



Informe Mensual de Energía y Minería

16 de febrero de 2023

Gerencia de Políticas y Análisis Económico - GPAE



 **Osinergmin**



Contenido

Presentación	3
SECTOR HIDROCARBUROS: Precios de combustibles en Estados Unidos y Perú	4
1. EE.UU.: WTI, gasolina regular y diésel	4
2. Revisión de precios de gasolina y diésel en EE.UU. y Perú	9
3. Comentarios finales	16
4. Referencias.....	17
SECTOR ELÉCTRICO: Modificación de Contratos de Suministro de la Ley 28832	18
1. Diseño regulatorio de los Contratos de Suministros	18
2. Resultados de los Contratos de Suministro	22
3. Referencias.....	27
SECTOR MINERO: ¿Cómo empezamos el 2023 en cobre?.....	28
1. Radiografía a la minería de cobre peruana.....	28
2. Estadística comparativa regional y prospectiva.....	34
3. Referencias.....	38

Presentación

Como parte de sus actividades asociadas a la gestión del conocimiento dentro del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú – Osinergmin, la Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE) realiza un seguimiento a los principales eventos y discusiones de política en los sectores energético y minero. Este esfuerzo se traduce en el Informe Mensual de Energía y Minería (IMEM) sobre las industrias reguladas y supervisadas por Osinergmin (hidrocarburos, electricidad y minería).

Los IMEM buscan sintetizar los principales puntos de discusión de los temas económicos vinculados a las industrias bajo el ámbito de Osinergmin, dando a conocer el posible desarrollo o la evolución futura de estos sectores. El presente Informe aborda los temas relacionados a: i) precios de combustibles en Estados Unidos y Perú, ii) Modificación de Contratos de Suministro de la Ley 28832, y iii) ¿Cómo empezamos el 2023 en cobre?

Los comentarios y sugerencias se pueden enviar a la siguiente dirección de correo electrónico: gpae@osinergmin.gob.pe

Jorge Carlos Trelles Cassinelli
Gerente de Políticas y Análisis Económico

SECTOR HIDROCARBUROS: Precios de combustibles en Estados Unidos y Perú

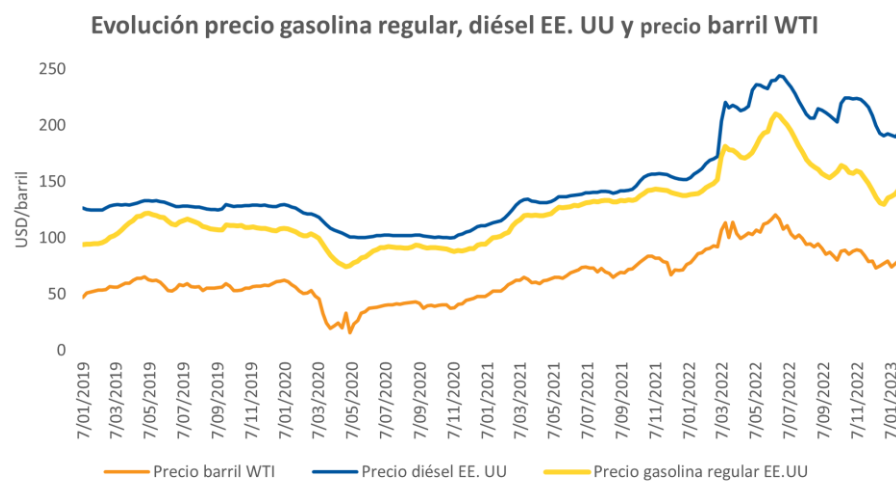
Los precios locales de combustibles de los próximos dos años estarán influenciados por la tendencia decreciente de los precios internacionales y también por factores locales que refuerzan la reducción de los mismos, como son la sustitución de combustibles (gasolinas por GNV o GLP) y la puesta en operación comercial de la Nueva Refinería de Talara. No obstante, el traslado de la variabilidad de los precios internacionales estará acotado por el FEPC y tomará más tiempo su traslado hacia los precios a los usuarios finales.

1. EE.UU.: WTI, gasolina regular y diésel

1.1. Comovimientos en el mercado de combustible

De acuerdo con los últimos registros recogidos por la Administración de Información de Energía (EIA, por sus siglas en inglés), el West Texas Intermediate (WTI) alcanzó un pico de \$ 120 /b, el 13 de junio de 2022, y desde entonces mantuvo una tendencia a la baja. En esa misma línea, el precio de la gasolina regular en los EE.UU. alcanzó el pico de \$ 4.96 /g el 20 de junio de 2022 (7 días después del pico del WTI, siendo mayor en \$88.32 /b a este pico) y a partir de esta fecha, mantuvo una tendencia decreciente. Este comportamiento se repitió para el diésel que alcanzó un pico de \$ 5.78 /g, el 27 de junio de 2022 (14 días después del pico del WTI, siendo mayor en \$122.76 /b a este pico), y luego mantuvo una tendencia a la baja. Estos patrones de comportamiento similares con rezagos de la gasolina regular y el diésel respecto del precio del WTI evidencian la existencia de comovimientos en este mercado. (ver **gráfico 1**)

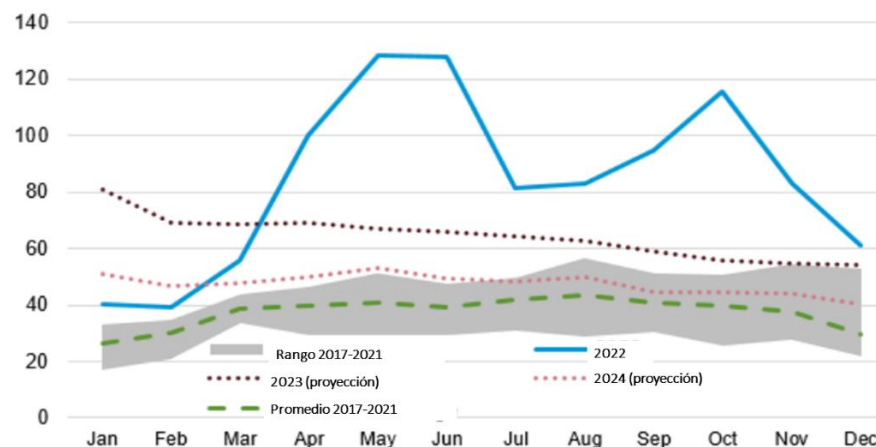
Gráfico 1. Evolución del precio del WTI, gasolina regular y diésel en EE.UU.



Fuente: EIA (enero 2023). Elaboración: GPAE-Osinermin.

No obstante, la caída de los precios, el diferencial (*crack spreads*) entre los precios del crudo (WTI) y sus derivados (diésel y gasolina regular) se mantiene alto. La EIA (enero 2023), en referencia a este diferencial, señala que se espera que durante el 2023 continúen los altos diferenciales de crack, los cuales a mitad del año 2022 alcanzaron valores exorbitantes, luego de que el WTI llegara al pico de \$120 /b. Los diferenciales de crack se consideran una medida aproximada de la rentabilidad para las refinerías; pues suponen una medición de los incentivos necesarios de la racionalidad económica de seguir produciendo. En el 2022, las tasas de utilización de las refinerías alcanzaron el 91.7%. De acuerdo a proyecciones realizadas por la EIA, se espera que durante gran parte del año 2023 el crack spread se **mantenga** por encima del rango de valores registrados durante el periodo 2017-2021, en tanto en los meses de noviembre y diciembre se proyecta que este vuelva a valores cercanos al periodo indicado. Para el 2024 se espera conserve la misma tendencia de los últimos meses del 2023 y tome valores cercanos al promedio 2017-2021. (ver **gráfico 2**)

Gráfico 2. Proyecciones de crack spread 3-2-1 para refinerías en EE.UU.
(centavos por galón)



Fuente y elaboración: EIA -Proyecciones de corto plazo, enero 2023.

Nota: El crack spread 3-2-1 es calculado a través de la sustracción del valor del galón de crudo Brent¹ (precio promedio al contado Brent) y el precio del galón conformado por 2/3 de la gasolina y 1/3 de diésel (precio de refinería para reventa).

1.2. Perspectivas energéticas de corto plazo en EE.UU.

De acuerdo con la última proyección publicada el 7 de febrero de 2023 por la EIA se espera que, tanto en el 2023 como en el 2024, los precios del WTI y los productos derivados (gasolina regular y diésel) registren un descenso.

¹ Basar el *crack spread* en el WTI no es representativo de los márgenes para la mayoría de las refinerías en EE.UU., especialmente para aquellas ubicadas en la costa del Golfo, área donde se encuentra aproximadamente el 50% de la capacidad de refinación de los Estados Unidos. La razón de este hecho es que el *crack spread* al ser un estimador de los márgenes de refinación; no toman en cuenta todos los ingresos por productos de refinería y excluyen los costos de refinación distintos del costo del petróleo crudo de esta forma el petróleo crudo es el principal costo variable que enfrentan las refinerías, sin embargo; solo hay unas pocas refinerías, ubicadas en el medio oeste, con acceso a la tubería de Cushing, Oklahoma, un importante lugar también de almacenamiento de petróleo crudo y punto de entrega para el contrato de petróleo crudo NYMEX (contrato por el que se negocia los futuros del WTI). Recuperado de <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=3710>

La EIA (febrero 2023) proyectó que el WTI alcanzaría un valor de \$77.84 /b en el 2023, 18% por debajo del 2022. Este hecho tendría relación con las perspectivas a la baja de los precios de los productos derivados como la gasolina regular y el diésel, los cuales presentarían descensos de 14.6% y 15,7%, respectivamente. En tanto que para el año 2024, se espera que, a pesar que el ritmo de decrecimiento disminuya, continúe la tendencia a la baja de los precios de los combustibles mencionados.

Los factores que impulsarían el descenso de los precios del WTI, diésel y gasolina regular en EE.UU. son: i) las perspectivas de un menor crecimiento en 2023, el cual impactará en la demanda tanto de crudo como de sus derivados; y ii) la mayor producción relacionada a mejoras en infraestructura y aumento de capacidad de refino en los EE.UU., así como la racionalidad económica de optar por producir y refinar más dado que el margen de refino seguiría siendo mayor al promedio registrado en 2017-2021. Cabe mencionar que el segundo factor mantiene estrecha relación con las perspectivas de incremento de los inventarios en el año 2023, por el lado del petróleo crudo se espera que los inventarios se ubiquen en 456.7 millones de barriles, 7.2% mayor a lo registrado en el 2022; mientras que para la gasolina y el diésel se espera que aumente en 9.3% y 4.3%, respectivamente. (ver **cuadro 1**)

Cuadro 1. Perspectivas energéticas de corto plazo en EE.UU.

	Año			Ratio de crecimiento	
	2022	2023	2024	2022-2023	2023-2024
WTI (USD/barril)	94.91	77.84	71.57	-18.00%	-8.10%
Gasolina regular de EE.UU. (USD/galón)	3.97	3.39	3.10	-14.60%	-8.70%
Diésel de EE.UU. (USD/galón)	5.02	4.23	3.70	-15.70%	-12.60%
Inventarios Petróleo Crudo EE.UU. (millones de barriles)	426.10	456.70	472.80	7.20%	3.50%
Inventarios Total Gasolina EE.UU. (millones de barriles)	223.80	244.80	245.80	9.30%	0.40%
Inventarios diésel EE.UU. (millones de barriles)	118.50	123.60	120.20	4.30%	-2.70%

Fuente: EIA (7 de febrero 2023). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

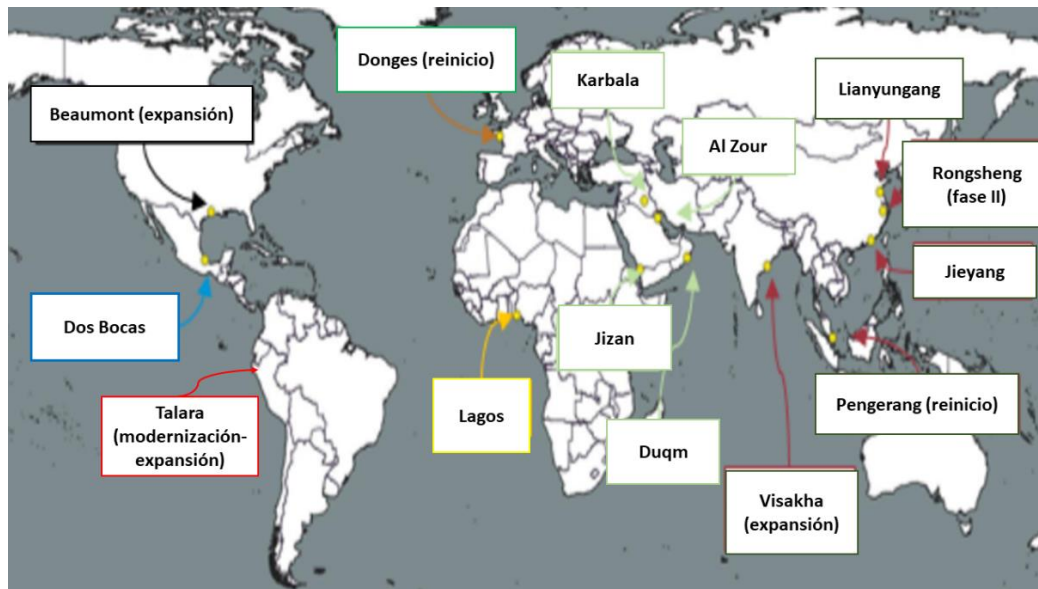
La EIA (febrero 2023) proyecta que en el 2023 los precios del WTI promedien los \$ 77.84 el barril; mientras que el de la gasolina y diésel oscilen entre los \$ 3.39 y \$ 4.23 el galón, respectivamente. Sin embargo, la EIA espera que estos precios aún se encuentren por encima del promedio del periodo 2017-2021, aunque **registrarían** una disminución respecto a lo observado en el 2022, ello como consecuencia del menor crecimiento de la economía en el 2023. Otra de las razones que impactaría en la disminución de los precios, es la mayor producción esperada de productos petrolíferos durante el 2023, esto impulsado ciertamente por precios y *crack spreads* altos comparado con promedios de periodos anteriores. Además,

se esperan mejoras en infraestructura, tanto a nivel de los EE.UU. como a nivel mundial, lo que permitiría aumentar la oferta de los derivados del crudo.

Por el lado de los EE.UU., la importante expansión de la refinería Beaumont de ExxonMobil agregaría 0.25 millones de bpd de capacidad adicional de procesamiento. En tanto que para el 2024 se proyecta el cierre programado de la refinería LyondellBasel ubicada en Houston, lo que reduciría la capacidad de utilización en comparación con el 2023. Mientras que a nivel mundial proyectos como el de Al Zour en Kuwait se espera permitan (ver **ilustración 1**):

- Cubrir la demanda europea de productos derivados de petróleo, especialmente luego de la entrada en vigencia de las restricciones de productos marítimos rusos en febrero de 2023.
- Aumentar la disponibilidad de productos derivados del petróleo a nivel mundial.
- Contribuir a precios y márgenes de rentabilidad relativamente más bajos para los productos refinados del petróleo, como la gasolina y el diésel.
- Reducir las exportaciones de crudo y derivados de los EE.UU.

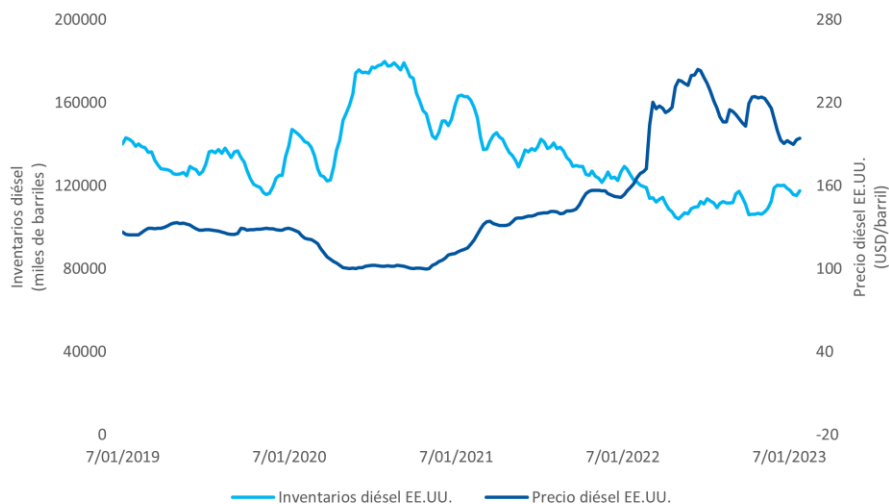
Ilustración 1: Proyectos de refinerías a nivel global, período 2022-2023



Fuente: EIA (enero 2023). Elaboración: EIA (enero 2023) y GPAE-Osinergmin.

Además, otra de las variables que anticipan el comportamiento esperado de los precios del diésel y de la gasolina regular es la evolución de los inventarios. Un rápido descenso de estos, como el registrado a principios del año 2022, producto de la guerra entre Rusia y Ucrania, por lo general viene acompañado de un aumento en precios. Esto claramente se puede observar para el caso del diésel, el cual desde el segundo trimestre de 2021, y acentuándose en principios de 2022, la rápida caída de inventarios vino acompañada del alza de precios (ver **gráfico 3**), el cual llegó a un pico de \$ 5.78 /g el 27 de junio pasado. Luego de esto, los inventarios se han mantenido estables cerrando el 2022 en aproximadamente 118.5 millones de barriles. Para el 2023, las proyecciones de corto plazo elaboradas por la EIA (febrero 2023) indican que estos tendrían un ligero aumento y se ubicarían en los 123.6 millones de barriles; mientras que en el 2024 se espera que lleguen a la cifra de 120.2 millones de barriles.

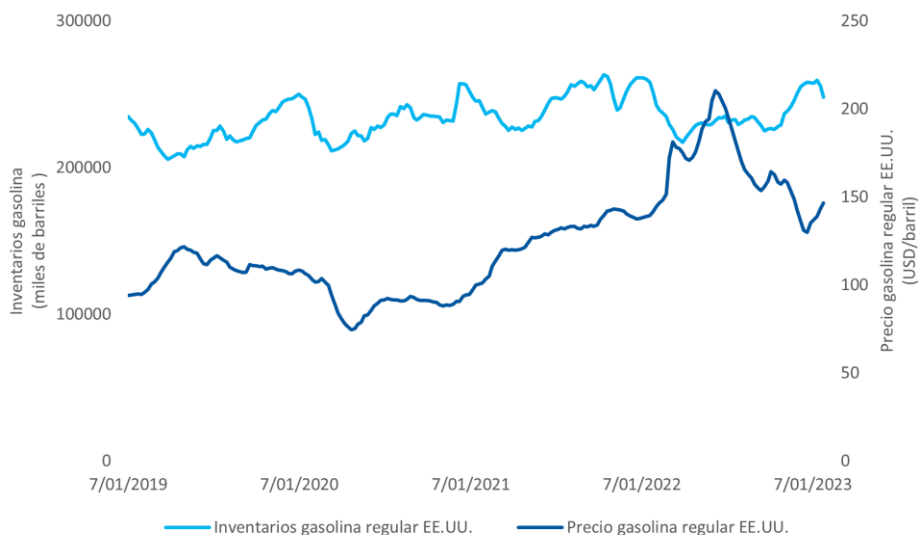
Gráfico 3. Precio e inventario de diésel en EE.UU.



Fuente: EIA (enero 2023). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Por el lado de la gasolina regular, al igual que el del diésel, la EIA (febrero 2023) espera un aumento de inventarios tanto en 2023 como 2024, ubicándose en 244.8 y 245.8 millones de barriles respectivamente. Cabe mencionar que durante el 2022, se registró una caída en inventarios de 3.6% respecto a 2021 lo que trajo como consecuencia un incremento en el precio, el mismo que el 20 de junio de 2022 alcanzó un pico \$ 4.96 /g (ver **gráfico 4**); no obstante, esta situación de caída de inventarios comenzó a revertirse desde mediados del año 2022 hecho que guarda armonía con el descenso del precio de la gasolina regular.

Gráfico 4. Precio e inventarios de la gasolina regular en EE.UU.



Fuente: EIA (enero 2023). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Las proyecciones de precios realizadas por la EIA (febrero 2023) se encuentran alineadas a sus proyecciones de la producción global de hidrocarburos líquidos, la cual se espera se sitúe en promedio en los 101.1 millones bpd en 2023 y 102.61 millones bpd en 2024, superando los 99.5 millones bpd registrados el año 2022; esto como consecuencia del impulso generado por la mayor producción fuera de la OPEP. En tanto que la demanda mundial de combustibles líquidos se espera se sitúe en 100.47 millones de bpd en 2023; mientras que para el 2024, se sitúe en 102.46 millones bpd, ambas cifras por encima de los 99.36 millones bpd de 2022. Sin embargo, un aspecto a considerar es que tanto la oferta como la demanda están sujetas a cuestiones relacionadas con la incertidumbre, la primera vinculada al suministro de petróleo ruso, factor que se espera se mantenga al menos a principios de este año, y la segunda viene desde el lado de las restricciones impuestas por el gobierno chino para palear los contagios por COVID-19, lo cual podría afectar las previsiones de demanda mundial. De mantenerse estas proyecciones, la producción global de combustibles líquidos será mayor que la demanda y, por tanto, se espera que los inventarios mundiales aumenten en los próximos dos años, haciendo que los precios del crudo y sus derivados disminuyan.

2. Revisión de precios de gasolina y diésel en EE.UU. y Perú

En el Perú, los precios de los derivados del petróleo se determinan a partir de la interacción entre la oferta y la demanda. Existe un conjunto de factores externos e internos que impactan, principalmente, en la oferta. Respecto a los factores externos, un exceso de oferta de derivados del petróleo, y el impacto del Covid-19 que paralizó la economía en todo el mundo, trajeron por consecuencia que los precios se reduzcan desde mediados de 2019 hasta abril de 2020. En ese mismo sentido, el conflicto entre Rusia y Ucrania generó la subida de los precios de los combustibles, llegando a un pico a mediados del 2022; el cual fue amortiguado por el debilitamiento de la demanda; ya que la inflación en EE.UU. llegó a un máximo de 9.1% en junio de 2022, lo que obligó a la Reserva Federal a subir aún más la tasa de interés, lo cual contribuyó con la caída de los precios de combustibles durante el segundo semestre de 2022 (Gestión, 14 de diciembre de 2022 y 13 de febrero de 2023). (ver **gráfico 5**)

Por el lado de los factores internos, los oleajes anómalos en la costa peruana registrados en agosto de 2022, y el problema financiero para importar combustibles por parte de Petroperú en el segundo semestre de 2022, impulsaron el aumento de los precios de los combustibles; mientras que: i) el aumento de las conversiones a GLP o GNV del parque automotor de vehículos gasolineros que usan gasohol 90, y ii) el cierre de vías a nivel nacional por las protestas realizadas, entre el 14 de enero y la semana del 06 de febrero de 2023, que produjo la disminución de la demanda del diésel (-23%) y gasohol 90 (-20%) en dicho período (Trelles, J. *et al*, 06 de febrero de 2023, pp. 23-24), impulsaron la disminución de los precios de los derivados del petróleo en Perú.

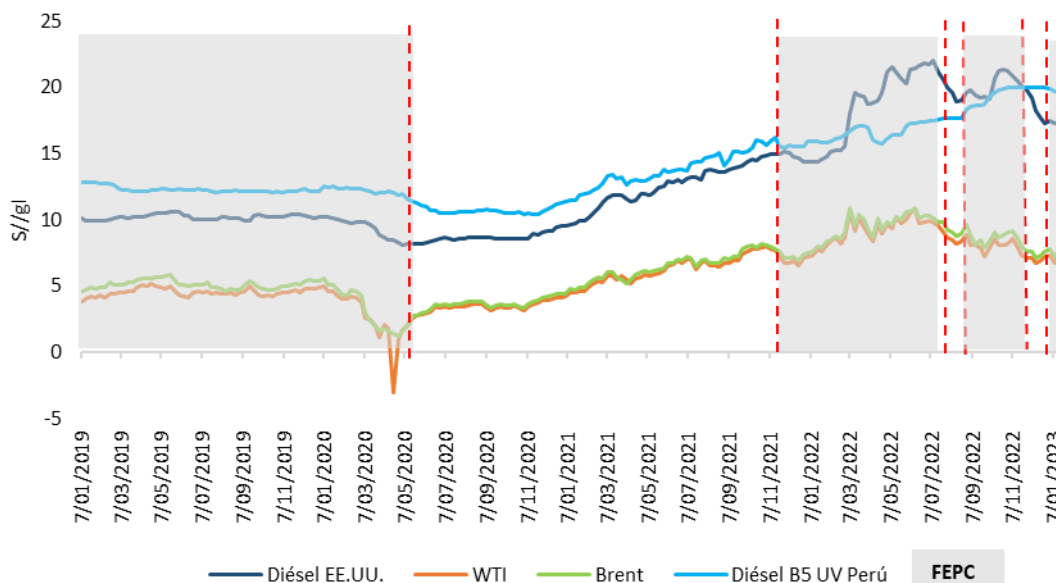
Finalmente, los precios locales del diésel y gasohol 90 podrían tener un impulso adicional a la baja en 2023 debido a la puesta en operación comercial de la Nueva Refinería de Talara (NRT) de Petroperú. Actualmente, la NRT ya viene produciendo 30 000 barriles por día (BPD) de diésel (y llegaría hasta 41 000 BPD de diésel) y sumado a la producción de gasolinas y GLP, llegaría hasta los 95 000 BPD de producción de derivados del petróleo en el primer semestre de 2023 (La República, 10 de febrero de 2023).

2.1. Diésel de EE.UU. y Perú

En el Perú, el FEPC posibilitó que el precio del diésel se mantenga estable, desde el 16 noviembre de 2021 hasta el día de hoy, en comparación con su equivalente de EE.UU. (ver **gráfico 5**). Asimismo, se observa que cuando el WTI alcanzó un pico el 13 de junio de 2022, el diésel de EE.UU. alcanzó su nivel más alto 14 días después; mientras que, para el caso del Perú la tendencia se mantuvo creciente hasta fines del 2022.

La explicación de por qué el precio del diésel, desde el 16 de noviembre de 2021 hasta el día de hoy, no sigue el comportamiento del WTI se debe a su inclusión en el FEPC, ya que cuando no se encontraba en el FEPC o estuvo por períodos muy cortos (2019-15.11.2021), sí evidenció patrones de comportamiento similares al del precio del diésel de EE.UU. y WTI.

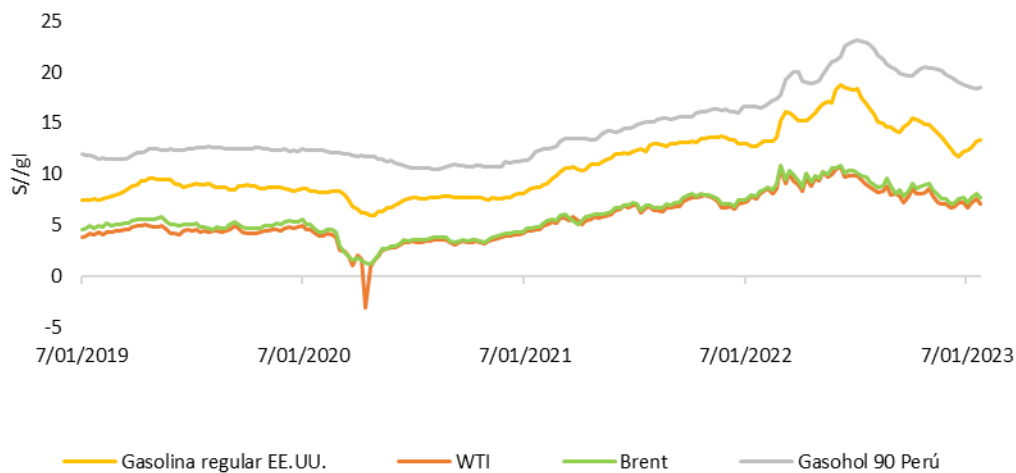
Gráfico 5: Comparación de precios del crudo y diésel de EE.UU. y Perú



Fuente: Bloomberg, DSR-Osinergmin y EIA. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En términos de variaciones semanales, se encontró que el precio del diésel B5 de uso vehicular de Perú presentó menor volatilidad que el del diésel de EE.UU., debido a que el precio del diésel de Perú se encontraba en el FEPC. Así, cuando el precio de este combustible no se encontraba dentro del FEPC o estuvo por períodos muy cortos (mayo 2020 - noviembre 2021), la variabilidad del diésel peruano fue mayor que la de EE.UU. (ver **gráfico 6**)

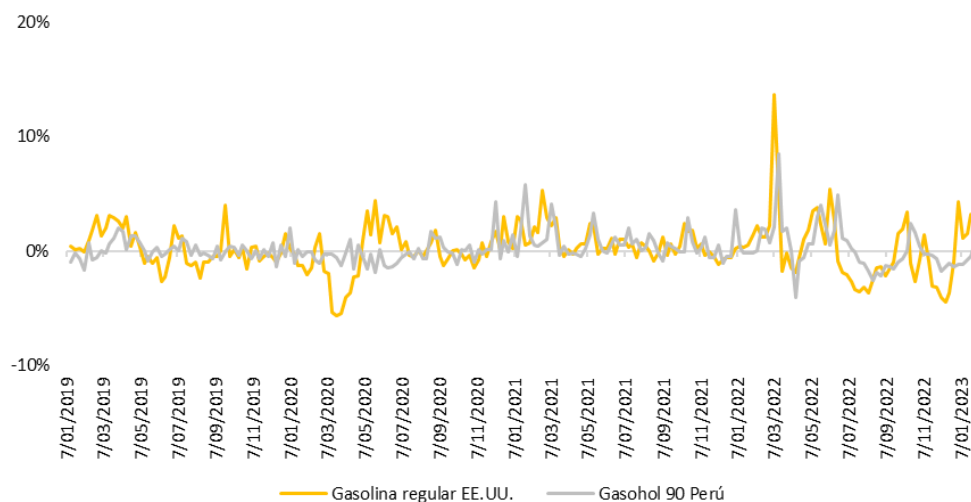
Gráfico 7: Precios del crudo, gasolina regular de EE.UU. y gasohol 90 de Perú



Fuente: Bloomberg, DSR-Osinergmin y EIA. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En la revisión de las variaciones de la gasolina regular y gasohol 90, se registró un comportamiento muy similar desde finales del 2020. Sin embargo, entre el segundo y tercer trimestre de 2020 la gasolina regular de EE.UU. tuvo un comportamiento no coincidente dentro del periodo de análisis, con una reducción del 5.4%, el 23 de marzo de 2020, siendo la caída más pronunciada de la serie analizada (ver **gráfico 8**). Dicho comportamiento se habría dado debido al temor de una posible recesión generada por la pandemia y la pugna entre EE.UU. y Arabia Saudita por ser estabilizadores de precios del crudo (CNN Business, 19 de marzo de 2020).

Gráfico 8: Variaciones de precios semanales de gasolina regular de EE.UU. y gasohol 90 de Perú



Fuente: DSR-Osinergmin y EIA. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Al profundizar en el análisis de la evolución de los precios, se observa que desde el 2019 las variaciones de los precios locales (sea para EE.UU o Perú) no fueron en el mismo sentido que las del WTI. De las variaciones sucesivas, el WTI presentó más incrementos sucesivos (103) que reducciones (54), situación que se repite en las variaciones de los precios del diésel y gasolina regular de EE.UU. Por otro lado, los combustibles peruanos han tenido una relación inversa, siendo las reducciones del diésel las que presentan una mayor brecha (42 reducciones) con respecto al WTI y 32 con respecto al diésel de EE.UU. El gasohol 90 presentó mayor número de reducciones (89) que la gasolina regular de EE.UU. (83), y por encima que las reducciones del WTI (ver **cuadro 2**).

Sobre este aspecto, se puede concluir que, durante el periodo de análisis se encontraron más incrementos que reducciones en el WTI, diésel de EE.UU. y la gasolina regular de EE.UU., considerando que la reactivación económica global ha impulsado esta relación; no obstante, en Perú se presentó más reducciones para el diésel y el gasohol 90, tendencia que podría continuar en el corto plazo. Entre las principales causas del comportamiento distinto de los precios de los combustibles de Perú se podría deber, para el caso del diésel, a la inclusión de este combustible en FEPC, cuyo objetivo fue que estos incrementos no se hagan sentir de forma pronunciada en el consumidor final; y para el caso del gasohol 90, a la destrucción de la demanda (sustitución por el GLP y GNV) debido a los altos precios del combustible registrados en el año 2022.

Cuadro 2: Conteo de variaciones semanales sucesivos por tipo de combustible y tendencia (N° de variaciones)

	WTI	Diésel EE.UU	Diésel Perú	Gasolina regular	Gasohol 90
Incrementos	103	95	86	108	84
Reducciones	54	64	96	83	89

Fuente: DSR-Osinergmin y EIA. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

El **cuadro 3** presenta la duración promedio de las variaciones representada en número de semanas. La gasolina regular de EE.UU. registró, en promedio, la mayor duración de caídas y alzas de precios con 5 semanas. En el Perú, el diésel registró la variación más prolongada con un incremento promedio de 4 semanas seguidas. Como es de esperar, el WTI muestra variaciones más cortas por ser un precio de tipo spot, con una duración promedio de dos semanas en variaciones positivas y negativas.

Cuadro 3: Duración promedio de variaciones sucesivas (Número de semanas)

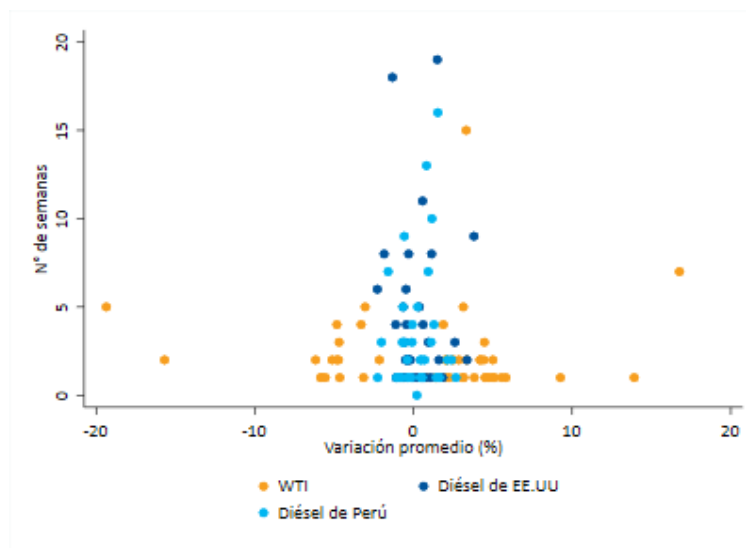
		Reducción	Incremento
EE.UU.	WTI	2	2
	Diésel	4	5
	Gasolina regular	5	5
Perú	Diésel	3	4
	Gasohol 90	3	3

Fuente: DSR-Osinergmin y EIA. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Los resultados muestran que el ajuste de los precios para el caso del WTI ocurre durante un intervalo promedio de dos semanas; mientras que, para el caso del diésel y las gasolinas tanto de EE.UU. como del Perú se dan en un intervalo más prolongado. Al respecto, Barro (1972) argumenta que los precios se mantienen fijos para pequeños cambios en los costos; pues existen costos fijos de ajuste. De este modo, los ajustes solo ocurrirían cuando la variable subyacente se encuentra por encima de un límite superior o por debajo de un límite inferior.

En este sentido, el WTI presenta una mayor cantidad de variaciones en un periodo corto (aproximadamente un mes), estas variaciones alcanzaron un porcentaje máximo del 20%, sea al alza o a la baja (ver **gráfico 9**). Mientras que, para el caso del diésel, los ajustes resultan menores y con periodos que van de cinco meses para el caso norteamericano y cercanos a cuatros meses para el peruano.

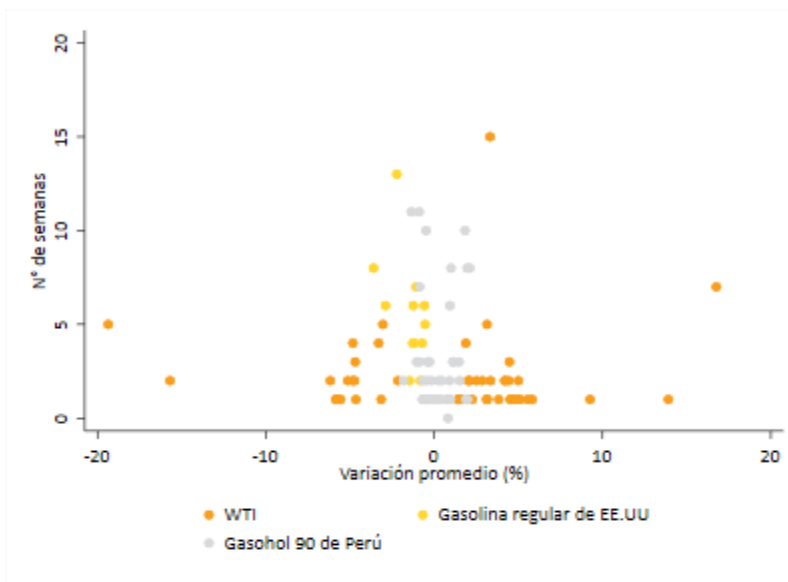
Gráfico 9: Relación de variaciones sucesivas por intensidad y duración para el diésel



Fuente: DSR-Osinergmin y EIA. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En **gráfico 10** podemos observar que este mismo comportamiento se repite para el caso de las gasolinas.

Gráfico 10: Relación de variaciones sucesivas por intensidad y duración para el diésel



Fuente: DSR-Osinergmin y EIA. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

El **cuadro 4** presenta las variaciones promedio con mayor impacto, su duración y fecha de inicio. Por parte del WTI se observa que las variaciones sucesivas de mayor impacto se han dado en el primer trimestre de 2020, afectados principalmente por las secuelas de la pandemia, los efectos del incremento de la reactivación mundial y la guerra entre Rusia y Ucrania. Sin embargo, se evidencian diferencias sustanciales entre EE.UU. y Perú. Así, se tiene que las mayores variaciones sucesivas se han dado en un intervalo más amplio para el país norteamericano (más de un mes); mientras que, para el Perú estas variaciones se han dado en un intervalo más corto (menos de 15 días) para ambos combustibles. Por el contrario, el gasohol 90 en el Perú aumentó, en promedio, 2% en un intervalo de ocho semanas, comportamiento sustentado por el ajuste lento al precio del WTI y por no estar influenciado por el FEPC.

Cuadro 4: Mayores cambios promedio por grupo de variaciones sucesivas (variación agrupada y periodo)

		Reducción	Incremento
	WTI	-19% 24/02/20 (5 sem)	17% 4/05/20 (7 sem)
	Diésel	-2% 14/11/22 (6 sem)	4% 10/01/22 (9 sem)
EE.UU.	Gasolina regular	-4% 2/02/20 (12 sem)	3% 25/04/22 (7 sem)
	Diésel	-2% 22/11/21 (1 sem)	3% 12/07/22 (1 sem)
Perú	Gasohol 90	-2% 11/04/22 (2 sem)	2% 7/02/22 (8 sem)

Fuente: DSR-Osinergmin y EIA. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

3. Comentarios finales

El presente informe mensual evidencia la existencia de comovimientos entre el WTI y el diésel y la gasolina regular en EE.UU., con patrones de comportamiento similares con rezagos de la gasolina regular y el diésel respecto del precio del WTI. Asimismo, en el corto plazo, los precios del diésel y gasohol 90 de Perú son rígidos ante variaciones del precio del WTI; mientras que, en el largo plazo, siguen el comportamiento del WTI. La única excepción identificada es para el precio del diésel en Perú, entre junio 2022 y enero 2023 se registra una tendencia contraria a la del WTI; las principales causas podrías ser los siguientes: i) el diésel se encuentra en el FEPC con bandas fijas por más de un mes, lo que impide su ajuste de acuerdo a la tendencia del WTI, ii) existencia de oleajes anómalos que impidieron la descarga de combustibles en agosto de 2022, y iii) problemas financieros para importar combustibles por parte de Petroperú en 2022.

En cuanto a la respuesta de los derivados del petróleo ante cambios en el WTI, la variación del WTI en enero de 2023 influenciaría más rápido en la gasolina regular de EE.UU. que en el gasohol 90 de Perú. Asimismo, el aumento del WTI afectaría por un periodo más largo al gasohol 90; mientras que, el efecto sobre el diésel podría ser más lento debido a que se encuentra en el FEPC.

Finalmente, cabe recordar que Perú es importador neto de combustibles (crudo, diésel, gasohol 90) del mercado norteamericano; por lo que cualquier variación de precios de combustibles en este mercado, afectaría los precios de combustibles del mercado local. La perspectiva internacional para el 2023 y 2024 es que los precios del crudo y sus derivados disminuyan, aunque se mantengan por encima de lo registrado en el período 2017-2021, debido a lo siguiente: i) recesión económica a nivel internacional; ii) aumento de la producción del crudo y sus derivados, impulsados por mejoras en infraestructura, como es el caso de la Nueva Refinería de Talara en Perú (permitiría disminuir la importación), Beaumont en EE.UU. y Al Zour en Kuwait; y iii) se espera que los inventarios del crudo y sus derivados aumenten en 2023, mientras que en 2024 se estima volverían a valores normales.

4. Referencias

- Administración de Información de Energía (enero y febrero 2023) Esta semana en Petróleo. <https://www.eia.gov/petroleum/weekly/>
- Administración de Información de Energía (febrero 2023) Precios semanales al por menor de gasolina y diésel. https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_gnd_dcus_nus_w.htm
- Administración de Información de Energía (febrero 2023) Inventarios Semanales. https://www.eia.gov/dnav/pet/PET_STOC_WSTK_DCU_NUS_W.htm
- Administración de Información de Energía (febrero 2023) WTI precio FOB <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/rwtcD.htm>
- Administración de Información de Energía (7 de febrero 2023) Perspectivas Energéticas a Corto Plazo (STEO por sus siglas en inglés) <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>
- Administración de Información de Energía (31 de octubre de 2011) Los diferenciales de crack basados en los crudos WTI y LLS han divergido en 2011 <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=3710>
- Barro, R. J. (1972). A theory of monopolistic price adjustment. *The Review of Economic Studies*, 39 (1), 17-26.
- CNN Business (19 de marzo de 2020). Los precios de la gasolina caen por debajo de US\$ 2 por galón en 12 estados. Recuperado el 11 de febrero de 2023, de <https://cnnespanol.cnn.com/2020/03/19/los-precios-de-la-gasolina-caen-por-debajo-de-us-2-por-galon-en-12-estados/>
- Gestión (14 de diciembre de 2022). Fed anuncia subida de 50 puntos básicos en tasas de interés, séptima alza del año. Recuperado de: <https://gestion.pe/economia/la-fed-anuncia-una-subida-de-50-puntos-basicos-en-las-tasas-de-interes-septima-alza-del-ano-rmmn-noticia/?ref=gesr>
- Gestión (13 de febrero de 2023). Crudo cae por temores sobre demanda según se acerca el “momento decisivo” de la Fed. Recuperado de: <https://gestion.pe/economia/mercados/crudo-cae-por-temores-sobre-demanda-segun-se-acerca-el-momento-decisivo-de-la-fed-noticia/?ref=gesr>
- La República (10 de febrero de 2023). Refinería de Talara ya produce 30,000 barriles de petróleo al día. Recuperado el 11 de febrero de 2023 de <http://plataforma.ipnoticias.com/Landing?cac=t6%2bLBXpzXg8prgvFcUKngA%3d%3d&i=8rjVc38Q1fmQN9n3eazhjw%3d%3d&c=QM6ZDDeFKw7rTISgviLfot7XbpNRixl9e8VOMbyqMXA%3d&idi=es>
- Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos. Primer Semestre del 2020, Año 9 – N° 18 – Junio 2020. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin – Perú. Recuperado de: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/1297795-rsmm-hidrocarburos-n-18-primer-semester-de-2020>
- Trelles, J.; Rivas, J.; Suclupe, A.; Miranda, C.; Santos, W.; y Pasiche, P. Análisis Económico Semanal de Hidrocarburos – Semana del 31 de enero al 06 de febrero de 2023. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin – Perú. Recuperado de: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/3879733-analisis-economico-semanal-de-energia-y-mineria>

SECTOR ELÉCTRICO: Modificación de Contratos de Suministro de la Ley 28832

1. Diseño regulatorio de los Contratos de Suministros

En 2006, se promulgó la Ley 28832 (en adelante, la Ley), Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Esta Ley modificó el marco regulatorio del sector eléctrico, introduciendo mecanismos de mercado, como las licitaciones, en la provisión del servicio eléctrico por parte de las generadoras. De esta manera, las empresas de distribución tienen la opción de suscribir contratos de suministro resultantes de una licitación (o licitaciones de la Ley 28832), siendo el principal mecanismo utilizado por las distribuidoras. Adicionalmente, la Ley define otro tipo de contrato, como los contratos bilaterales. En esta sección, se explicará en detalle aspectos importantes de los contratos resultantes de las licitaciones de la Ley 28832, como el diseño de estas licitaciones, cómo se transfiere el precio resultante de estos contratos al precio de generación de un usuario regulado, y finalmente, las condiciones que establece la Ley para modificar los contratos de suministro.

1.1. Tipo de Contratos de Suministro

Según la Ley, una empresa distribuidora puede abastecerse de energía, para atender al mercado regulado, mediante contratos resultantes de una licitación y contratos sin licitación:

[...]

3.2 Las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante:

- a) Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- b) Contratos resultantes de Licitaciones.

[...]

Los contratos sin licitación, denominados también contratos bilaterales², comúnmente se han venido materializando mediante dos formas: i) negociación directa entre el distribuidor y el generador, o ii) subasta entre el distribuidor y varios generadores (esta subasta no está afecta al proceso establecido en la Ley 28832). En cualquier caso, la única condición radica en que los precios establecidos en dichos contratos no podrán ser mayores a la tarifa en barra, que son fijados por Osinergmin.

Los contratos resultantes de las licitaciones de la Ley 28832 tienen como objetivo servir como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica para el mercado regulado. Los procesos de licitaciones son realizados con una anticipación no menor a tres años, permitiendo cubrir el crecimiento de la demanda y la participación de nuevos agentes en el mercado, con un plazo máximo de abastecimiento de 20 años³. Los contratos con plazos inferiores a cinco años podrán cubrir hasta el 25% de la demanda regulada del distribuidor. La Ley también da la opción de cubrir hasta el 10% de la demanda

² Artículo 1 de la Ley N° 29179, Ley que establece mecanismo para asegurar suministro de electricidad para el mercado regulado.

³ Artículo 8 de la Ley N° 28832.

regulada del distribuidor, a fin de cubrir las desviaciones que se produzcan en sus proyecciones de demanda; sin embargo, el plazo contractual lo define Osinergmin. En el siguiente cuadro se muestra un resumen de los señalado anteriormente.

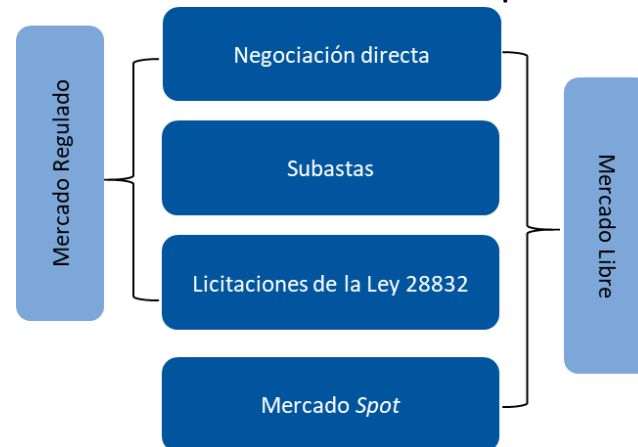
Cuadro 1: Contratos resultantes de la Ley 28832

Plazo Contractual	Convocatoria	Cantidad a Contratar
Hasta 20 años	Anticipada de al menos 3 años	No indica
Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25% de la demanda total de sus Usuarios Regulados
Lo define Osinergmin	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 10% de la demanda total de sus Usuarios Regulados

Fuente: Ley 28832. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Los mecanismos descritos anteriormente también pueden ser empleados por las distribuidoras para abastecer al mercado libre, con la diferencia de que el precio del contrato bilateral se fija libremente por acuerdo entre las partes. Adicionalmente, para atender a este segmento del mercado las distribuidoras tienen una modalidad adicional para adquirir energía, la cual consiste en comprar⁴ energía en el mercado spot, hasta un 10% de la demanda registrada por sus usuarios libres en los últimos 12 meses. En tal sentido, en la actualidad una empresa de distribución tiene hasta 3 formas de abastecerse para atender al mercado regulado y 4 para el mercado libre (ver **gráfico 1**).

Gráfico 1: Modalidades de contratación de las empresas de distribución



Fuente: Ley 28832 y el DS N° 026-2016-EM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

1.2. Proceso de las licitaciones

En el marco de la Ley 28832, las distribuidoras para poder atender a su demanda deben licitar entre las empresas generadoras la compra de energía y potencia que van a necesitar en los siguientes años. Para

⁴ Artículo 2 (numeral 2.3) del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 026-2016-EM, que se encuentra vigente desde el 1 de enero de 2018.

ello, la empresa distribuidora (convocante o conductora del proceso) prepara las bases de la licitación, donde debe tener en cuenta el diseño de contrato que Osinergmin le proporciona; luego de ello, se procede a realizar una convocatoria pública, debiendo colocar en su página web todas las etapas y documentos que deriven del proceso. Es importante tener en cuenta que, si otros distribuidores desean participar, la convocante se encuentra obligada a incorporarlos.

Los interesados en participar en el proceso deberán comunicar su decisión de participar al convocante y al Osinergmin. Dentro del proceso de licitación, Osinergmin se encarga de aprobar las bases de la licitación y supervisar que no se afecte la competencia (Dammert, et al., 2011). Para cumplir tal objetivo, Osinergmin fija una tarifa máxima en las licitaciones, la cual debe mantenerse en reserva hasta cuando no se obtengan más ofertas para cubrir la demanda a un precio inferior o igual a dicho precio máximo.

Asimismo, la Ley establece un régimen de incentivos para promover la convocatoria anticipada de licitaciones. Este incentivo consiste en la incorporación de un cargo adicional que el distribuidor podrá incluir en el precio de los usuarios regulados. Dicho cargo será directamente proporcional al número de años de anticipación de la convocatoria y no podrá ser superior al tres por ciento del precio de energía resultante de la licitación.

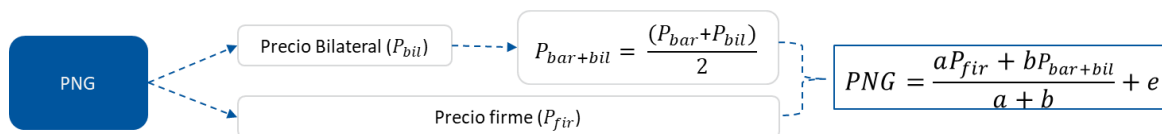
1.3. Transferencia de precios a los usuarios regulados

Los precios resultantes de los procesos de licitación se denominan precios firmes. Estos precios forman parte del Precio a Nivel de Generación (PNG) que es el precio de generación que pagan los usuarios regulados. El PNG se calcula como el promedio ponderado de:

- Contratos Bilaterales. Por cada contrato, los precios serán igual al promedio del precio en barra y los precios bilaterales.
- Contrato de las licitaciones. Por cada contrato, los precios serán igual al precio firme resultante de la Licitación, considerando el régimen de incentivos mencionado anteriormente.

El factor de ponderación es la cantidad comercializada por cada tipo de contrato (ver **gráfico 2**). Actualmente, el 95% de la energía suministrada a los usuarios regulados proviene de contratos resultantes de la licitación, con lo cual el PNG se encuentra compuesto, principalmente, por los precios firmes. En ese sentido, radica la importancia de diseñar un proceso de licitaciones de modo que se promueva la participación de distintos ofertantes y demandantes con el fin de obtener un precio competitivo que se traslade al usuario final.

Gráfico 2: Cálculo del PNG



Fuente: Ley 28832. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Pbar: Precio en barra

a: Energía comercializada a través de contratos bilaterales.

b: Energía comercializada a través de contratos de las licitaciones.

e: Diferencia entre el total de saldos por compensación y el total de saldos estimados por compensación, dividido entre el total de la energía comercializada.

1.4. Modificación a los contratos de suministro de las Licitaciones de la Ley 28832

De acuerdo a la Ley, el plazo de suministro del contrato y los precios firmes no podrán ser modificados por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de Osinergmin. En caso Osinergmin apruebe una reducción de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento de dichas reducciones.

El “Procedimientos para Licitaciones de Largo Plazo de Suministros en el Marco de la Ley 28832”, aprobada mediante Resolución N° 688-2008-OS/CD establece que “una vez firmados los Contratos de Suministro, las modificaciones que se someterán a la aprobación de Osinergmin, serán únicamente las relacionadas con: i) los Plazos de Suministro, ii) Potencias Contratadas y su energía asociada, iii) Precios Firmes, sus fórmulas de actualización y cualquier otro aspecto que determine el valor de los precios unitarios de venta de potencia y energía”. Posteriormente, este aspecto se incluyó en el Reglamento de la Ley, mediante el Decreto Supremo (DS) N° 022-2018-EM, aprobado en septiembre del 2018.

Asimismo, el DS N° 022-2018-EM y su modificatoria, el DS N° 026-2018-EM autoriza, que a partir de la entrada en vigencia del DS y hasta el 31 de diciembre de dicho año, los distribuidores y generadores podrán suscribir modificaciones al Plazo de Vigencia, Potencia Contratada y/o descuentos a los Precios Firmes pactados en los Contratos resultantes de licitaciones suscritos al amparo de la Ley N° 28832, siempre que se cumplan las siguientes cinco condiciones:

[...]

- i) Que, la modificación de la Potencia Contratada, que fuera adquirida para abastecer el mercado regulado, incluido el traslado de un bloque de Potencia, no sea mayor a la totalidad de la Potencia Contratada Fija, ni que exceda la demanda proyectada de la Distribuidora para el mercado regulado, deberá ser calculada utilizando tasas de crecimiento de energía que no superen la empleada para la demanda vegetativa en el último proceso de fijación de precios en barra;
- ii) Que, no se deje sin cobertura al Servicio Público de Electricidad, para lo cual el Distribuidor proyectará la máxima demanda del mercado regulado de conformidad con lo dispuesto en el numeral i) anterior;
- iii) Que, las adendas no incluyan en ningún caso, la modificación de las fórmulas de reajuste pactadas en los Contratos resultantes de Licitaciones;
- iv) Que, las notificaciones y los acuerdos entre el Distribuidor y cada uno de los Generadores, tengan términos y condiciones sustancialmente equivalentes y proporcionales entre sí, respetando la proporción asociada a las potencias fijas contratadas con cada Generador derivadas de las Licitaciones efectuadas en el marco de la Ley N° 28832. Si algún Generador no manifestase su interés en firmar estas adendas, el Distribuidor ofrecerá dicha potencia a todos los otros Generadores con Contratos resultantes de Licitaciones, respetando además la proporción que corresponda;
- v) Que, la extensión del plazo, para la Potencia Contratada Fija que exceda la demanda proyectada de la Distribuidora para el mercado regulado, tenga como límite el plazo máximo de veinte (20) años de cada Contrato resultante de Licitación;

[...]

Osinergmin evalúa el cumplimiento de las condiciones y deberá emitir la autorización previa de las modificaciones contractuales que le soliciten las empresas.

2. Resultados de los Contratos de Suministro

En el 2009, se empezaron a aplicar las licitaciones de suministro al amparo de la Ley 28832. Desde entonces, se han desarrollado 9 procesos de licitación⁵, con una anticipación de al menos 3 años. La última licitación se realizó el 2015, y desde entonces no hubo pronunciamiento por parte de las distribuidoras para la convocatoria de nuevas licitaciones. En la mayoría de casos, el plazo contractual fue de 10 años.

Cuadro 2: Licitaciones de Suministro de electricidad en el marco de la Ley N° 28832

Año	Licitación	Periodo	Plazo (años)	Potencia adjudicada (MW)		
				Fija	Variable	Total
2009	Licitación EDELNOR ED-01-2009-LP	2014-2021	8	1011	202	1213
2009	Licitación EDELNOR ED-02-2009-LP	2014-2023	10	552	110	662
2009	Licitación EDELNOR ED-03-2009-LP	2014-2025	12	542	108	650
2009	Licitación DISTRILUZ	2013-2022	10	465	93	558
2010	Licitación LDS-01-2010-LP	2014-2023	10	558	112	670
2010	Licitación ELD-01-2010-LP	2014-2018	4 años, 11 meses	25	5	30
2011	Licitación LDS-01-2011-LP	2018-2027	10	323	65	388
2012	Licitación EDN-01-2012-LP	2016-2027	12	134	27	161
2015	Licitación ED-01-2015-LP	2022-2031	10	250	50	300

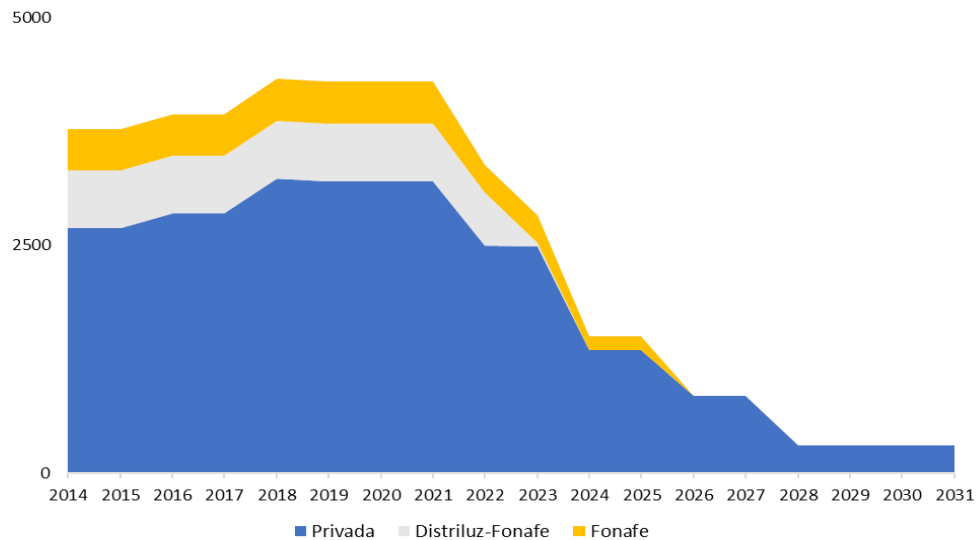
Fuente: GRT-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Nota: La potencia adjudicada considerada es la que aplica en la mayor parte del plazo contractual.

En estas licitaciones de suministro, no ha sido posible que participen los proyectos de generación con fuentes renovables (RER) como la energía eólica o fotovoltaica. Esto debido, en parte, a que la modalidad contractual los limita, pues exige que el generador cuente con potencia firme para poder contratar, mientras que la energía contratada es una consecuencia de la potencia contratada. En caso de la generación con fuentes renovables no convencionales, las centrales carecen o disponen limitadamente de la potencia firme (Buenalaya et al, 2019).

En el siguiente gráfico se muestra la evaluación de las potencias contratadas de acuerdo a las condiciones iniciales establecidas en cada contrato. Se evidencia que se alcanza la potencia máxima contratada en 2021, a partir de ese año la potencia va reduciéndose gradualmente hasta el 2031. Esto indica que considerando que las licitaciones se realizan con tres años de anticipación, desde el 2018 se debieron realizar solicitud de licitaciones para cubrir la potencia de los contratos que han vencido el 2021, o posiblemente, se hayan realizado licitaciones privadas que tengan como resultado la suscripción de contratos bilaterales.

⁵ Algunas de los procesos se desarrollaron en 2 convocatorias.

Gráfico 3: Evolución de la potencia contratada por grupos de distribuidoras (MW)

Fuente: GRT- Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En 2018, en el marco del Decreto Supremo N° 022-2018-EM y su modificatoria, Decreto Supremo N° 026-2018-EM, los contratos de suministro resultantes de las diferentes licitaciones han sido modificados, ya sea por solicitud de las empresas distribuidoras o por solicitud de los generadores. Como se mencionó en la sección anterior, el DS establece la autorización de la suscripción excepcional de modificaciones contractuales referentes al Plazo de Vigencia, Potencia Contratada y/o descuentos a los Precios Firmes pactados en los contratos de suministro resultantes de las Licitaciones. De acuerdo al DS, esto se hizo con el fin de superar la problemática de sobrecontratación de potencia por parte de los distribuidores, producto de los compromisos contractuales asumidos en los procesos de licitación.

Así, en aplicación de la norma, Luz del Sur, Enel, Seal y empresas distribuidoras de Distriluz solicitaron la aprobación de proyectos de adendas referidas a las modificaciones (ampliaciones) de plazos y las modificaciones de potencia contratada. En estas solicitudes, la labor de Osinergmin se limitó a verificar el cumplimiento de cinco requisitos antes de emitir su autorización previa.

Asimismo, se dieron otras modificaciones de los contratos de las licitaciones, siguiendo lo establecido el artículo 18 del Reglamento de la Ley. Estas modificaciones fueron suscritas por Enel en 2017 y entre el 2019 al 2021, referidas a la reducción temporal de la potencia variable contratada; y, la suscrita por Luz del Sur en 2018, en la que se modificó el plazo de inicio de su contrato con Celepsa de 2018 a 2024⁶. Estas adendas suponen una variación mínima de la potencia total contratada anualmente. Asimismo, a diferencia de las modificaciones del DS 022-2018-EM, en este caso, en la evaluación que hace Osinergmin se incluyó el potencial efecto sobre los usuarios regulados. En el siguiente cuadro, se observa el resumen de las modificaciones realizadas hasta la fecha.

⁶ El contrato contempla una potencia total contratada de 17 MW.

Cuadro 3. Resumen de adendas aprobadas en el marco del Decreto Supremo N° 022-2018-EM y su modificatoria

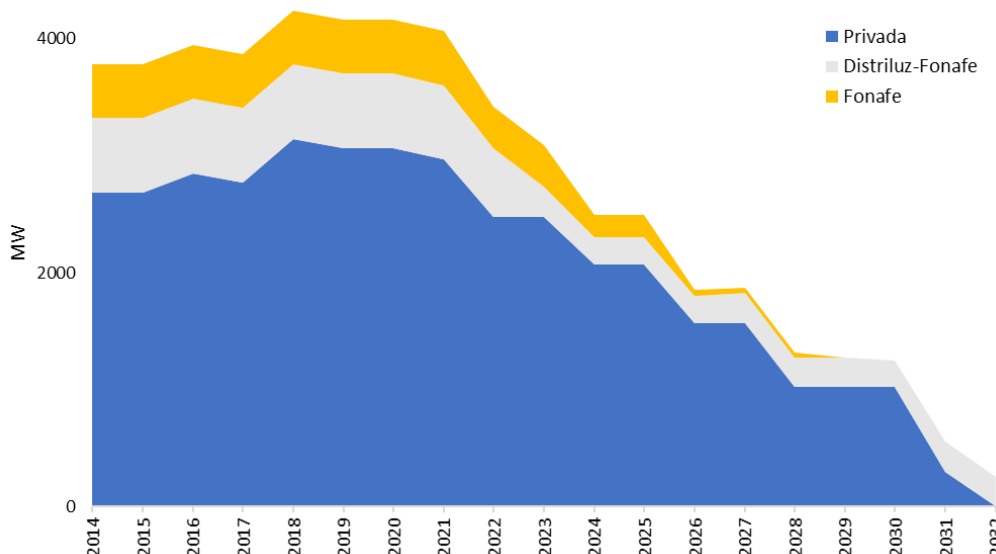
Año	Empresa distribuidora	Licitaciones	Aspectos modificados		Descripción
			Plazo	Potencia	
2017	Enel	ED-01-2009-LP ED-02-2009-LP ED-03-2009-LP EDN-01-2012-LP		X	Reducción temporal de potencia variable
2018	Luz del Sur	LDS-01-2011-LP	X		Modificaciones de plazo de inicio de contrato con Celepsa de 2018 a 2024
	Luz del Sur	ED-01-2009-LP ED-02-2009-LP ED-03-2009-LP LDS-01-2010-LP LDS-01-2011-LP	X	X	Ampliación de plazos hasta 2030 y Modificaciones de potencia
	Enel	ED-01-2009-LP ED-02-2009-LP ED-03-2009-LP LDS-01-2010-LP LDS-01-2011-LP EDN-01-2012-LP	X	X	Ampliación de plazo entre 2024 y 2030
	Distriluz (Electronoroeste, Electronorte e Hidrandina)	DISTRILUZ ED-01-2009-LP ED-02-2009-LP ED-03-2009-LP	X	X	Ampliación de plazo hasta 2032 y modificaciones de potencia
	SEAL	ED-01-2009-LP ED-02-2009-LP ED-03-2009-LP	X	X	Ampliación de plazo hasta 2028 y modificaciones de potencia
2019-2021	Enel	ED-01-2009-LP LDS-01-2010-LP LDS-01-2011-LP ED-01-2012-LP ED-02-2009-LP ED-03-2009-LP		X	Reducción temporal de potencia variable

D.S. 022-2018

Fuente: GRT-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Considerando la aplicación de las adendas aprobadas, especialmente bajo el DS 022-2018-EM, se evidencia que la potencia contratada se amplía hasta el 2032 y, además, la potencia total anual, desde el 2021, es mayor comparado a los resultados iniciales de las licitaciones. Producto de las modificaciones, la potencia contratada que dejará de estar vigente a finales de 2024 será de 924 MW, monto que representa el 25% de la actual potencia contratada (incluyendo contratos de las licitaciones y bilaterales).

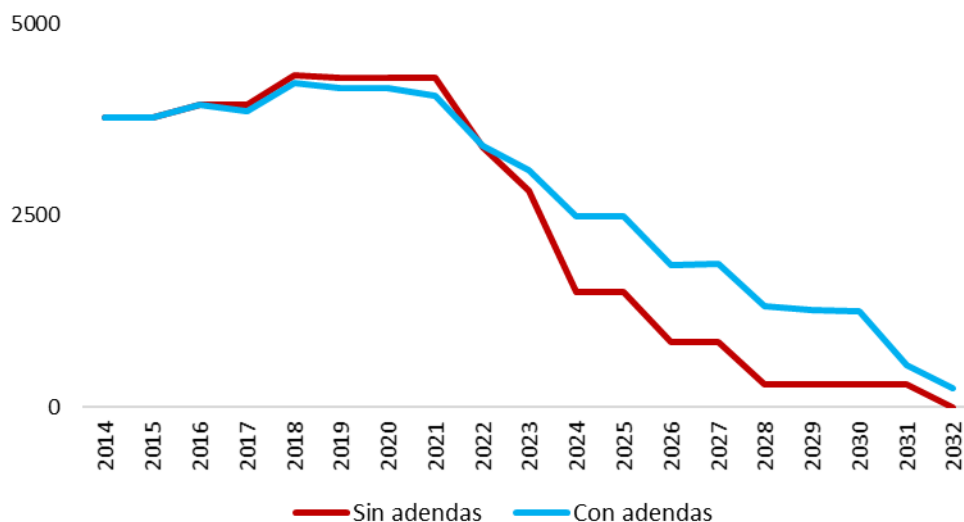
Gráfico 4: Evolución de la potencia contratada por grupos de distribuidoras (MW) con la aplicación de las adendas



Fuente: GRT-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En el siguiente gráfico se observa la comparación del total de potencia contratada en un escenario sin modificación de los contratos de suministro y el otro con la modificación de los contratos de suministro. Producto de las diversas adendas, se observa que a a partir del 2022 al 2032 se incrementa la potencia contratada. En promedio, cada año la potencia se incrementa en 760 MW.

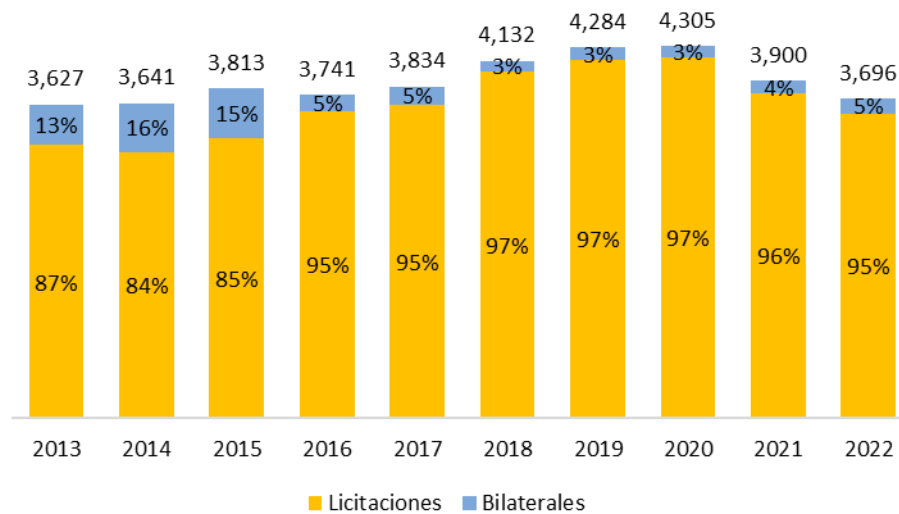
Gráfico 5: Evolución de la potencia contratada, escenario sin adendas y escenario con adendas (MW)



Fuente: GRT-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Como se mencionó a partir del 2023 van a finalizar varios contratos de suministro. Con la modificación de los contratos se redujo la potencia que va a caducar. Sin embargo, queda una importante cantidad de potencia que va a vencer. En este escenario, los distribuidores posiblemente hayan suscrito contratos bilaterales. No obstante, no se cuenta con información pública con respecto a los resultados de dichos contratos. A partir, de la Resolución 007-2020/CLC-INDECOPI, que autoriza la compra de Luz del Sur por parte de China Yangtze Power International, se sabe que Luz del Sur ha suscrito contratos bilaterales que irán entrando en vigencia gradualmente a partir del 2023. En caso se hubieran suscritos contratos bilaterales adicionales, estos comenzarán a tener mayor participación en el PNG. En el siguiente gráfico se observa que los contratos de las licitaciones han venido teniendo una mayor participación; sin embargo, este escenario podría cambiar.

Gráfico 7: Participación de la potencia contratada por tipo de contrato



Fuente: GRT-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

3. Referencias

Dammert, F., Molinelli, M. y Carbajal, M. (2011). Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano. Primera Edición.

Osinergmin. (s/f). Licitaciones de Energía. Recuperado el 15 de febrero de 2023, de

<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/licitaciones-y-subastas/licitaciones-de-energia>

Osinergmin. (s/f). Precio a Nivel de Generación y Mecanismo de Compensación para Usuarios Regulados. Recuperado el 15 de febrero de 2023, de

<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/licitaciones-y-subastas/licitaciones-de-energia>

Buenalaya, S., Chang, P., Sánchez, J. y Romero, C. (2019). Informe: Esquema de Mejora en las

Licitaciones para el Suministro de Electricidad.

https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/4_200727-Informe-Licitaciones.pdf

SECTOR MINERO: ¿Cómo empezamos el 2023 en cobre?

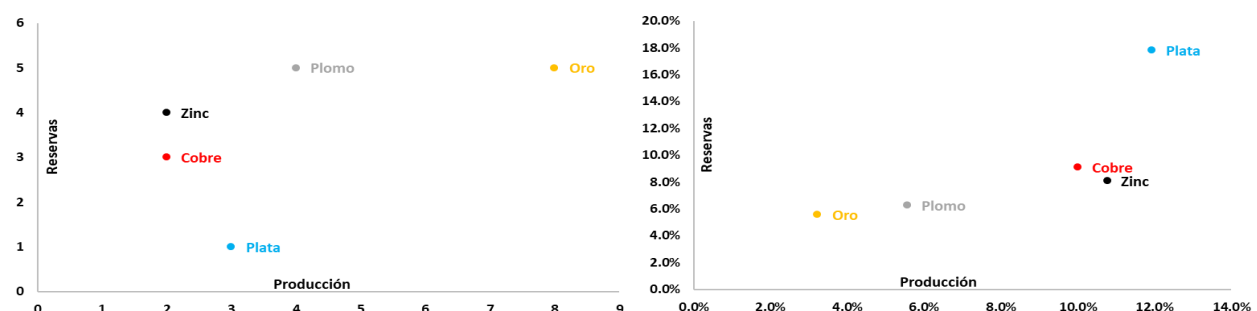
1. Radiografía a la minería de cobre peruana

La oferta minera peruana se aproxima a su producción histórica récord. Sin embargo, este hecho parece que va a pasar a la historia como una anécdota debido a la ausencia de nuevos grandes desarrollos, la caducidad natural de las operaciones actuales y la coyuntura enrevesada.

1.1. Introducción

El pasado enero, el United States Geological Survey (USGS) actualizó la información global de minería en el mundo respecto a datos de producción y reservas por países. En síntesis, el Perú retrocedió en su participación minera metálica, a nivel mundial, en el 2022 (ver **gráfico 1**). Sin embargo, aún se mantiene como jugador estratégico en producción y reservas de commodities mineros. El año pasado, a pesar de los altos precios de los commodities, el Perú ha perdido participación en los metales más importantes para la economía nacional, a excepción del caso del oro. Según el U.S. Geological Survey (USGS), la producción de cobre peruano perdió 0.8 puntos porcentuales (p.p) y está, prácticamente, en un “empate técnico” con su similar de la República Democrática del Congo. Este país, en el 2022, experimentó un shock positivo de producción e incrementó su participación mundial, incluso, por delante de China, EE.UU. y Australia, también jugadores importantes en este sector. Sin embargo, los retrocesos mayores se observaron en la extracción de zinc y plata, en las que retrocedió 1.3 (p.p.). De cara al 2023, de agravarse la temperatura de las protestas, el escenario podría ser más complicado para el sector minero peruano. Específicamente, para el cobre, el escenario internacional da diversas señales de ser propicio para la industria de ese producto, además, este año, la producción del metal rojo se verá favorecida por el efecto de la entrada a plenitud de Quellaveco. Sin embargo, hacia los próximos años, parece que, en términos deportivos, no hay muchas piezas de recambio para apuntalar la producción en un mercado mundial cada vez más competitivo.

Gráfico 1: Perú en el ranking mundial
(producción y reservas mineras – 2022)



Fuente: USGS. Elaboración: GPAE- Osinergmin.

1.2. Minería de cobre en el Perú

a) Los jugadores

La relación del Perú con el cobre es tan larga como el desarrollo de las civilizaciones que ocuparon estos territorios en la antigüedad y se remonta a la cultura Chavín, donde se estima que fueron los primeros en trabajar el metal rojo, además de otros metales. Así, el atractivo cuprífero del Perú ha trascendido a lo largo del tiempo hasta despertar el interés de enormes capitales de diversas partes del mundo y la apuesta de los más grandes desarrolladores cupríferos globales por la minería de cobre local. En efecto, la industria de cobre peruano tiene una alta participación de capital extranjero (ver **cuadro 1**) además de aportar con el 30% del valor del volumen exportado en el 2022.

Cuadro 1: Jugadores de talla mundial en la industria del cobre local

Minera	Grupos económicos
Antamina	33.75%: Xstrata Glencore (Suiza);
	33.75%: BHP Billiton (Australia);
	22.50%: Teck Base Metals Ltd. (Canadá);
	10.00%: Mitsubishi Corporation (Japón)
Cerro Verde	53.56%: Freeport McMoran (EE.UU.)
	21%: Sumitomo (Países Bajos)
	19.58%: Compañía de Minas Buenaventura S.A.A (Perú)
SPCC	100%: Grupo México
Las Bambas	MMG (China)
Chinalco	100%: Aluminum Corporation of China
	Overseas Holdings Limited (China)
Antapaccay	100%: Glencore Plc. (Suiza)
Marcobre	60%: Grupo Breca (Perú)
	40%: Empresas COPEC S.A. (Chile)

Fuente: Fuentes diversas. Elaboración: GPAE- Osinergmin.

En la actualidad, cuatro de los cinco principales grupos económicos que producen cobre en el mundo tienen operaciones en el Perú (Freeport McMoran, Glencore, BHP y Grupo México). En un sector económico cuya producción es intensiva en capital y su inversión inicial es de alto riesgo, la presencia de empresas clave a nivel global en la minería peruana, además del atractivo geológico del Perú, brindan una buena señal para cualquier tipo de inversión futura en el sector local.

b) La producción actual

La mayoría de las principales minas de cobre del país son relativamente “jóvenes” y soportan la producción cuprífera local. En efecto, Antapaccay (2012 en Cusco), Toromocho (2013 en Junín), Las Bambas (2016 en Apurímac) y Marcobre (2021 en Ica) han ingresado recién en los últimos 13 años, cuando el cobre ha empezado a cobrar mayor protagonismo en los mercados internacionales debido a sus múltiples usos en la transición energética. Por su parte, las minas con mayor trayectoria son Cuajone, Toquepala (ambas de propiedad de SPCC y ubicadas en Moquegua y Tacna, respectivamente) y Cerro Verde (Arequipa) cuyos inicios de operación se remontan a las décadas de los 60 y 70 del siglo pasado.

Respecto a Antamina (Áncash), la mina de cobre más importante del Perú, inició operaciones el 1 de octubre del 2001, según la empresa, y es la estrella en su sector.

En el Perú, al término del 2022, las minas de cobre más importantes del Perú fueron ocho (ver **cuadro 2**). Si bien el cuadro de refiere a siete empresas, Southern Perú Copper Corporation aporta con dos minas, Toquepala y Cuajone, ubicadas en lugares diferentes. Las ocho minas abarcaron el 83% de la producción de cobre del país en el 2022 y, a su vez, son responsables del 8% de la producción cuprífera mundial. Por ejemplo, solo Antamina, la primera productora de cobre del Perú, es responsable de producir el 20% de la producción peruana de cobre. El 2022 fue un año retador, desde el plano local para la producción de cobre, a pesar de las diferentes interrupciones que hubo en algunas de estas grandes minas en el 2022, como en Las Bambas y Cuajone, no perdieron el brillo y mantuvieron su producción.

Cuadro 2: Producción cuprífera en el Perú

(en TM)

Minera	Producción anual 2022	Producción promedio mensual (Enero 2015 - Diciembre 2022)
Antamina	467,905	36,700
Cerro Verde	459,109	36,600
SPCC	341,898	30,000
Las Bambas	254,838	29,000
Chinalco	244,712	17,000
Antapaccay	151,037	16,000
Marcobre	126,036	12,000

Fuente: Minem. Elaboración: GPAE- Osinergmin.

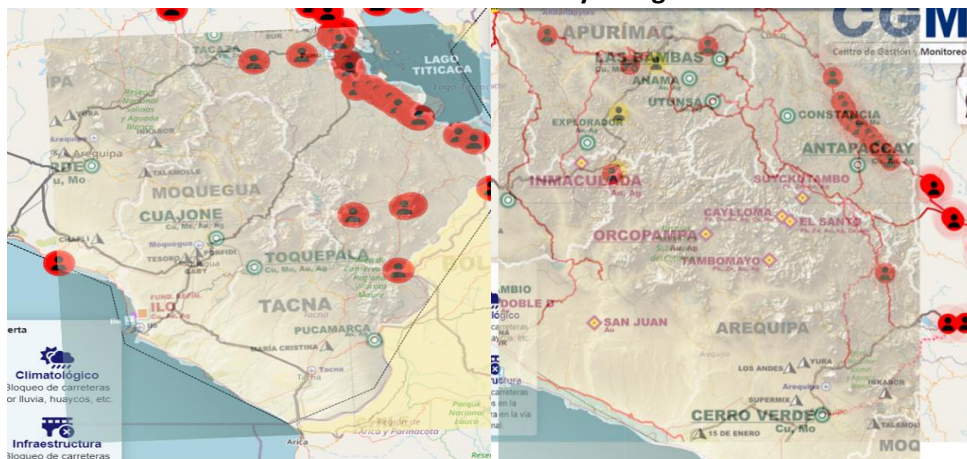
c) La tensión social

Sin embargo, la coyuntura de inicio del 2023 parece ensombrecer el panorama minero. En efecto, desde el 1 de febrero, Las Bambas detuvo sus operaciones por los bloqueos permanentes de carreteras como consecuencia de las protestas en el sur del Perú. La minera señala que estos hechos han impedido que los suministros clave para su producción lleguen a la mina. Por lo tanto, Las Bambas, según comunicado de la empresa, entró en una etapa de mantenimiento. Según el Minem, Las Bambas contribuye con el 11% de la producción nacional de cobre; y, extendiendo el análisis, esa mina habría sido responsable del 1% de la producción mundial de cobre en el año pasado. Sin embargo, el acontecer no es propio de Las Bambas. Las protestas que ya llevan más de dos meses y están interrumpiendo las operaciones en varias de las más grandes minas de cobre del país.

El malestar político ha dejado en riesgo alrededor del 30% de la producción de cobre de Perú, señaló, hace unas semanas, Magaly Bardales de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE) e involucra a minas como Antapaccay, Constancia y Cerro Verde. Esta última, está operando a un 15% debajo de su capacidad. La segunda mina de cobre más importante del país, adoptó esta medida para hacer un uso prudente de sus suministros almacenados y tratar de evitar paralizar sus operaciones en los próximos meses, en un escenario de tensiones permanente. Según la información de Provias, a la segunda semana de febrero del 2023, y el mapa minero del Minem al 2022, las vías obstruidas son aledañas a la

ubicación de importantes minas, especialmente, en la zona sur (ver **gráfico 2**). Según Bloomberg, a medida que los disturbios interrumpen el suministro, es probable que el precio global del cobre se incremente, especialmente, por la necesidad actual de ese metal en la producción de vehículos eléctricos.

Gráfico 2: Ubicación de las minas de cobre y huelgas recientes en el sur⁷



Fuente: Provias y Minem. Elaboración: GPAE- Osinergmin.

Sin embargo, más allá de los efectos de las protestas sociales vigentes derivados de la crisis política, la evolución de conflictos sociales en las zonas mineras del país tiene larga data y ha sido el principal factor de paralizaciones en la producción cuprífera en el Perú y de retraso en el desarrollo de nueva inversión. Por ejemplo, la zona presentada en el **Gráfico 2**, rica en extracción de metales a gran escala, es susceptible al desarrollo de tensiones sociales hacia la minería. Según el reporte de enero de conflictos sociales de la Defensoría del Pueblo, salvo Cerro Verde y Marcobre, el resto de empresas analizadas en este reporte enfrentan algún tipo de conflicto social (ver **cuadro 3**).

Cuadro 3: Conflictos sociales en grandes mineras de cobre en el Perú

(Enero 2023)

Minera	Activos (en diálogo)	Activos (en escalamiento - no hay diálogo)
Antamina	Cuatro desde abril de 2007	
SPCC	Dos desde julio de 2019	
Las Bambas	12 desde mayo de 2011	Uno desde octubre del 2022
Chinalco	Dos desde febrero del 2008	
Antapaccay	Dos desde noviembre del 2019	Uno desde mayo del 2005

Fuente: Defensoría del Pueblo. Elaboración: GPAE- Osinergmin.

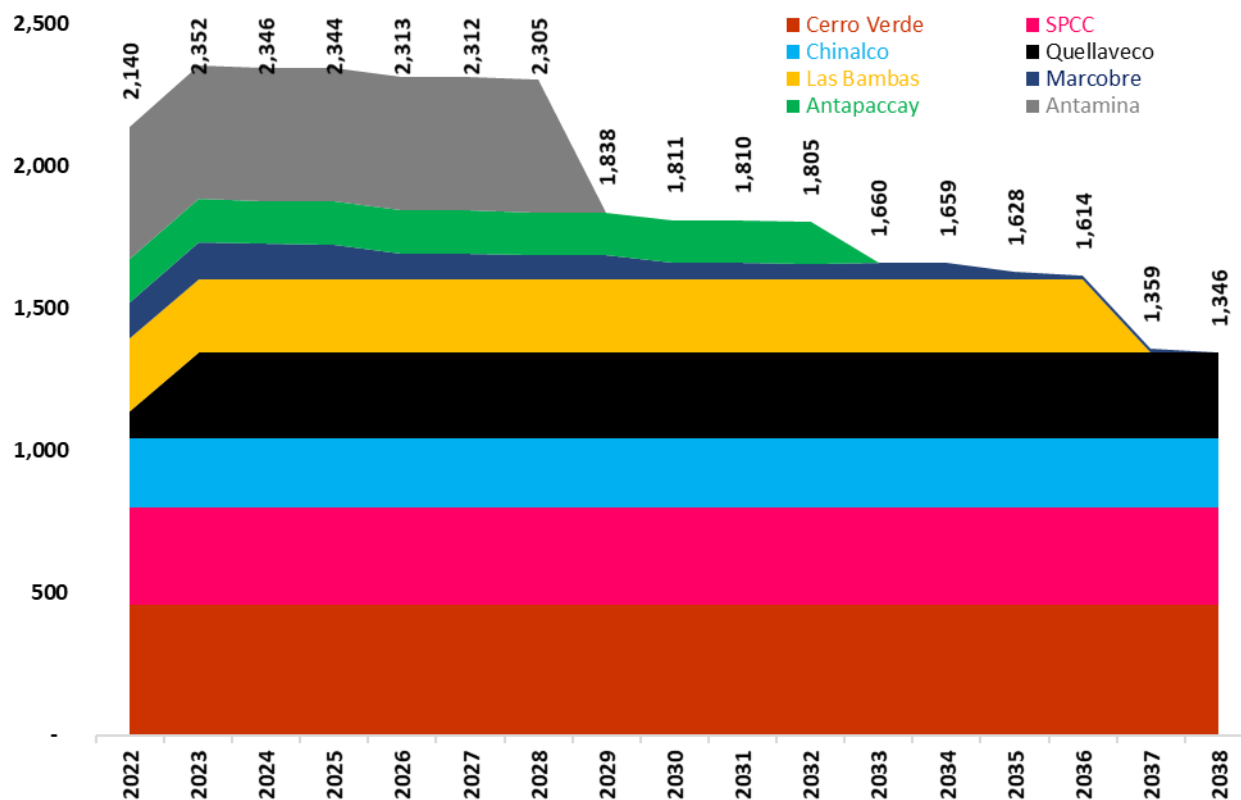
⁷ Se sobrepusieron los gráficos del Minem y de Provias para aproximar la cercanía de los bloqueos de carreteras (círculos rojos) con las unidades mineras en operación y bajo análisis de la zona sur del Perú.

d) La producción esperada

Como se analizó en el informe mensual anterior, el contexto internacional es favorable para el desarrollo de proyectos de cobre; sin embargo, el horizonte cercano muestra la ausencia de grandes proyectos mineros que puedan mover la aguja de la producción. Por lo tanto, la responsabilidad de oferta nacional de ese mineral pareciera que va a recaer, en gran medida, en las manos de las mineras anteriormente mencionadas más la operación de Quellaveco, al menos, para lo que resta en esta década, como se observa en el **gráfico 3**. Para la elaboración de este gráfico, en el que se proyecta la producción de cobre para las principales empresas del país, se tomó como base a la producción cuprífera del 2022, la producción estimada de cobre de Quellaveco, la curva de producción estimada por Marcobre para Mina Justa y la información pública disponible respecto de la vida útil de cada mina. Asimismo, se consideró un escenario en el que las minas en operación se mantienen en producción y no se producen o reanudan eventos que lleven a la paralización de algunas de las unidades mineras. Asimismo, no se considera el ingreso de nuevas minas de gran envergadura en un horizonte de 15 años. Bajo esas consideraciones, se observaría que la producción minera peruana estaría gozando de un pico en el año 2023 y los dos siguientes, para, luego, empezar a descender.

Gráfico 3: Proyección de producción de cobre

(en miles de TM)



Fuente: Minem, empresas mineras. Elaboración: GPAE- Osinergmin.

Al momento de hacer la proyección, también se consideraron los planes de varias de estas mineras respecto de ampliaciones y nuevos proyectos de cobre. Sin embargo, no se consideró incluirlos debido a la coyuntura social actual y la turbulencia política, con alta incertidumbre respecto a un nuevo periodo electoral o gubernamental, tienden a poner al centro a las inversiones de sectores extractivos como la minería. Según el Minem, a enero del 2023, Antamina está trabajando en la ampliación de su mina para extender su vida útil hasta el 2036. Actualmente, su instrumento de Gestión Ambiental (IGA), MEIA-d, está en evaluación. Otro proyecto que alentaría la producción es la ampliación de Toromocho a carga de Chinalco. Este es uno de los proyectos más avanzados de cara al 2023 y, salvo alguna contingencia de fuerza mayor, debería seguir su curso natural. Las Bambas, también, tiene en la mira, el proyecto Chalcobamba Fase I de USD 130 MM para expandir la producción de la mina; sin embargo, la coyuntura actual no es su mejor aliado. De las empresas analizadas, Cerro Verde ya realizó una expansión en el 2016, con la cual duplicó su producción de cobre, por lo que no contempla nuevas inversiones de esa magnitud, a corto plazo. Por su parte, SPCC tiene contemplada las ampliaciones de su refinería de Ilo y de la planta concentradora de Cuajone. Además, figuran en su cartera, los proyectos Michiquillay y Los Chancas, los cuales están en etapas iniciales y no tienen fecha estimada de inicio de construcción, y el proyecto Tía María que es el de más baja probabilidad de desarrollo.

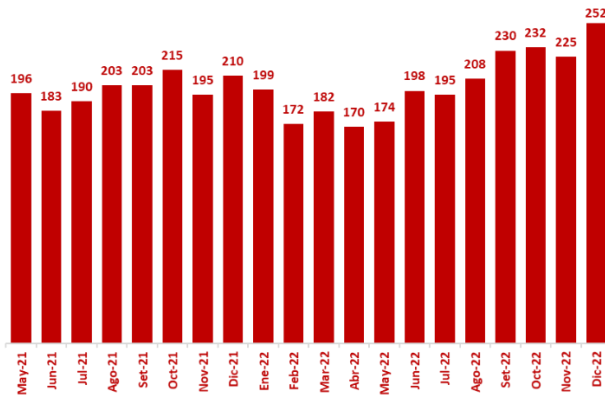
1.3. Recomendaciones y conclusiones

La producción cuprífera, estaría muy próxima a tocar picos históricos en el Perú. Si bien es una noticia auspiciosa a corto plazo; el largo plazo despierta preocupaciones. Aparentemente, y de no prosperar los proyectos y ampliaciones vitales para alentar la producción de cobre en los próximos años que compensarían a las minas que van a ir cerrando sus ciclos, la oferta nacional estará encaminada al descenso. En ese sentido, el Perú estaría enfrentándose a una contracción de oferta cobre, el subsector más importante de una de las actividades de vanguardia en la economía peruana (la minería representó el 9% del PBI peruano en el 2021). Es quehacer de la política pública buscar el correcto alineamiento de los incentivos de los diferentes agentes económicos comprometidos para impulsar la industria cuprífera dado el panorama internacional altamente favorable.

2. Estadística comparativa regional y prospectiva

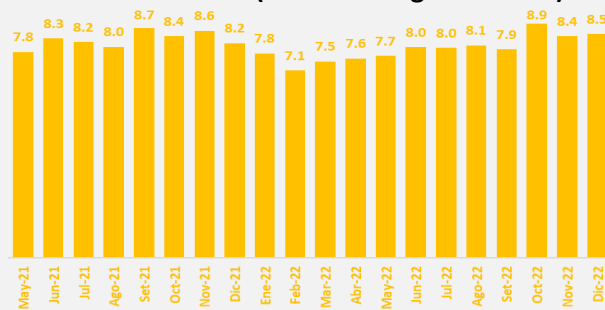
2.1. Producción de los principales metales

Gráfico 4: Cobre (miles de TMF)



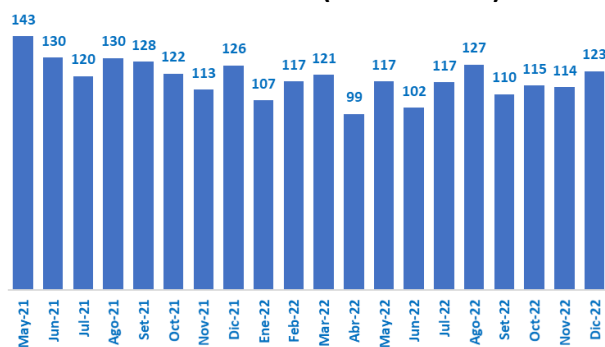
Diciembre del 2022 pasará a la historia como uno de los meses récord de producción cuprífera y experimentó un incremento de 20% respecto al mismo mes del año anterior, según el Minem. La razón descansa en la mayor dinámica de Cerro Verde (+8.1%), Southern Perú Copper Corporation (+2.6%) y Minera Las Bambas S.A. (+84.8%). No obstante, hacia enero, esta producción estará golpeada por las consecuencias del desenvolvimiento de las protestas en el sur del país.

Gráfico 5: Oro (millones de gramos fino)



La producción aurífera cerró el año con uno de los valores más altos del 2022 y ratificó uno de sus mejores momentos. A nivel de empresas, Compañía Minera Poderosa se posicionó como la productora de oro más importante con una participación de 9.7%. Por su parte, Yanacocha y Minera Aurífera Retamas se colocaron en segunda y tercera posición con el 7.8% y 6.7%, respectivamente.

Gráfico 6: Zinc (miles de TMF)



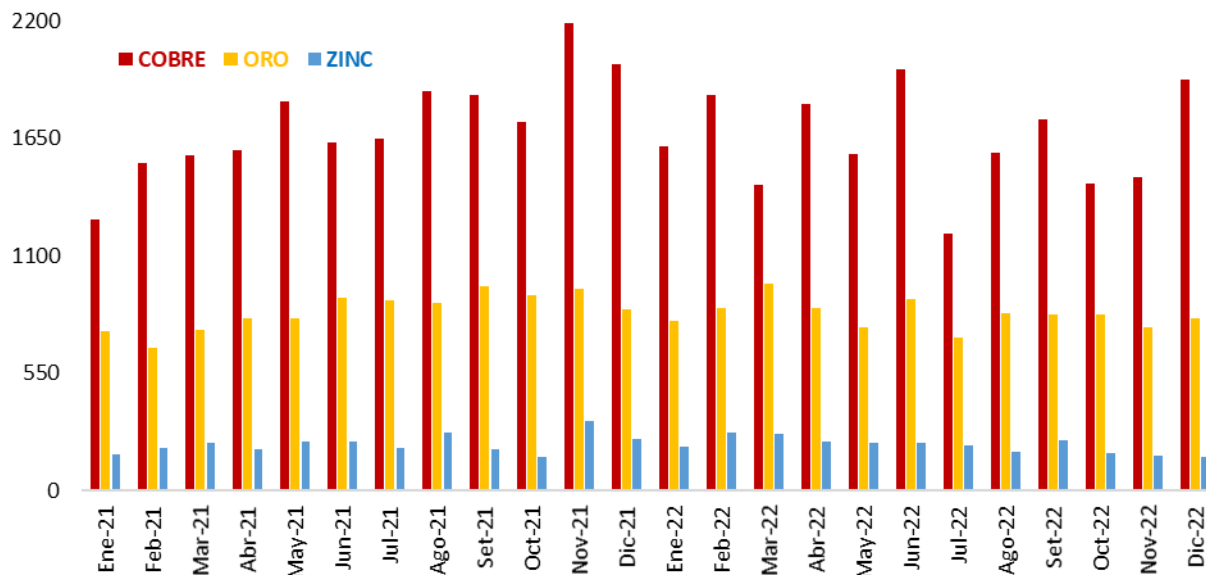
La producción nacional de zinc, según el Minem, experimentó su segundo valor más alto del año; sin embargo, no fue suficiente para poder superar a lo observado en diciembre del año anterior. La principal razón fue la caída de Compañía Minera Antamina (-3.1%), la extractora de zinc más importante del Perú con 36% de participación nacional, y los retrocesos de Volcan Compañía Minera (-2.7%) y Nexa Resources Perú (-29.6%).

Fuente: MINEM

2.2. Exportaciones mineras

Las exportaciones mineras tradicionales nacionales mejoraron respecto de noviembre del 2022 pero sufrieron un fuerte tropiezo respecto de diciembre del 2021. El efecto volumen favoreció a la producción de cobre y oro respecto de noviembre. Sin embargo, los menores envíos de zinc en diciembre no pudieron ser contrarrestados respecto de los mejores precios de ese commodity a nivel internacional en comparación a noviembre. Asimismo, respecto a diciembre del 2021, las cifras fueron a la baja. Mientras el cobre sufrió un retroceso del valor exportado por un efecto precio, el oro retrocedió por efecto volumen. La situación más grave fue en el zinc cuya caída del 34.5% respondió a un efecto volumen y precio.

Gráfico 7: Evolución del valor de las exportaciones
(Millones de USD)



Fuente: BCRP. Elaboración: GPAE-Osinergmin

2.3. Conflictos sociales mineros.

Cuadro 4: Resumen de los conflictos sociales en minería en enero del 2023

Totales	Activos	Nuevos	En crisis	Resueltos	Retomaron el diálogo
94	71	0	0	0	0

Fuente: Defensoría del Pueblo. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Se han registrado 221 casos de conflictos sociales, 140 corresponden a conflictos socioambientales de los cuales dos tercios (94 casos) son conflictos relacionados a la actividad minera. De los 94 conflictos vigentes al cierre de diciembre, el 66.4% (71 casos) se encuentran activos, mientras que el resto permanecen en estado latente.

Conflictos nuevos: “No se ha registrado conflictos nuevos”

Conflicto en crisis: “No se ha registrado conflictos en crisis”.

Conflictos resueltos: “No se ha registrado conflictos resueltos”

Conflictos que retomaron diálogo: “No se ha registrado conflictos hayan retomado el diálogo”.

A pesar que no ha registrado casos de conflictos nuevos, la Defensoría del Pueblo considera importante mantener especial atención en las regiones de Apurímac y Ayacucho por lo que las tipificó en **“Estado de Alerta Temprana”** con el fin de tener conocimiento anticipado del desarrollo de los conflictos que se mantienen activos los cual pueda permitir el manejo pacífico de estos a fin de evitar una mayor escalada. En el primer caso los involucrados son: la Comunidad Campesina Huancuire y minera Las Bambas, conflicto en el que queda pendiente retomar el diálogo mientras que los terrenos adquiridos por la empresa minera siguen en posesión de la comunidad. El segundo caso desarrollado en la región Ayacucho, la comunidad de Huancute demanda la continuidad del diálogo con la compañía minera Ares, el cual se ha visto interrumpido por las jornadas de protestas a causa de la actual crisis política a nivel nacional.

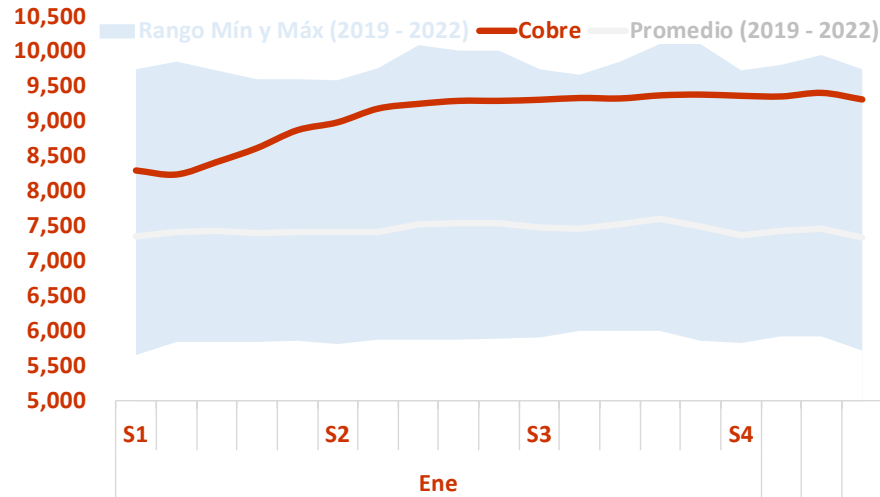
2.4. Precios internacionales

Evolución reciente

Cobre: Durante el mes de enero, los precios del cobre se recuperaron y empezaron con buen pie. El impulso fue, básicamente, por un efecto de demanda y otro de oferta. Por el lado de la demanda, la reapertura total de China respecto a las restricciones de su política antiCovid expandió el consumo y las expectativas de un mejor comportamiento de esta. Por otro lado, las ganancias del cobre en el mes de enero, también, se soportaron en que las protestas en el Perú amenazan con interrumpir una fracción de la producción mundial de cobre, dada la importante participación del país en el mundo del cobre.

Gráfico 8: Precio diario del cobre 2023

(USD por TM)

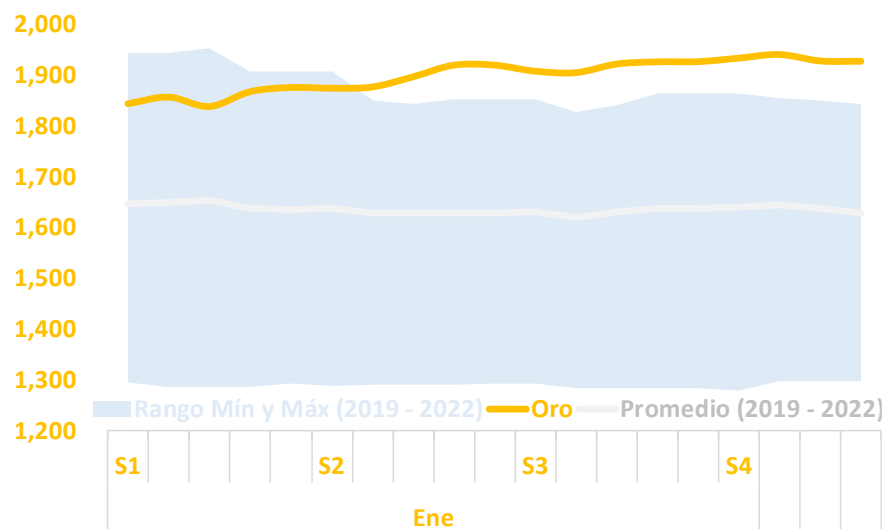


Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Oro: El oro cosechó ganancias en enero debido a un debilitamiento de la moneda norteamericana en la mayor parte del mes. Asimismo, los temores de una recesión global despertaron los temores de los inversionistas quienes vieron en el oro un activo de refugio. Sin embargo, este temor se fue disipando hacia finales del mes. El oro terminó enero relativamente estable, después de que los datos de inflación de EE.UU. estuvieran cerca de las expectativas y allanaran el camino para un aumento más mesurado en las tasas de interés de la FED.

Gráfico 9: Precio diario del oro 2023

(USD por TM)



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

3. Referencias

Banco Central de Reserva del Perú. (s/f). Series Estadísticas del BCRP. Recuperado el 13 de diciembre de 2022, de <https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas.html>

Bloomberg, Terminal.

Las bambas. (2018, diciembre 30). MMG. <https://www.mmg.com/our-business/las-bambas/>

MARCOBRE - Ciudadanos haciendo minería responsable. (2020, junio 24). MARCOBRE.

<https://www.marcobre.com/>

Antamina. (s/f). Recuperado el 17 de febrero de 2023, de <https://www.antamina.com/>

Home. (2022, enero 19). SCC; SouthernCopper Corporation. <https://southerncoppercorp.com/>

MINERÍA DE COBRE Y MOLIBDENO EN AREQUIPA / Sociedad Minera Cerro Verde. (s/f). Cerroverde.pe.

Recuperado el 17 de febrero de 2023, de <https://www.cerroverde.pe/>

Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía - SNMPE. (s/f). Org.pe. Recuperado el 17 de febrero de 2023, de <https://www.snmpe.org.pe/>

Provias Nacional. (s/f). PROVIAS NACIONAL - SGCV - visor de emergencias viales. Gob.Pe. Recuperado el 17 de febrero de 2023, de http://wsgcv.proviasnac.gob.pe/sgcv_emergenciavial

Minem. (s/f). UNIDADES MINERAS EN PRODUCCIÓN Y PROYECTOS DE EXPLORACIÓN. Gob.pe. Recuperado el 17 de febrero de 2023, de <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Mineria/PUBLICACIONES/MAPAS/PROYECTOS/MAPA%20PROYECTO.pdf>

Minem. (s/f). CARTERA DE PROYECTOS DE. Gob.pe. Recuperado el 17 de febrero de 2023, de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/4058035/Cartera%20de%20Proyectos%20de%20Inversi%C3%B3n%20Minera%202023.pdf?v=1674323732>

Glencore.com. (S/f). Recuperado el 17 de febrero de 2023, de <https://www.glencore.com/>

BHP. (s/f). Home. Bhp.com. Recuperado el 17 de febrero de 2023, de <https://www.bhp.com/>

Mineral resources group. (s/f). Mitsubishi Corporation. Recuperado el 17 de febrero de 2023, de <https://www.mitsubishicorp.com/jp/en/bg/mineral-resources-group/>

Freeport-McMoRan | FCX. (s/f). Fcx.com. Recuperado el 17 de febrero de 2023, de <https://www.fcx.com/>

Sumitomo Corporation. (s/f). Sumitomo Corporation. Recuperado el 17 de febrero de 2023, de <https://www.sumitomocorp.com/en/jp>

Don. (2012). Buenaventura. Lulu.com. <https://www.buenaventura.com/es/operaciones>

Gmexico.com. (S/f). Recuperado el 17 de febrero de 2023, de

<https://www.gmexico.com/Pages/default.aspx>

Defensoría del Pueblo. Reportes. (s/f). Defensoría del Pueblo - Perú. Recuperado el 17 de febrero del 2023,

de https://www.defensoria.gob.pe/categorias_de_documentos/reportes/

Minem. (s/f). Recuperado el 17 de febrero del 2023, de

[https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Mineria/INVERSION/2021/CPM2021\(1\).pdf](https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Mineria/INVERSION/2021/CPM2021(1).pdf)

Ministerio de Energía y Minas - Minería. (2022). Producción de minera. Recuperado el 17 de febrero del

2023 de http://www.minem.gob.pe/_estadisticaSector.php?idSector=1

Ministerio de Energía y Minas - Minería. (s/f). Boletines Estadísticos. Recuperado el 17 de febrero del

2023, de https://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=1&idPublicacion=615

U.S. Geological Survey. (2023). *Mineral commodity summaries 2023*. US Geological Survey.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinermin

Gerencia de Políticas y Análisis Económico - GPAE

Informe Mensual de Energía y Minería – 16 de febrero de 2023

Alta Dirección

Omar Franco Chambergo Rodríguez	Presidente del Consejo Directivo
Juan José Rojas Baltazar	Gerente General

Equipo de Trabajo de la GPAE que preparó el Informe

Jorge Carlos Trelles Cassinelli	Gerente de Políticas y Análisis Económico
Ricardo De La Cruz Sandoval	Especialista senior en análisis económico

• Hidrocarburos

Juan Manuel Rivas Castillo	Especialista en econometría
Carlos Alberto Miranda Velásquez	Analista económico regulatorio
Wilder Santos Viera	Analista del sector energía y minería
Gonzalo Pasiche Manrique	Practicante calificado

• Electricidad

Carlos Renato Salazar Rios	Especialista en métodos cuantitativos y econometría
Ernesto Yuri Guevara Ccama	Analista sectorial en electricidad y gas natural
Flor Thalia Altamirano Mendez	Practicante calificado

• Minería

Victor Raul Zurita Saldaña	Especialista senior en análisis económico
Pablo Anthony Suclupe Girio	Analista económico regulatorio
Junior Orlando Mosayhuate Rivas	Practicante calificado

El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente con autorización de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE) del Osinermin. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en este reporte es propiedad de Osinermin, a menos que se indique lo contrario.

Citar el Informe como: Trelles, J.; De la Cruz, R.; Rivas, J.; Salazar, C.; Zurita, V.; Miranda, C.; Suclupe, A.; Guevara, E.; Santos, W.; Pasiche, G.; Altamirano, F., y Mosayhuate, J. *Informe Mensual de Energía y Minería – 16 de febrero de 2023*. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinermin - Perú.

Osinermin no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en el Informe pertenecen a sus autores. La información contenida en el presente Informe se considera proveniente de fuentes confiables, pero Osinermin no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso. La evolución pasada no es necesariamente un indicador de resultados futuros. Este reporte no se debe utilizar para tomar decisiones de inversión en activos financieros.