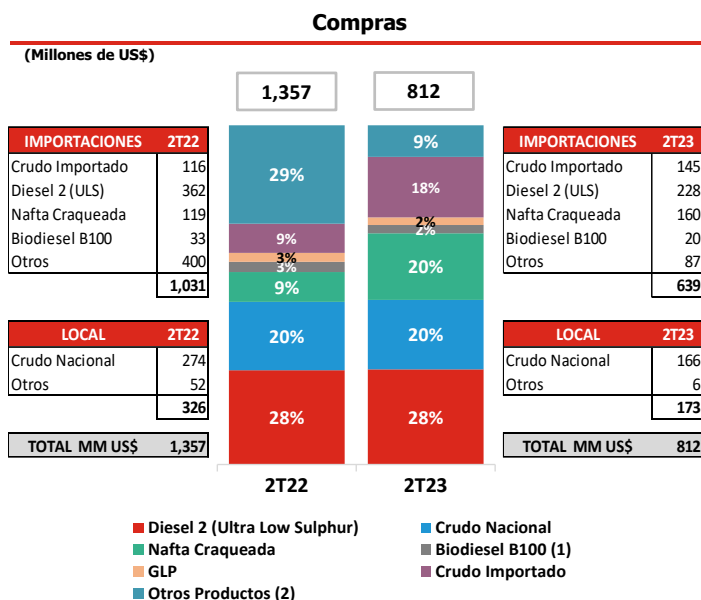
La situación de avance de los proyectos relacionados al abastecimiento de combustibles es la siguiente:

# Resultados Trimestrales



1. **Terminal Ilo:** a mayo 2023 el avance físico integral de 33.7% explicado por la revisión de la línea base del proyecto. Se amplió el plazo para la continuación de las actividades constructivas en el terreno del Nuevo Terminal Ilo a favor de PETROPERÚ hasta el 31.12.23. Además, se aprobó la renovación de la Licencia de Edificación con la Municipalidad de Ilo hasta el 15.06.24.
2. **Planta de Abastecimiento de Pasco – Ninacaca:** a mayo 2023 el avance físico integral de 47.5% explicado por la revisión de la línea base del proyecto. Además, se cuenta con Licencia de Edificación vigente hasta el 10.08.23.
3. **Planta de Venta de Puerto Maldonado:** a mayo 2023 el avance físico integral de 59.2% explicado por la revisión de la línea base del proyecto. Con respecto al avance del servicio de Procura y Construcción, se mantiene en 96% en los trabajos preliminares generales, 85% en trabajos civiles, 92% en trabajos mecánicos y 57% en los trabajos eléctricos e instrumentación, debido a que las actividades se encuentran suspendidas hasta concluir con el proceso de revisión del alcance y monto de inversión del proyecto.

## COMPRAS



<sup>(1)</sup> Insumo para la formulación de Diesel B5

<sup>(2)</sup> Incluye HOGBS, Gasolina de Aviación, Condensado de Gas Natural, Alcohol Carburante y Turbo A1

El petróleo procesado procede del mercado local e internacional. El crudo local proviene principalmente de la zona del noroeste, principalmente en Talara y se compra considerando una canasta de precios promedio del petróleo. El crudo nacional (que incluye el crudo del Noroeste del país) durante el 2T23 representó el 20% del total de compras mientras que el crudo importado representó el 18%. En lo que va del año se ha comprado 43 MBDC de crudo.

En relación con la compra de productos como porcentaje de las compras totales, los productos importados representaron el 61%, mientras que las compras locales el 1%. En lo que va del 2023 se han comprado 50 MBDC de producto importado y 3 MBDC de producto nacional.

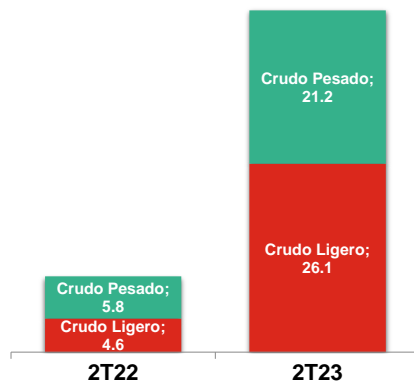


# Resultados Trimestrales



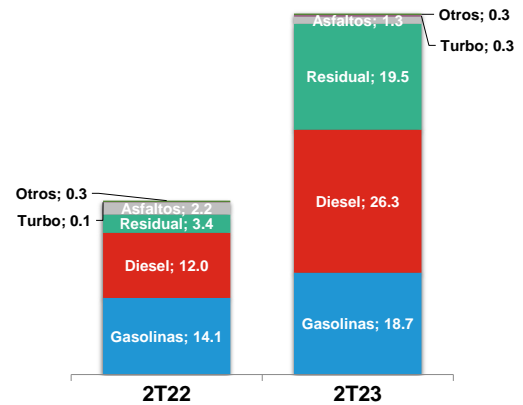
## Carga de Crudo

(MBDC)



## Producción de Combustibles

(MBDC)



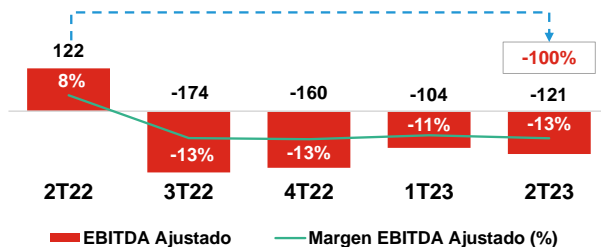
Durante el 2T23 se cargó mayor porcentaje de Crudo en relación con el mismo periodo del 2022. Luego de mezclar los crudos con otros productos se obtuvieron en su mayoría gasolinas y Diesel, los cuales son productos de mayor valor. Como se puede verificar, no existe correlación directa entre la carga y la producción debido a que la producción de combustibles incluye también la mezcla de productos intermedios.

La NRT se encuentra en pruebas de arranque, por lo cual se incluye en la carga el volumen de crudo procesado y en la producción los valores de los productos finales producidos en este periodo de prueba.

## EBITDA

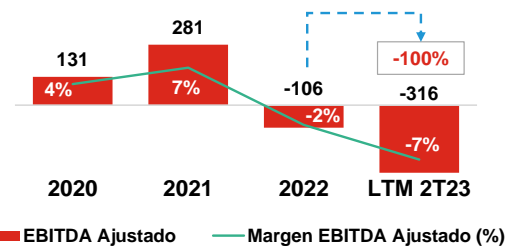
### EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Trimestral

(En Millones de US\$)



### EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Anual

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ generó un EBITDA Ajustado de US\$ -121MM en el 2T23, en comparación con los US\$ 122MM del 2T22 derivado principalmente a la Pérdida Bruta del 2T23 contraria a la Utilidad Bruta obtenida en el 2T22 (US\$-133MM vs US\$ 169MM). Las principales razones de la Pérdida Bruta son: i) demora presentada en la culminación del arranque de NRT por factores exógenos a PETROPERÚ (sociales, climatológicos, limitaciones en la disponibilidad de gas natural y otros eventos imprevisibles); ii) menores ventas en el mercado interno; iii) mayores exportaciones de residual desde Talara por el proceso de arranque de la NRT, colocados a precios inferiores respecto a la adquisición de la materia prima, por falta de tancaje; iv) mayores gastos de operación derivados de la secuencia progresiva de arranque de la NRT y v) menor valor del inventario, dado el cambio de estructura de carga en NRT, pasando a emplear petróleo crudo en vez de productos importados para la producción de combustibles; además de la reducción de precios internacionales.

# Resultados Trimestrales



Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

## OPEX: Gastos Operativos

(En Miles de US\$)

Unidad de Negocio	Ejecutado a Jun22	Ejecutado a Jun23
Refinación	123,668	265,559
Distribución & Comercialización	70,826	67,193
Transporte a través ONP	33,008	31,415
Exploración y Producción (Lote I)	4,086	5,767
Otros <sup>(1)</sup>	41,605	36,824
<b>Total</b>	<b>273,193</b>	<b>406,760</b>

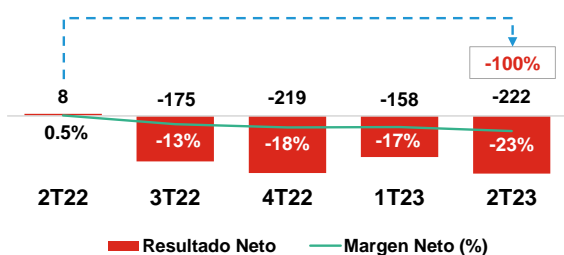
No incluye participación de trabajadores.

(1) Oficina Principal y Unidades Alquiladas.

La operación de Refinación es la que representa los mayores gastos operativos entre todas las unidades de negocio de la Empresa (65% a junio 2023 y 45% a junio 2022); en tanto la unidad de Distribución y Comercialización concentra sólo el 17% a través de las Plantas de Abastecimiento y Tanques de Almacenamiento a lo largo de todo el país, seguido del ONP con 8%, entre otros. Actualmente, las refinerías Conchán e Iquitos se encuentran en operación, mientras que la NRT se encuentra en proceso de arranque gradual y progresivo.

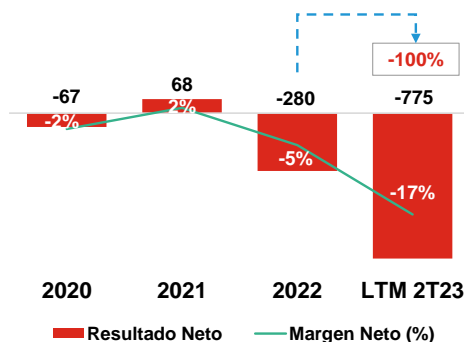
## Resultado Neto y Margen Neto Trimestral

(En Millones de US\$)



## Resultado Neto y Margen Neto Anual

(En Millones de US\$)



La Pérdida Neta en el 2T23 fue de US\$ -222MM en comparación con la Utilidad Neta de US\$ 8MM en 2T22 ello debido, principalmente, a menores ingresos por venta a razón del menor volumen vendido en el mercado interno por agresiva competencia y priorización del suministro de GLP para continuar con el proceso de arranque de la NRT; asimismo, por mayores exportaciones de Residual el mencionado proceso que debe ser dispuesto por capacidad de almacenamiento y que tiene un bajo valor comercial.

Adicionalmente, se originó un mayor Costo de Ventas derivado de la operación no optimizada de la NRT al encontrarse en la parte final del periodo de arranque progresivo, relacionados a gastos de operación asociados principalmente al consumo de Nafta Hidrotratada para la Unidad de Cogeneración Eléctrica y Servicios de Operación y Mantenimiento de Unidades Auxiliares, así como el registro de la depreciación de sus activos, que han sido capitalizados desde finales del 2022. Asimismo, influyó el menor valor del inventario, dado el cambio de estructura de carga en la NRT, pasando a emplear petróleo crudo en vez de productos importados para la producción de combustibles, obteniéndose un menor costo de producción; además de la reducción de precios internacionales que también impactó en la valorización.

Impactaron también los mayores gastos financieros por obligaciones financieras para capital de trabajo, los intereses de bonos y préstamo con garantía CESCE, que corresponden a las unidades capitalizadas de la NRT, que al haber concluido la construcción ya no forman parte del costo del activo.



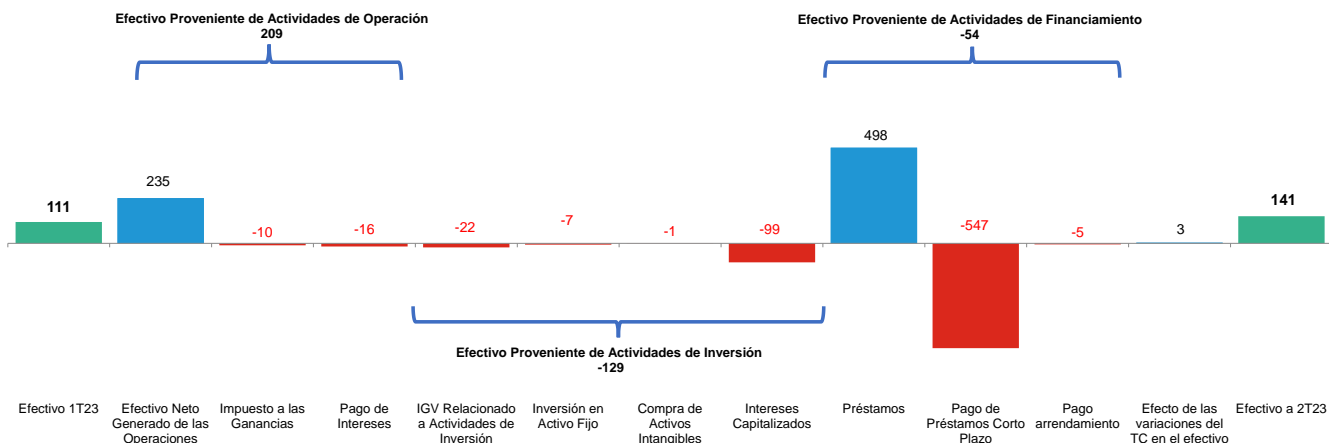
# Resultados Trimestrales



## 1.2.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

### Análisis de Flujo de Efectivo 2T23

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ registró al final del 2T23 un total de efectivo de US\$ 141MM, comparado con los US\$ 32MM en el 2T22. El efectivo proveniente de Actividades de Operación en el 2T23 fue mayor al del 2T22 (US\$ 209MM versus US\$ -823MM), esto se origina principalmente por: i) se viene calzando el periodo de pago de importaciones con la disponibilidad de ingresos generados por la empresa (financiamiento directo con proveedores), y iii) el recupero del crédito fiscal del IGV, vía mecanismo de Saldo a favor del exportador por S/ 60MM (equivalente a aproximadamente US\$ 16.2MM).

Por otro lado, a finales del 2T23 se registró un Flujo de Efectivo de las Actividades de Inversión de US\$ -129MM versus los US\$ -150MM en el 2T22, debido a que la Compañía se encuentra en la última etapa de puesta en marcha de la NRT, lo que origina menores pagos por obligaciones vinculadas a las inversiones en Propiedad, Planta y Equipo, principalmente destinados al NRT a diferencia del 2T22.

Asimismo, el Flujo de Efectivo de Actividades de Financiamiento pasó de US\$ 918MM en 2T22 a US\$ -54MM en 2T23, debido a que en el 2T23 las amortizaciones de préstamos son superiores a los préstamos recibidos y las compras se están financiando directamente con los proveedores. A diferencia del 2T22 donde se recibió el préstamo de US\$ 750MM del Estado y S/ 500MM en Documentos Cancelatorios.

## 1.2.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

El Activo Total al 2T23 ascendió a US\$ 9,726MM, 3% superior al del 2T22, y las principales variaciones se dan por un menor valor de inventario, una reducción de las Cuentas por Cobrar Comerciales debido a la cancelación del saldo deudor que mantenía la Dirección General de Hidrocarburos con PETROPERÚ por el Fondo de Estabilización de Precios de Combustible (S/ 568MM), el incremento de obras en curso de Propiedad, Planta y Equipo por el avance de obra de la NRT, y el incremento del crédito fiscal del IGV derivado del incremento de US\$ 179MM y del recupero de US\$ 45MM (equivalente a S/ 173MM), a través del mecanismo de saldo materia de beneficio, correspondiente a los periodos de noviembre 2022 a abril 2023.

En relación con el CAPEX, al 2T23 se registró una ejecución de US\$ 145MM, menor a lo ejecutado en el mismo periodo del 2022 (US\$ 284MM). En términos anuales, en los últimos 12 meses al cierre de junio 2023 se ha ejecutado un total de US\$ 443MM, 24% menor a lo ejecutados en el 2022 (US\$ 582MM). La NRT representa el 80% de la ejecución total al 2T23 (US\$ 145MM).

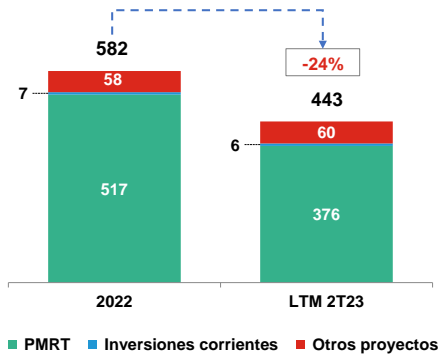
El Capital de Trabajo al 2T23 alcanzó los US\$ -1,328MM frente a US\$ -1,078MM al 3T22. El mayor negativo del Capital de Trabajo en relación al 2022 se debe, principalmente por los mayores consumos de materiales por la puesta en servicio de la NRT.

# Resultados Trimestrales



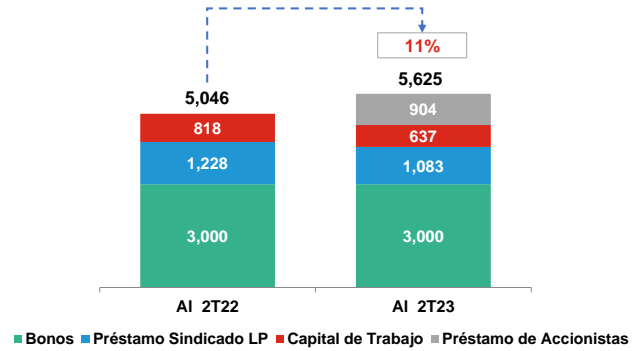
## CAPEX

(En Millones de US\$)



## Deuda Pendiente

(En Millones de US\$)



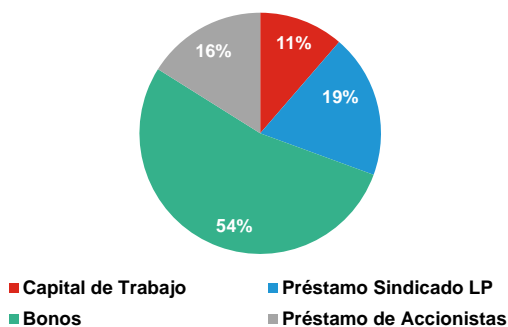
Al 2T23, la Deuda Total es de 99% dólares americanos y 1% en soles. La Duración Modificada del bono a 15 años es de 6.98 años y de 10.49 años para el bono a 30 años. Es importante mencionar que el contrato de los bonos emitidos no contempla la obligación de cumplir con los compromisos más allá de la entrega de información financiera. Estos bonos no tienen garantías específicas. Asimismo, se incluye el préstamo de accionistas por US\$ 740MM.

Durante el 1T23 se logró cerrar la contratación con la empresa auditora para llevar a cabo la auditoría de los Estados Financieros 2022, cuya labor ha iniciado la primera semana de abril 2023. Una vez establecida la fecha, se trabajó el consentimiento de los bonistas para postergar la presentación de los Estados Financieros hasta el 30.09.23 y en la solicitud de enmienda a los acreedores del crédito sindicado con garantía CESCE. Luego de conseguir la enmienda y el consentimiento de los bonistas, se continuó trabajando en la mejora de la liquidez de la Empresa, mediante una mayor transparencia y un plan de comunicación que muestre los logros de corto plazo que se vienen realizando con el fin de generar mayor confianza entre sus grupos de interés.

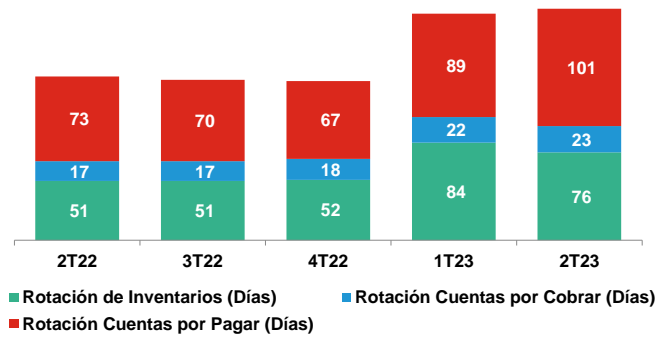
A la fecha, la Deuda Total se distribuye de la siguiente manera: 55% Bonos, 20% Préstamos Sindicado de Largo Plazo con garantía CESCE, 14% Préstamo del accionista y 11% de Capital de Trabajo. Al 30.06.23 se ha amortización US\$ 216.7MM del crédito sindicado con garantía CESCE.

## Composición de la Deuda por Tipo

2T23



## Ciclo de Conversión de Efectivo



	2T22	3T22	4T22	1T23	2T23
Ciclo de Conversión de Efectivo <sup>1</sup>	-5	-2	3	17	-3
<sup>1</sup> Rotación de Inventarios + Rotación de Cuentas por Cobrar - Rotación de Cuentas por Pagar					

El CCE al 2T23 alcanzó -3 días, dado que los días de pago a proveedores continúan extensos, se continúa apalancando con la deuda a proveedores directos. La rotación de cuentas por pagar se ha incrementado más que proporcional que la rotación de cuentas por cobrar lo cual explica en parte el CCE negativo.

# Resultados Trimestrales



## 1.2.4. INDICADORES FINANCIEROS

### Ratios

	2020	2021	2022	LTM 2T23	2T22	1T23	2T23	YoY	QoQ
EBITDA (LTM) / Gastos Financieros	5.8	12.5	-0.7	-2.8	2.9	-1.6	-2.8	-100%	-81%
Deuda Financiera / Activos	61%	58%	58%	60%	62%	60%	60%	-2pp	0pp
EBITDA (LTM) / Activos	1.8%	3.2%	-1.1%	-5.7%	3.0%	-3.2%	-5.7%	-9pp	-3pp
Deuda Financiera / EBITDA (LTM)	34x	18x	-54x	-11x	21x	-19x	-11x	-100%	44%
Ratio de Liquidez	0.5x	0.6x	0.9x	0.6x	0.6x	0.7x	0.6x	-14%	-23%

**Nota:** Los Gastos Financieros solo incluye gastos financieros por créditos de corto plazo. Los gastos financieros derivados de los créditos de largo plazo son capitalizados de acuerdo con lo establecido por la NIC-23 Costos por préstamos.

La Deuda Financiera incluye el préstamo del Estado según DU N°010-2022 por Estado de US\$ 750MM y aproximadamente US\$ 108MM en documentos cancelatorios más interés devengado.

El ratio EBITDA/Gastos Financieros evaluado en los últimos doce meses se redujo en menos del 100% al 2T23 respecto al mismo periodo en el 2022, pasando de 2.9 a -2.8 debido principalmente a un EBITDA negativo impactado principalmente por: i) retraso en la puesta progresiva y gradual de las unidades de proceso de la NRT; ii) menores ventas; y iii) mayores exportaciones de residual desde Talara por el proceso de arranque de la NRT, colocados a precios inferiores respecto a la adquisición de la materia prima, por falta de tancaje.

Respecto al ratio Deuda Financiera/Activos, al 2T23 se mantuvo similar en relación con el 2T22, debido a que la deuda financiera, el cual incluye los préstamos otorgados por el Estado, y los activos se incrementaron en la misma proporción. Considerando lo mencionado líneas arriba respecto al EBITDA y a la Deuda Financiera, al 2T23, la Compañía cuenta con un Ratio Deuda Financiera/EBITDA (LTM) de -11x, menos del 100% por debajo al 2T22, esto principalmente al EBITDA negativo (LTM) en más del 100% respecto al mismo periodo en el 2022

Finalmente, al cierre del 2T23 el Ratio de Liquidez se redujo levemente respecto al 2T22, debido al menor monto del activo por la caída de las cuentas por cobrar, en cambio el pasivo corriente no ha variado significativamente respecto al mismo periodo del 2022.

## 1.3. RESULTADOS OPERATIVOS

PETROPERÚ se concentra en tres líneas de negocio, la participación de cada negocio respecto a los Ingresos Totales de la Compañía al cierre del 2T23 es la siguiente: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 99.28%, 2) Arrendamiento y venta de ciertas unidades, que representaron el 0.62%, 3) el ONP representó el 0.01% y 4) Lote I representó 0.09%.

### 1.3.1. NUEVA REFINERÍA TALARA (NRT)

Es un megaproyecto de ingeniería, procura y construcción, que consiste en la construcción de una nueva refinería. PETROPERÚ viene realizando diversas estrategias de manera conjunta con la empresa supervisora y en coordinación con los contratistas del proyecto, logrando reiniciar las actividades en los trabajos asociados a la ruta crítica, con lo cual PETROPERÚ inició las pruebas de arranque gradual y progresivo de la Nueva Refinería Talara el 12.04.22. En ese sentido, al cierre de junio 2023, la NRT registró un avance integral de 98.91%.

#### Contrato Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción (EPC, por sus siglas en inglés) de las Unidades de Proceso

Respecto al Contrato EPC con Técnicas Reunidas (TR) se cuenta con un avance a junio 2023 de 99.84%.

Los principales avances por cada componente del servicio fueron:

Ingeniería de Detalle: Concluida y certificada.

Procura: Se cuenta con un avance del 100.00%.

Construcción: Se cuenta con un avance del 99.81%.

Comisionado: Registra un avance de 97.30%.

#### Unidades auxiliares y trabajos complementarios

Las actividades correspondientes al Contrato EPC con el Consorcio COBRA-SCL UA & TC tiene un avance a junio 2023 de 96.87%.

Ingeniería: Registra un avance de 99.72%.

Procura: Registra un avance de 96.26%.

# Resultados Trimestrales



Construcción: Registra un avance de 99.67%.

Comisionado: Registra un avance de 83.20%.

Como parte del proceso de arranque gradual y progresivo, en febrero 2023 la NRT obtuvo las primeras muestras de gasolinas y diésel de bajo contenido de azufre, para su inmediata comercialización, a través de sus plantas de ventas y terminales a nivel nacional.

Se continúa con la puesta en marcha y pruebas de garantía de las unidades de conversión (FCC) y conversión profunda (FCK), esperando culminar con este proceso de arranque seguro en el 3T23.

## Financiamiento

El financiamiento de la NRT está compuesto, por un lado, por la emisión de bonos que representa US\$ 3,000MM, de los cuales US\$ 2,000MM fueron emitidos en el 2017 (con vencimientos en el 2032 y 2047) y US\$ 1,000MM correspondiente a la reapertura del bono 2047 que se llevó a cabo durante el 1T21 de la cual se recibieron US\$ 155MM adicionales por la rentabilidad de US\$ 147MM y US\$ 8MM de intereses, y, por otro lado, el financiamiento con garantía CESCE por US\$ 1,300MM. A la fecha, se continúan evaluando diferentes alternativas de financiamiento para el cierre financiero de la NRT.

## Contratación de mano de obra local

Al cierre al 2T23 la mano de obra fue mayor a 1,200 puestos de trabajo, incluyendo personal de ambos Contratistas (TR y Consorcio Cobra SCL). La mano de obra local no calificada tuvo una participación de 97.2%, superando el mínimo establecido por el EIA (70%).

### 1.3.2. OLEODUCTO NORPERUANO

Los volúmenes bombeados a junio 2023 son los siguientes:

TRAMO	VOLUMEN BOMBEADO A JUNIO (MBDC)
TRAMO I	1.9
TRAMO II	0
ORN	0

Durante el período enero - junio 2023, se registró menor volumen transportado respecto al mismo periodo del 2022. El 02.01.23 se registró la contingencia por hecho de terceros en las progresivas Km 43+106 y Km 43+499. Inmediatamente se activó el Plan de Contingencia, se ejecutó la reparación definitiva al 100%. Del 31.03.23 al 04.04.23 se llevó a cabo la operación de presurización y llenado de línea del Tramo I, posteriormente, se ejecutó la operación de transporte de crudo a través del Tramo I del ONP del 05.04.23 al 29.04.23. En abril, se bombeó el total del volumen programado de la Estación 1 a Estación 5. Continúa de parada debido a las contingencias ocurridas.

Adicionalmente, el Tramo II se encuentra parado principalmente por bajos inventarios de crudo en Estación 5 y contingencia en el Km 404+650 (22.10.22); así como, el evento registrado en el Km 390+210 (19.01.23).

El 02.02.23 se registró la contingencia por hecho de terceros en la progresiva Km 399+865. Inmediatamente se activó el Plan de Contingencia. se ejecutó la reparación definitiva al 100%. En la Estación 5 se ha recibido crudo bombeado a través del Tramo I durante el mes de abril 2023 aumentando sus inventarios para próxima programación de bombeo del Tramo II. En el mes de abril 2023 no se programó reinicio de bombeo del Tramo II.

Por otro lado, en mayo se registraron los siguientes eventos en este tramo: Km 400+811 (10.05.23), Km 358+835 (15.05.23) y Km 392+487 (30.05.23), todos por hecho de terceros, de inmediato se procedió a la activación del Plan de Contingencia. En estas progresivas se ejecutó la reparación definitiva al 100%.

El Oleoducto Ramal Norte (ORN) continúa sin bombear desde el 21.02.20.

El estado de las contingencias ocurridas en el 2023:

FECHA	UBICACIÓN	ESTADO
30.05.23	Km 392+483 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - "Servicio de apoyo para las actividades de contención, recuperación de crudo y limpieza preliminar del área impactada en la emergencia del Km 392+487 del Tramo II del ONP". Se instalaron barreras de contención en la zona.

# Resultados Trimestrales



		- En revisión del Plan de Primera Respuesta (PPR) para subirlo a plataforma Plus D de OEFA.
15.05.23	Km 358+835 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - Se realizan trabajos de recojo de residuos de hidrocarburos en la zona. - En revisión del Plan de Primera Respuesta (PPR) para subirlo a plataforma Plus D de OEFA.
10.05.23	Km 400+811 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - Autoridades de la Comunidad Nativa San Pedro (río Marañón) solicitan ser incluidos en los trabajos de recuperación de hidrocarburos. Se le indicó que se coordinará con el Alcalde de Túpac Amaru I. - Se subió, a plataforma Plus D de OEFA, el Plan de Primera Respuesta (PPR).
02.02.23	Km 399+865 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - Verificación de las barreras de los puntos de control 0, 1, 2, 3 y 4. - Se realiza guardiana nocturna en el centro de acopio temporal de residuos sólidos peligrosos. - Servicio de custodia y vigilancia se desarrolla sin inconvenientes.
19.01.23	Km 390+210 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - Se realizan actividades de aseguramiento y resguardo en la zona. - Limpieza, control y aseguramiento de las barreras de contención, en el sector de la quebrada WAMAK y quebrada KAYAMAS. - Verificación de guardiana diurna y en los almacenes de residuos peligrosos.
02.01.23	Km 43+106 / Km 43+499 - Tramo I	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%). - El 10.04.23 se inició el "Servicio de aseguramiento, control y resguardo de las áreas afectadas por el derrame de petróleo crudo a la altura del Km 43+190 y Km 43+499 Tramo I del ONP". - Se realiza las siguientes actividades: ➢ Control de tres (03) barreras de contención. ➢ Patrullaje, vigilancia, limpieza y acopio de vegetación en los puntos de control.

La estadística histórica de las contingencias ocurridas en el ONP se puede apreciar en la página web de PETROPERÚ, el cual se actualiza cuando se presenta una nueva contingencia. Ver el siguiente Link:

<https://oleoducto.petroperu.com.pe/plan-contingencia/estadisticas/>

Por su parte, las actividades de mantenimiento se ejecutan en cumplimiento del Plan de Mantenimiento Anual que es elaborado según las recomendaciones del área de Integridad y Confiabilidad del ONP. Asimismo, el cumplimiento de este Plan también es fiscalizado permanentemente por la entidad fiscalizadora de hidrocarburos en el Perú (OSINERGMIN) con el objetivo de asegurar un servicio de transporte de hidrocarburos permanente, seguro y de calidad.

Adicionalmente, a fin de aspirar a una operación segura y confiable del ONP, los servicios más relevantes de inspección y monitoreo son:

1. Servicio de Inspección Interna de Tubería de 16", 24" y 36" DN del ONP, el cual incluye cinco técnicas de inspección de alta resolución: geométrica, inercial, pérdida de espesor (UT), detección de fisuras longitudinales y circunferenciales (UTCD).
2. Servicio de Patrullaje Aéreo y Levantamiento Topográfico con LIDAR del ONP y ORN.
3. Estudio Geotécnico Integral del Tramo KM 318 al KM 331 del ONP.
4. Servicio de Levantamiento Topográfico y Batimétrico en el ONP y ORN (LIDAR, GREEN LIDAR y Ecosonda Multihaz Interferométrica).
5. Verificación Física e Ingeniería del Mantenimiento del Derecho de Vía del ORN y ONP.
6. Servicio de Monitoreo de Corrosión Externa e Interna del ONP.
7. Servicio de Inspección, Control de Calidad de Refuerzos de Tubería y Análisis de Falla en el ONP y ORN.
8. Inspección General de las Facilidades Portuarias del Terminal Marítimo Bayóvar.
9. Servicio de Inspección General de los Tanques de Almacenamiento del ONP y ORN.
10. Servicio de Inspección de Tuberías en Estaciones del ONP y ORN.
11. Actualización del Estudio de Riesgos de Seguridad en el ONP y ORN.
12. Servicio de Inspección de Redes Eléctricas e Instrumentación en Estaciones del ONP y ORN

Dados los continuos ataques que ha sufrido el ONP, el Gobierno, a través del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), considera pertinente llevar a cabo estrategias y propuestas de solución transversales con enfoque multisectorial; tales como, intervenciones públicas que mejoren las relaciones interpersonales de la población de las comunidades aledañas con las operaciones de las actividades de hidrocarburos (corredor petrolero) a fin de evitar situaciones (invasiones, cortes, atentados, sabotajes, tomas u otros) que afecten la operatividad de las mismas.

# Resultados Trimestrales



Por tal motivo, se ha formado un grupo de trabajo para realizar acciones que permitan fortalecer la Seguridad e Integridad del ONP. El grupo de trabajo está formado por: Ministerio de Energía y Minas, PETROPERÚ, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) y Dirección General de Capitanías y Guardacostas (DICAPI), Ministerio de Defensa, MEF, PCM, entre otros.

## 1.3.3. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

### Lote 64

Mediante Decreto Supremo N° 024-2021-EM fue aprobada la cesión de la participación de GeoPark en el Lote a favor de PETROPERÚ. De esa manera, desde setiembre 2021 PETROPERÚ asume el 100% de los derechos y obligaciones para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Actualmente, se está elaborando el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de Desarrollo con la Consultora ERM. Adicionalmente, se encuentran en revisión los Términos de Referencia y Plan de Participación Ciudadana del EIA de Desarrollo a ser presentados a la autoridad.

Subsiste la problemática respecto a la indefinición respecto a si se requiere o no Consulta Previa. Al respecto, se ha sostenido reunión con SERFOR, estando pendiente reunión con MINCUL.

### Lote 192

Desde el 28.02.23 PETROPERÚ es el único operador del Lote 192 cuya operación iniciará cuando Perupetro apruebe la incorporación de un socio operador. Las actividades que PETROPERÚ ejecuta en el campo son preoperativas e incluyen: mantenimiento vial, gestión de residuos, identificación de hallazgos ambientales de responsabilidad de anteriores operadores/administradores, atención de eventos ambientales que se generen debido al estado de las instalaciones, rehabilitación del Campamento Andoas para atender al personal (alimentación, hotelería, fumigación), vigilancia de las instalaciones, generación eléctrica, entre otras.

### Lote I

Mediante Decreto Supremo N° 030-2021-EM, publicado el 25.12.21, se aprobó el Contrato de Licencia Temporal para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote I. PETROPERÚ asumió la operación y producción de hidrocarburos en el Lote I desde el 27.12.21.

PETROPERÚ opera el Lote I con 11 contratos de servicios especializados y algunos servicios complementarios son brindados por Refinería Talara con la finalidad de capitalizar sinergias.

Al cierre del mes de junio 2023, PETROPERÚ logró alcanzar niveles de producción del orden de los 487 barriles de petróleo por día y 3.3MM de pies cúbicos diarios de gas natural, asegurando la continuidad operativa del Lote I.

## 2. GESTIÓN AMBIENTAL, SOCIAL Y BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

### 2.1. GESTIÓN AMBIENTAL

PETROPERÚ enmarca su gestión y desempeño ambiental bajo el concepto estratégico de generar valor económico compartido para la Empresa y sus Stakeholders, con responsabilidad corporativa y en búsqueda permanente de la sostenibilidad de sus negocios, los entornos y poblaciones donde opera, bajo la orientación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU (ODS 2030).

Respecto a las actividades de exploración y explotación, en el Lote 64, se ha logrado la aprobación de las Autorizaciones de Colecta por parte de SERFOR y PRODUCE en el marco de la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Asimismo, a la fecha se encuentra en proceso de elaboración el Plan de Abandono por Término del Contrato de Licencia Temporal del Lote I.

En relación con el ONP, en materia de atención de emergencias, se informa que, en el último trimestre se han reportado un total de tres (03) emergencias ambientales, adicionales a las tres (03) emergencias reportadas en el primer trimestre 2023 y las dieciséis (16) emergencias ambientales reportadas en el 2022, en el recorrido de la tubería del ONP, según el siguiente detalle:

N°	FECHA	PROGRESIVA	TRAMO	ORIGEN	ESTADO
1	21.01.22	Km 59+131	Tramo I	Hecho por terceros	Ejecución de acciones de limpieza principal
2	27.02.22	Km 609+510	Tramo II	Hecho por terceros	Concluido, en verificación por parte de Autoridad Competente



# Resultados Trimestrales



N°	FECHA	PROGRESIVA	TRAMO	ORIGEN	ESTADO
3	22.03.22	Km 24+320	Tramo I	Hecho por terceros	Ejecución de acciones de limpieza principal
4	31.03.22	Km 20+189	Tramo I	Hecho por terceros	Concluido, en verificación por parte de Autoridad Competente
5	03.05.22	Km 184+528	Tramo I	Hecho por terceros	Concluido, en verificación por parte de Autoridad Competente
6	23.06.22	Km 24+259	Tramo I	Hecho por terceros	Ejecución de acciones de limpieza principal
7	01.07.22	Km 67+ 240	Tramo I	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
8	07.07.22	Km 55+396	Tramo I	Hecho por terceros	Ejecución de acciones de limpieza principal
9	29.07.22	Km 235	Tramo I	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
10	04.09.22	Km 104+190	Tramo I	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
11	10.09.22	Km 177+670	Ramal Norte	En investigación	Primera Respuesta en Ejecución
12	16.09.22	Km 42+092	Tramo I	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
13	18.10.22	Km 285+300	Tramo I	Sitio impactado	Primera Respuesta en ejecución
14	22.10.22	Km 404+650	Tramo II	Hecho por terceros	Concluido, en espera de visita de Autoridad Competente
15	22.10.22	Km 15+476	Tramo I	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
16	26.12.22	Km 51+798	Tramo I	Hecho por terceros	Primera respuesta en Ejecución
17	02.01.23	Km 43+106 y Km 43+499	Tramo I	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
18	18.01.23	Km 390+184	Tramo II	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
19	02.02.23	Km 399+860	Tramo II	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
20	10.05.23	Km 400+818	Tramo II	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución
21	15.05.23	Km 358+835	Tramo II	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución
22	30.05.23	Km 392+483	Tramo II	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución

Al respecto, PETROPERÚ viene actuando de conformidad con el esquema de respuesta a emergencias establecido en la normativa legal vigente y en nuestros Planes de Respuesta a Emergencias reportados a la Autoridad Competente.

Finalmente, PETROPERÚ informó a la fecha, sobre la culminación de los trabajos en el km 609+510, Km 20+189 y Km 184+528. Asimismo, en el Km 404+650, se encuentran en la etapa 2, a la espera de la vista de OEFA para la toma de muestras.

## 2.2. GESTIÓN SOCIAL

Durante el 2T23, PETROPERÚ ha desarrollado actividades que reafirman su compromiso con sus principales grupos de interés a través de la gestión de riesgos y buscando coadyuvar, a través de actividades de aporte al desarrollo local, al mejoramiento de la educación y la salud, la reactivación económica de sus comunidades y el fortalecimiento iniciativas en un trabajo conjunto con la autoridad local, provincial y regional.

En relación con los proyectos de educación, durante el mes de mayo se realizó la entrega de 9320 paquetes educativos en beneficio de alumnos de 27 Instituciones Educativas del nivel primaria en Iquitos (2370), Conchán (2800), Plantas Oriente (130), Plantas y Terminales Centro y Sur (4020). Adicionalmente, con el fin de contribuir con el hábito de la lectura en los escolares, se entregó en el mes de junio, 600 libros del sello editorial Copé a Instituciones Educativas rurales y urbanas de la zona de influencia de Refinería Iquitos, con lo cual se beneficia a más de cinco mil estudiantes de primaria y secundaria.

Con respecto a la salud, en mayo culminó el Programa Corporativo de Intervención para el Acompañamiento a Madres Gestantes y Familias con Niños hasta los 12 meses de edad a través del Fortalecimiento de las Estrategias Comunitarias de Salud, beneficiando a 1,147 familias (347 familias en la zona de influencia de Refinería Conchán y 800 familias en Talara) y logrando promover buenas prácticas de cuidado y nutrición. Este programa tuvo el apoyo técnico de la Fundación Baltazar y Nicolás, organización sin fines de lucro que busca promover el vínculo entre la madre o el padre con su hijo.

PETROPERÚ apuesta por los micro emprendedores a través del Programa Haz Crecer tu Negocio, mediante el cual, en el mes de junio, más de 30 emprendedores de la zona de influencia de Refinería Conchán, fueron capacitados en materia financiera, logística y de negociación. Este programa, busca repotenciar sus negocios a través de un acompañamiento permanente que les permita llevar

# Resultados Trimestrales



sus emprendimientos a un siguiente nivel, en beneficio propio y de su entorno inmediato. Adicionalmente recibirán asistencia técnica personalizada.

En junio se dio inicio al Programa de Formación Musical que busca fomentar las capacidades artísticas entre alumnos de secundaria de cinco instituciones educativas de Villa El Salvador, pertenecientes al área de influencia de Refinería Conchán. El programa incluye clases presenciales para aprender diversos instrumentos musicales, como violín, contrabajo, cello, entre otros.

Durante en segundo trimestre, en Talara se desarrolló el concurso ambiental "Mi Cole Recicla", realizado en coordinación con la Municipalidad Provincial de Talara. Esta iniciativa busca una mayor sensibilización ambiental en la población estudiantil y la mejora del manejo y disposición final de los residuos sólidos aprovechables, a fin de tomar acción ante la problemática que aqueja a esa ciudad. La Empresa entregó más de 60 computadoras portátiles de última generación a los 09 colegios que tuvieron destacada participación, evaluándose la creatividad e innovación de las propuestas de estaciones de reciclaje, así como el acopio de residuos sólidos aprovechables.

## 2.3. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

El 05.04.23 presentó su renuncia al Directorio el Sr. Edmundo Raúl Antonio Lizarzaburu Bolaños, mientras que el 24.04.23 presentaron su renuncia los Srs. Carlos Edgar Vives Suárez y Víctor Murillo Huamán. Asimismo, la Junta General de Accionistas incorporó al Directorio a la Sra. Brigitt Bruna Bencich Aguilar, a partir del 24.04.23, a los Sres. Pedro Augusto Méndez Milla y Artemio Reátegui Soria, a partir del 26.04.23 y se designó como Presidente del Directorio al Sr. Pedro Oswaldo Chira Fernández a partir del 26.04.23. Además, se formalizó la elección del señor Antonio Leonardo Manosalva Alarcón como representante de los trabajadores en el Directorio a partir del 12.05.23.

Considerando los cambios en el Directorio, mediante AD N° 068-2023-PP del 08.06.23, se aprobó la designación de los miembros en los comités de Buenas Prácticas de Gobierno Corporativo, Administración, Auditoría y Control, e Innovación y Desarrollo de Negocios.

En sesión del 08.06.23 el Directorio aprobó el Informe Bienal de Buen Gobierno Corporativo 2021 – 2022 el cual expone las fortalezas y limitaciones del gobierno corporativo de PETROPERÚ en ambos periodos.

## 3. ACCIONES COPORATIVAS

En enero 2023, se inició el servicio de consultoría especializada internacional "Plan de Reestructuración de PETROPERÚ", en cumplimiento al Decreto de Urgencia N° 023-2022 de octubre de 2022 llevado a cabo por el Consorcio Arthur D. Little – Columbus HB Latam (en adelante "el Consorcio"). Al cierre de junio 2023 el Consorcio ha venido trabajando de la mano de las gerencias de PETROPERÚ y es así que el 08.04.23 se le otorgó la conformidad al Primer Informe: Diagnóstico y Propuesta Integral correspondiente al Entregable de la Fase N° 1 del Plan de Reestructuración. El 03.05.23 el Consorcio presentó la versión final del Primer Informe: Diagnóstico y Propuesta Integral, ajustado a los comentarios del Directorio. El 02.05.23 el Consorcio presentó la propuesta preliminar del Segundo Informe: Reforzar la Gobernanza I - Propuesta de Modificación de Documentos Societarios; el 10.06.23 y 28.06.23 el Consorcio presentó las versiones actualizadas del Segundo Informe – Gobernanza I. El 29.05.23 el Consorcio presentó las propuestas preliminares del Segundo Informe: Reforzar la Gobernanza II, Tercer Informe: Sostenibilidad Financiera, Cuarto Informe: Sostenibilidad de las Operaciones y Quinto Informe: Plan de Implementación de Resultados; del 13 al 15 de junio y del 28 de junio al 03 de julio la Consultora presentó las versiones actualizadas y continúa procesando la resolución de las observaciones adicionales presentadas.

Respecto a la gestión ESG, PETROPERU viene desarrollando 3 actividades, las cuales están a cargo del Grupo S&P Global, que buscan visibilizar a la empresa en el estándar ESG a nivel local e internacional:

ESG Score: es una evaluación objetiva (cuantitativa) del desempeño de una empresa basada en criterios ambientales, sociales y de gobernanza. En marzo de 2023 se obtuvo la puntuación ESG de 28 en la Evaluación de Sostenibilidad Corporativa (CSA). Actualmente se realizan las gestiones preliminares para iniciar la CSA 2023 para la segunda mitad del 2023.

Reporte TCFD: es el Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima. S&P Global ha elaborado la estimación de los riesgos políticos y de mercado. Se estima concluir con el cálculo de los riesgos físicos a mediados del tercer trimestre de 2023.

Estrategia y Plan de Sostenibilidad con foco en ESG: apoyo especializado en temas ESG para elaborar la estrategia ESG y el plan de sostenibilidad. Durante la primera mitad del año S&P Global ha realizado dos Workshops en el que se han presentado iniciativas enfocadas a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, los cuales tendrían impacto positivo en el corto plazo (Quick Wins). Se estima concluir con el servicio en el tercer trimestre de 2023.

# Resultados Trimestrales



## 4. RESUMEN FINANCIERO

### 4.1. ESTADO DE RESULTADOS

En Millones de US\$	2020	2021	2022	LTM 2T23	2T22	1T23	2T23	YoY <sup>(1)</sup>	QoQ <sup>(2)</sup>
Ventas Nacionales	2,818	3,801	4,906	3,864	1,405	808	813	-42%	1%
Ventas al Exterior	228	356	628	537	189	89	122	-36%	37%
Otros Ingresos Operacionales	76	62	56	60	13	15	15	12%	4%
<b>Total Ingresos</b>	<b>3,122</b>	<b>4,218</b>	<b>5,591</b>	<b>4,461</b>	<b>1,607</b>	<b>911</b>	<b>949</b>	<b>-41%</b>	<b>4%</b>
Costo de Ventas	-2,862	-3,764	-5,540	-4,930	-1,438	-1,002	-1,082	-25%	8%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	92%	89%	99%	111%	-89%	-110%	-114%	25pp	4pp
<b>Ganancia Bruta</b>	<b>259</b>	<b>454</b>	<b>50</b>	<b>-469</b>	<b>169</b>	<b>-91</b>	<b>-133</b>	<b>-100%</b>	<b>47%</b>
Margen Bruto (%)	8%	11%	1%	-11%	11%	-10%	-14%	-25pp	-4pp
Gastos Operativos	-259	-194	-264	-241	-65	-45	-58	-10%	29%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	8%	5%	5%	5%	4%	5%	6%	2pp	1pp
<b>Resultado Operativo</b>	<b>0.2</b>	<b>260</b>	<b>-214</b>	<b>-709</b>	<b>104</b>	<b>-136</b>	<b>-191</b>	<b>-100%</b>	<b>-41%</b>
Margen Operativo (%)	0.01%	6%	-4%	-16%	6%	-15%	-20%	-27pp	-5pp
<b>Resultado Neto</b>	<b>-67</b>	<b>68</b>	<b>-280</b>	<b>-775</b>	<b>8</b>	<b>-158</b>	<b>-222</b>	<b>-100%</b>	<b>-41%</b>
Margen Neto (%)	-2%	2%	-5%	-17%	0.5%	-17%	-23%	-24pp	-6pp
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>131</b>	<b>281</b>	<b>-106</b>	<b>-558</b>	<b>122</b>	<b>-104</b>	<b>-121</b>	<b>-100%</b>	<b>-17%</b>
Margen de EBITDA Ajustado (%)	4%	7%	-2%	-13%	8%	-11%	-13%	-20pp	-1pp
<b>EBITDA Ajustado (LTM)</b>	<b>131</b>	<b>281</b>	<b>-106</b>	<b>-558</b>	<b>286</b>	<b>-316</b>	<b>-558</b>	<b>-100%</b>	<b>-77%</b>

(1) Year-over-year (YoY): Compara los resultados financieros con los del mismo periodo del año anterior.

(2) Quarter-on-quarter (QoQ): Compara los resultados financieros entre un trimestre y el trimestre anterior.

### 4.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

En Millones de US\$	2020	2021	2022	LTM 2T23	2T22	1T23	2T23	YoY	QoQ
<b>Saldo Inicial</b>	<b>376</b>	<b>85</b>	<b>240</b>	<b>32</b>	<b>89</b>	<b>89</b>	<b>111</b>	<b>25%</b>	<b>26%</b>
Flujo de Caja Operativo	455	363	-1,261	-210	-823	27	209	+100%	-100%
Flujo de Actividades de Inversión	-962	-825	-656	-564	-150	-109	-129	14%	-18%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento	224	629	1,774	886	918	102	-54	-100%	-100%
Variación Tipo de cambio	-8	-12	-8	-3	-2	3	3	+100%	31%
<b>Saldo Final</b>	<b>85</b>	<b>240</b>	<b>89</b>	<b>141</b>	<b>32</b>	<b>111</b>	<b>141</b>	<b>+100%</b>	<b>27%</b>

El Saldo Final se encuentra afectado por las variaciones de tipo de cambio en el efectivo y equivalente de efectivo.

### 4.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

En Millones de US\$	2020	2021	2022	AL 2T23	2T22	1T23	2T23	YoY	QoQ
Activo Corriente	951	1,459	2,107	1,667	1,982	1,859	1,667	-16%	-10%
Activo No Corriente	6,308	7,227	7,848	8,059	7,500	7,983	8,059	7%	1%
<b>Total Activos</b>	<b>7,260</b>	<b>8,686</b>	<b>9,955</b>	<b>9,726</b>	<b>9,482</b>	<b>9,842</b>	<b>9,726</b>	<b>3%</b>	<b>-1%</b>
Deuda Financiera a Corto Plazo	1,197	825	1,002	1,629	1,804	1,400	1,629	-10%	16%
Deuda Financiera a Largo Plazo	3,218	4,241	4,762	4,237	4,083	4,536	4,237	4%	-7%
<b>Total Deuda Financiera</b>	<b>4,414</b>	<b>5,065</b>	<b>5,765</b>	<b>5,866</b>	<b>5,888</b>	<b>5,936</b>	<b>5,866</b>	<b>0%</b>	<b>-1%</b>
Otros Pasivos	1,004	1,711	2,298	1,885	1,572	1,946	1,885	20%	-3%
<b>Total Pasivo</b>	<b>5,419</b>	<b>6,777</b>	<b>7,312</b>	<b>7,453</b>	<b>7,459</b>	<b>7,357</b>	<b>7,453</b>	<b>-0.1%</b>	<b>1%</b>
Patrimonio	1,841	1,909	2,643	2,273	2,023	2,485	2,273	12%	-9%
<b>Total Pasivo + Patrimonio</b>	<b>7,260</b>	<b>8,686</b>	<b>9,955</b>	<b>9,726</b>	<b>9,482</b>	<b>9,842</b>	<b>9,726</b>	<b>3%</b>	<b>-1%</b>
Pasivo Corriente	2,083	2,301	2,261	2,995	3,060	2,562	2,995	-2%	17%
Capital de Trabajo	-1,132	-843	-154	-1,328	-1,078	-703	-1,328	-23%	-89%
Deuda / EBITDA (LTM)	34x	18x	-54x	-11x	21x	-19x	-11x	-100%	44%