

**INFORME N° PR-20-2026-DGN/GRT**  
**PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO**  
**Informe al 18/05/2026**

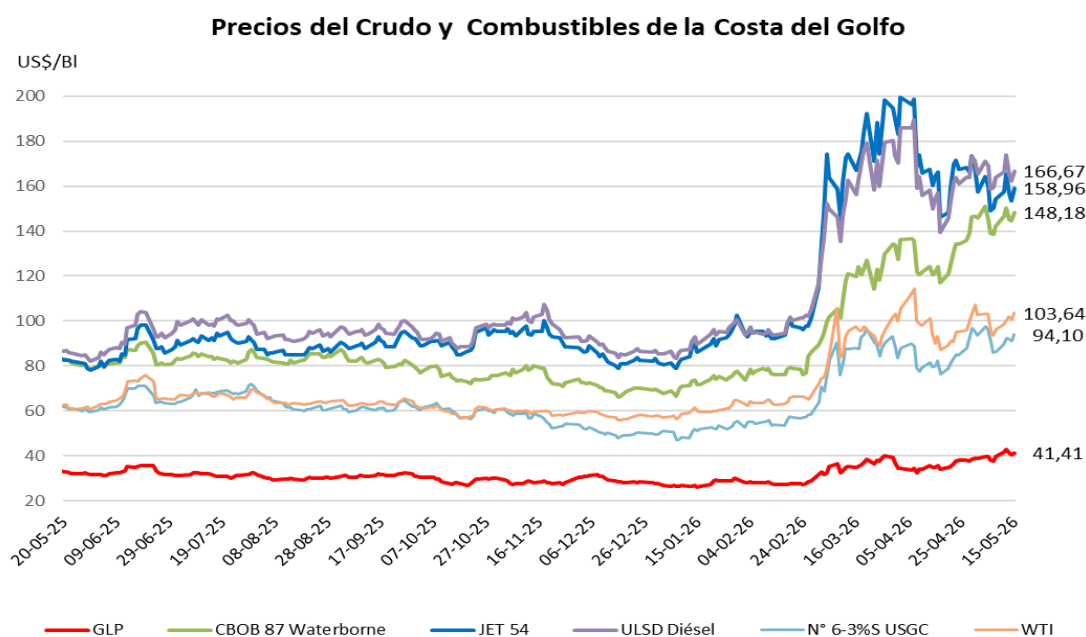
**1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA <sup>1</sup>**

Las variaciones registradas en los precios de referencia de los combustibles son consecuencia del comportamiento de los precios del petróleo crudo y combustibles en el mercado internacional, principalmente el de Estados Unidos, que es el mercado relevante para el GLP, Gasolinas, Diésel y Residuales comercializados en nuestro país.

**1.1. Mercado Internacional de Petróleo Crudo y Combustibles**

En la Gráfica N° 1, se muestra la evolución de los Precios del Petróleo Crudo y Combustibles de la Costa del Golfo y Mont Belvieu, en dólares por barril.

**GRAFICA N° 1:** Precios del Petróleo Crudo y Combustibles en la Costa del Golfo de EE.UU.



**Fuente:** Argus

**Elaboración:** Propia

A partir de enero 2021, los precios del petróleo crudo y combustibles comenzaron a recuperarse, luego de la crisis generada por la pandemia del Coronavirus en el año 2020, denotando un comportamiento alcista al cierre de julio 2021.

En agosto 2021, las expectativas en el mercado del petróleo cambiaron, respecto al mes de julio 2021; debido principalmente al impacto de la variante Delta del Coronavirus, que retrasó, a nivel

<sup>1</sup>Fuentes: EIA, Reuters, Bloomberg, otros.

global, la reactivación que habían experimentado los precios del petróleo y combustibles a lo largo de la pandemia.

Durante el primer semestre del año 2022, los precios del petróleo crudo y productos mostraron una tendencia alcista, en medio de la alta volatilidad registrada; mientras que a partir del segundo semestre los precios se movieron dentro de una banda de menor amplitud, con una tendencia a la baja, particularmente en el caso del petróleo crudo WTI y el GLP. Esta tendencia se mantuvo desde enero a junio 2023. Posteriormente, los precios del petróleo crudo y combustibles, registraron una moderada recuperación impulsada principalmente por la reducción de la oferta y las expectativas de una mayor demanda a nivel global.

En el 2024, el comportamiento de los precios estuvo influenciado por una situación de incertidumbre debido a las señales de una lenta recuperación económica mundial<sup>2</sup> y a las tensiones geopolíticas en el Medio Oriente que hasta la fecha mantienen alerta al mercado ante la posible interrupción del suministro de petróleo crudo.

Asimismo, al cierre de la última semana del periodo de evaluación<sup>3</sup>, el precio del crudo WTI se ubicó en 103,63 US\$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 148 US\$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 158 US\$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 41,41 US\$/Bl.

En las semanas del 04.05.2026 al 15.05.2026, los principales factores que incidieron en la variación de los precios del petróleo crudo y combustibles fueron los siguientes:

- **El incremento de los inventarios de destilado medio y propano, así como el descenso de las existencias de crudo y gasolinas, al 08 de mayo del 2026**

Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se redujeron en 4,3 millones de barriles alcanzando los 452,9 millones de barriles, ubicándose en un -0,3% por debajo de la media de los últimos 5 años, para esta época del año.

Por su parte, las existencias de gasolinas disminuyeron en 4,1 millones de barriles, reportando un total de 215,7 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción se incrementaron en 0,2 millones de barriles, ubicándose en 102,5 millones de barriles.

Finalmente, las existencias de propano aumentaron en 3,59 millones de barriles, registrando un nivel de 81,15 millones de barriles.

- **EE.UU. e Irán pasan de la escalada militar a una negociación avanzada, aunque la reapertura plena del Estrecho de Ormuz sigue definiendo el riesgo petrolero**

---

<sup>2</sup> Reflejo de las cifras macroeconómicas de China, Estados Unidos y algunos países de Europa.

<sup>3</sup> El periodo de evaluación comprende los diez últimos días hábiles en los que se publican las cotizaciones internacionales de petróleo crudo y combustibles.

**Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural**

Durante las últimas semanas, el frente diplomático quedó subordinado a una dinámica de confrontación abierta. Tras los contactos nucleares indirectos de Ginebra del 26 y 27 de febrero, que no produjeron avances, la ofensiva conjunta de EE. UU. e Israel iniciada el 28 de febrero rompió el frágil equilibrio previo. En los días siguientes, Irán endureció su postura, respaldó el cierre de Ormuz y Donald Trump elevó la presión con amenazas cada vez más directas, hasta pasar del lenguaje de advertencia a exigencias de “rendición incondicional”.

La escalada dio un salto importante el 13 de marzo, cuando Trump anunció ataques estadounidenses contra objetivos militares en Kharg, isla que concentra cerca del 90% de las exportaciones petroleras de Irán. EE. UU. afirmó haber destruido blancos militares sin golpear directamente la infraestructura petrolera, aunque dejó explícita la amenaza de ampliar los ataques si Irán seguía interfiriendo en Ormuz. Un día después, CENTCOM informó ataques contra más de 90 objetivos militares en Kharg, manteniendo intactas las instalaciones petroleras, pero dejando clara la disposición de Washington a presionar sobre el principal nodo exportador iraní.

Durante la segunda quincena de marzo, la confrontación combinó coerción militar, amenazas sobre infraestructura energética y pausas tácticas. Trump evaluó incluso ocupar o bloquear Kharg para forzar la reapertura de Ormuz, mientras Irán advirtió que una mayor escalada sobre su litoral, islas o infraestructura energética podía derivar en un cierre más agresivo del Golfo, incluido el eventual uso de minas marinas. Aunque el 23 de marzo Trump anunció una pausa inicial en ataques contra plantas energéticas iraníes y el 26 de marzo la amplió por 10 días, hasta el 6 de abril, Irán negó contactos formales y calificó la propuesta estadounidense como sesgada e injusta.

A fines de marzo e inicios de abril, el mercado dejó de reaccionar solo a las señales verbales de Trump y empezó a asumir que la guerra podía prolongarse. La falta de avances diplomáticos verificables, la persistencia del riesgo sobre Ormuz y la continuidad de amenazas contra Irán reforzaron la percepción de una crisis con capacidad real de alterar el equilibrio energético mundial. En ese contexto, el crudo volvió a dispararse y la volatilidad aumentó.

En abril, la crisis entró en una fase más ambigua, marcada por treguas tácticas, negociaciones incompletas y presión marítima. Los intentos de mediación regional, especialmente de Pakistán, desembocaron en una tregua temporal entre EE. UU. e Irán, que provocó una fuerte corrección del crudo entre el 8 y 10 de abril. Sin embargo, el alivio fue incompleto, pues la reapertura operativa del sistema energético regional siguió siendo incierta y cerca de 187 tanqueros permanecían dentro del Golfo con unos 172 millones de barriles de crudo y refinados pendientes de evacuación.

Entre el 11 y 12 de abril, EE. UU. e Irán sostuvieron en Islamabad la ronda más importante de conversaciones de alto nivel en décadas, pero el encuentro terminó sin acuerdo. Ambas partes dejaron abierta la puerta al diálogo, aunque persistieron desacuerdos sobre el programa nuclear iraní, el alivio de sanciones y la seguridad marítima en el Golfo. A partir del 14 de abril, EE. UU. mantuvo la presión marítima y económica, mientras surgían nuevas señales de reanudación de contactos con mediación pakistaní.

**Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural**

El 17 de abril, Irán anunció la reapertura temporal del Estrecho de Ormuz, lo que reavivó expectativas de negociación y generó una nueva corrección bajista del petróleo. Sin embargo, Teherán advirtió que podía volver a cerrar el paso si continuaba el bloqueo o interceptación naval estadounidense contra buques vinculados a puertos iraníes. Entre el 20 y 26 de abril, la tregua volvió a evidenciar su fragilidad: el proceso quedó trabado por la falta de un acuerdo operativo sobre Ormuz, el 24 de abril Trump señaló que Irán preparaba una oferta para atender demandas estadounidenses y el 25 de abril canceló el viaje de sus enviados a Pakistán. En paralelo, Ormuz siguió restringido y la amenaza iraní de extender la presión hacia Bab el-Mandeb elevó el riesgo de una disrupción marítima más amplia.

Entre el 27 de abril y el 1 de mayo de 2026, el conflicto se caracterizó por una combinación de presión militar, sanciones y esfuerzos diplomáticos indirectos. El foco principal siguió siendo Ormuz, donde EE. UU. reforzó su presencia naval e intensificó las interceptaciones de cargamentos iraníes, mientras Irán respondió restringiendo parcialmente el tránsito y denunciando acciones de “piratería” por parte de Washington. La reducción del tráfico de buques y el riesgo de un cierre total elevaron las primas de riesgo, los costos de transporte marítimo y la preocupación sobre nuevas interrupciones de suministro. En paralelo, las exportaciones petroleras iraníes se redujeron por sanciones y restricciones logísticas, obligando a Teherán a buscar rutas alternativas hacia China y a almacenar crudo en instalaciones improvisadas. En ese contexto, el Brent superó los USD 107 por barril ante el temor de una mayor escasez regional.

Durante la semana del 4 al 8 de mayo de 2026, el conflicto estuvo marcado principalmente por tensiones diplomáticas vinculadas al programa nuclear iraní. Ambos países mantenían negociaciones indirectas, mediadas por Omán, con el objetivo de avanzar hacia un nuevo acuerdo nuclear; sin embargo, la cuarta ronda de conversaciones fue aplazada por razones logísticas, lo que generó incertidumbre sobre el avance del diálogo. Paralelamente, EE. UU. mantuvo la presión económica mediante sanciones dirigidas al sector petrolero y petroquímico iraní, buscando limitar las fuentes de ingresos de Teherán.

Durante la semana del 11 al 17 de mayo de 2026, el conflicto entró en una fase de negociación más concreta, aunque todavía sin normalización efectiva del tránsito marítimo. El 11 de mayo, EE. UU. impuso nuevas sanciones contra personas y empresas vinculadas al envío de petróleo iraní hacia China, reforzando la presión económica sobre Teherán mientras se mantenían abiertos los contactos diplomáticos. Luego, Pakistán trasladó a EE. UU. una propuesta iraní revisada para terminar la guerra, centrada primero en detener el conflicto, reabrir Ormuz y levantar restricciones marítimas, aunque las conversaciones seguían estancadas.

En ese contexto, la cumbre entre Xi Jinping y Donald Trump generó expectativas de alivio en el mercado energético, luego de que Trump afirmara que China apoyaba la reapertura del Estrecho de Ormuz y que no asistiría militarmente a Irán. Sin embargo, la reacción del mercado fue limitada, porque no se anunciaron compromisos verificables para normalizar los flujos energéticos, garantizar el tránsito de buques o destrabar la salida de cargamentos retenidos en el Golfo. Así, la reunión fue leída como una señal diplomática positiva, pero insuficiente para eliminar la prima geopolítica.

Al término de la semana, Trump afirmó que las negociaciones estaban en sus “etapas finales”, lo que provocó una caída en los precios del petróleo. Sin embargo, Irán planteó paralelamente la creación de un mecanismo con Omán para garantizar la seguridad sostenible del tránsito por Ormuz, mostrando que el punto crítico ya no era solo el fin formal de la guerra, sino las condiciones bajo las cuales se reabría plenamente la vía marítima.

Así, el conflicto entre EE. UU. e Irán ha pasado de un diálogo estancado a una confrontación abierta, luego a una tregua frágil y, más recientemente, a una negociación más avanzada, todavía condicionada por la reapertura efectiva de Ormuz. La secuencia más reciente muestra que el mercado empezó a descontar una posible salida diplomática, reforzada por la propuesta iraní trasladada por Pakistán, la cumbre Xi-Trump y los comentarios de Trump sobre negociaciones en “etapas finales”. Sin embargo, la desescalada aún no puede considerarse ordenada ni completa, ya que EE. UU. busca la reapertura plena del estrecho y garantías de tránsito sin restricciones, mientras Irán intenta vincular esa reapertura a un mecanismo regional de seguridad, al alivio de la presión marítima y al levantamiento de sanciones. En consecuencia, el riesgo sobre crudo y derivados se moderó, pero no desapareció.

- **Ucrania intensifica ataques a infraestructura petrolera rusa y mantiene elevada la prima de riesgo energético**

El conflicto Rusia-Ucrania mantuvo presión sobre el mercado energético por la intensificación de ataques ucranianos contra infraestructura petrolera rusa. Durante abril, los drones afectaron puertos, refinerías y nodos logísticos vinculados a Ust-Luga, Primorsk, Novorossiysk y Tuapse, elevando el riesgo sobre exportaciones rusas de crudo y productos refinados.

El impacto ya se trasladó a la oferta. Reuters reportó el 21 de abril que Rusia redujo su producción de petróleo entre 300 mil y 400 mil bpd por ataques contra puertos y refinerías, además de problemas en flujos por oleoducto hacia Europa. La refinería de Tuapse, de unos 240 mil bpd, también detuvo operaciones tras el ataque del 16 de abril.

No obstante, el efecto fue alcista moderado, no extremo. Aunque los ataques demostraron capacidad para afectar producción, refinación y logística, las exportaciones rusas desde puertos occidentales se mantuvieron relativamente estables en abril, cerca de 2,2 millones de bpd desde Primorsk, Ust-Luga y Novorossiysk, amortiguando parcialmente el impacto sobre crudo, diésel y derivados.

- **Salida de Emiratos Árabes Unidos de la OPEP+**

Emiratos Árabes Unidos anunció el 28 de abril su salida de la OPEP y OPEP+, efectiva desde el 1 de mayo de 2026, tras casi seis décadas de participación. La decisión fue presentada por Abu Dabi como una medida soberana y estratégica, vinculada a su política energética nacional y a su mayor capacidad futura de producción. Antes de la guerra EE.UU.-Israel contra Irán, Emiratos producía cerca de 3,4 millones de bpd, alrededor de 3% del suministro mundial, lo que lo convirtió en el mayor productor en abandonar la OPEP y en un golpe relevante para la coordinación del grupo.

El efecto de corto plazo sobre precios fue limitado porque la crisis de Ormuz seguía restringiendo la capacidad de los productores del Golfo para elevar exportaciones. No obstante, la salida de Emiratos tiene un sesgo bajista de mediano plazo, ya que le permite producir fuera de cuotas y aprovechar las inversiones de ADNOC para aumentar capacidad. Reuters reportó además que el país busca reducir su dependencia de Ormuz mediante un nuevo oleoducto hacia Fujairah, ya 50% completado y previsto para 2027, lo que reforzaría su autonomía exportadora. Si Emiratos incrementa producción una vez normalizado el tránsito marítimo, podría debilitar la disciplina de OPEP+ y aumentar la competencia con Arabia Saudita.

- **Señales de menor demanda global moderaron el alza del petróleo**

Las señales de demanda introdujeron un contrapeso bajista frente a la prima geopolítica generada por Oriente Medio. Aunque el mercado seguía dominado por Ormuz, EE.UU.-Irán y los recortes forzados del Golfo, los indicadores de consumo comenzaron a mostrar menor capacidad para sostener precios elevados por mucho tiempo.

El ajuste más relevante provino de las proyecciones internacionales. El 13 de mayo, la AIE recortó su previsión de crecimiento de demanda para 2026 en 420 mil bpd, mientras la OPEP redujo su estimación en 200 mil bpd, hasta 1,17 millones de bpd de crecimiento. Estos recortes reforzaron la percepción de un mercado menos dinámico por altos precios, tensiones comerciales y menor actividad económica.

China fue el principal foco de debilidad física. En abril de 2026, sus importaciones y procesamiento de crudo cayeron en 2,4 millones de bpd, hasta 9,25 millones de bpd, el menor nivel desde julio de 2022. Además, las refinerías independientes de Shandong operaron cerca de 50% de capacidad, afectadas por márgenes negativos y demanda interna débil.

Sin embargo, la lectura para combustibles fue mixta. China restringió exportaciones de gasolina, diésel y jet fuel, reduciendo la oferta regional y sosteniendo precios en Asia. A la vez, India trasladó parte del shock internacional a su mercado interno, con refinerías estatales elevando precios de gasolina y diésel entre 3% y 4%, por primera vez desde marzo de 2024.

En balance, la desaceleración de la demanda global no logró revertir la presión alcista provocada por Ormuz y los riesgos de oferta, pero sí limitó el avance del crudo. El mercado empezó a descontar que precios demasiado altos podían destruir demanda, especialmente en China e India, mientras la menor disponibilidad regional de refinados evitó una corrección más profunda en combustibles.

- **Incremento de las exportaciones estadounidenses de productos petrolíferos**

Las exportaciones estadounidenses de productos petrolíferos alcanzaron un récord histórico de 8,2 millones de barriles diarios durante la semana finalizada el 1 de mayo, debido al incremento de la demanda mundial provocado por las interrupciones en el suministro energético derivadas de la guerra con Irán. Estados Unidos se consolidó como un proveedor clave de petróleo y combustibles refinados ante las restricciones en el estrecho de Ormuz,

que afectaron el abastecimiento desde Medio Oriente hacia los mercados internacionales. La fuerte demanda de diésel, combustible para aviones y gasolina impulsó especialmente las exportaciones de derivados, mientras las refinerías de Asia y Europa enfrentaban dificultades para obtener crudo y distribuir combustibles.

El mayor incremento se registró en las exportaciones de destilados, especialmente diésel, que alcanzaron un récord de 1,9 millones de barriles diarios. Asimismo, las exportaciones de combustible para aviones crecieron significativamente. Esta situación provocó un fuerte aumento de precios internacionales y domésticos de los combustibles, elevando los costos de transporte y aviación. Aunque el auge exportador benefició a las refinerías estadounidenses, también generó preocupación política para la administración Trump debido al aumento de los precios internos de la energía y la reducción de inventarios nacionales de destilados a sus niveles más bajos desde 2005.

## **1.2. Mercado Local de Combustibles**

- Mediante el Decreto Supremo N° 023-2021-EM publicado el 06.09.2021 en el Diario Oficial «El Peruano», se incluyó al Gas Licuado de Petróleo destinado para envasado (GLP – E) en la lista de productos afectos al Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC).
- Según el Decreto Supremo N° 025-2021-EM publicado el 09.11.2021 en el Diario Oficial «El Peruano», se incluyó al Diésel BX destinado al uso vehicular en la lista de productos afectos al FEPC.
- Mediante la Resolución N° 012-2026-OS/GRT, se fijó la Banda de Precios y el Margen Comercial para el Petróleo Industrial N° 6 utilizado en actividades de generación eléctrica en sistemas eléctricos Aislados con vigencia desde el 01 de mayo de 2026 hasta el 25 de junio de 2026.
- Mediante la Resolución N° 012-2026-OS/GRT, también se fijó la Banda de Precios y el Margen Comercial para el Diesel BX destinado al uso vehicular, con vigencia a partir del 01 de mayo de 2026 hasta el jueves 28 de mayo de 2026.
- Teniendo en cuenta las Bandas de Precios y los Márgenes Comerciales de los combustibles establecidos mediante la resolución de la Gerencia de Regulación Tarifaria Osinergmin N° 012-2026-OS/GRT, le corresponde al MINEM publicar los Factores de Aportación y/o Compensación vigentes desde el martes 12 de mayo de 2026 hasta el lunes 18 de mayo de 2026.
- El día 19.05.2026, Petroperú publicó su lista de precios de venta de combustibles. En dicha lista se registraron variaciones en los precios de la Gasolina Premium (-0,30 S/Gln), Gasolina Regular (-0,80 S/Gln), Gasohol Premium (-0,29 S/Gln), Gasohol Regular (-0,79 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (-0,58 S/Gln), Diesel B5 S-50 (-0,58 S/Gln), Petróleo Industrial N°6 (-0,60 S/Gln) y Petróleo Industrial N°500 (-0,59 S/Gln) respecto de sus precios de la semana anterior.

## **2. PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES**

### **2.1. Procedimiento de Cálculo de los Precios de Referencia de Combustibles**

Con fecha 01.07.2021 se aprobó la Norma "Procedimiento para el Cálculo de los Precios de Referencia de los Combustibles derivados del Petróleo" mediante la Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 174-2021-OS/CD. Asimismo, con Resolución de Consejo Directivo 156-2024-OS/CD fueron establecidas las últimas modificaciones al mencionado procedimiento.

Los Precios de Referencia (PR) de Combustibles Líquidos determinados por el Osinergmin, cuya metodología de cálculo se grafica en el Anexo N° 2, tienen como base conceptual lo siguiente:

- ✓ Representan costos de eficiencia para la sociedad.
- ✓ Son los costos de oportunidad que la sociedad tendría que pagar para adquirir un combustible que satisface las exigencias impuestas a los combustibles nacionales.
- ✓ Introdúcen las eficiencias que se obtendrían en un Mercado Competitivo.
- ✓ No está limitado al Corto Plazo.
- ✓ Se usan como referencia en un mercado competitivo. En el Perú los precios se rigen por la Oferta y Demanda (Art. 77° Ley Orgánica de Hidrocarburos).

En el Procedimiento se definen dos tipos de precios de referencia: Precio de Referencia de Importación (PR1) y Precio de Referencia de Exportación (PR2). Sin embargo, a la fecha corresponde publicar únicamente los PR1.

Cabe indicar que el Precio de Referencia es un cálculo teórico, y no tiene que coincidir con el precio de realización o precio real de importación o exportación.

#### **Precio de Referencia de Importación (PR1)**

El Precio de Referencia 1 (PR1): Es el Precio de Referencia Ex - Planta sin impuestos, que refleja una operación eficiente de importación desde el mercado relevante. Se determina considerando el precio del producto marcador en el mercado relevante con el ajuste de calidad requerido; al cual se le adiciona el flete marítimo, seguro, arancel, gastos de importación, gastos de recepción, almacenamiento y despacho, alícuota y sobreestadias.

#### **Precio de Referencia de Exportación (PR2)**

El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

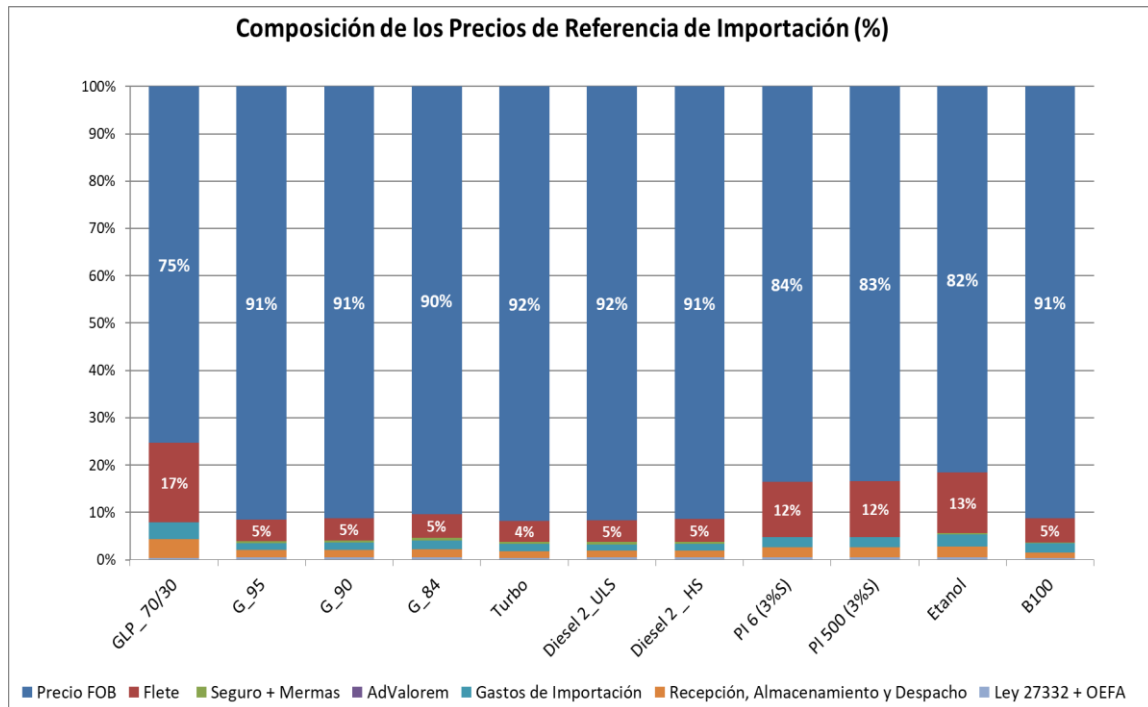


## 2.2. Composición de los Precios de Referencia de Importación de Combustibles

El cálculo de cada uno de los componentes de los Precios de Referencia de Importación se realiza siguiendo la metodología detallada en el Procedimiento aprobado por la Resolución Osinermin 174-2021-OS/CD<sup>4</sup> y sus respectivas modificaciones, establecidas con Resolución de Consejo Directivo 156-2024-OS/CD.

De acuerdo con la mencionada metodología, la composición porcentual de los Precios de Referencia de Combustibles, durante el periodo comprendido entre el 04/05/2026 y el 15/05/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

**GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia 1 (PR1) de los Combustibles, al 18 -05-26, en %**



Fuente: Osinermin

Elaboración: Propia

El mercado relevante para la determinación de los precios de referencia de las gasolinas, diésel, turbo, petróleos industriales y etanol es la Costa del Golfo de Estados Unidos; y Mont Belvieu para el GLP. El Precio FOB y el Flete desde el mercado relevante al Callao, son los componentes que tienen un mayor impacto en el comportamiento de los precios de referencia de los combustibles.

En la Gráfica N° 3, se aprecia que el Precio FOB se ubicó en 75% del precio de referencia del GLP, 82% y 91% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiésel B100, 84% y 83% del precio de los residuales R6 y R500; y fue igual o superior al 91% del precio de referencia de los

<sup>4</sup>[https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/gart/precios\\_referencia\\_banda\\_precios/PreciosReferencia/Osinermin-174-2021-OS-CD-EP.pdf](https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/precios_referencia_banda_precios/PreciosReferencia/Osinermin-174-2021-OS-CD-EP.pdf)

demás combustibles. Cabe recalcar que el Precio FOB incluye la tarifa “*Terminalling*” del GLP; el descuento por concepto de RVO, aplicado al precio de las Gasolinas y Diésel 2; y los ajustes de calidad para las Gasolinas, Diésel y Residual 500.

A continuación, se presenta una descripción del cálculo del Precio FOB de los Combustibles, indicando los valores obtenidos para cada uno de sus componentes al 18 de mayo de 2026.

Los precios de los productos marcadores, el *terminalling*, el descuento por RVO y los ajustes de calidad corresponden al promedio de las diez últimas cotizaciones diarias publicadas por Argus.

**a. Precio FOB del GLP**

- **Precio del Producto Marcador:** Fue determinado, considerando la mezcla típica del GLP comercializado en nuestro país, cuya composición propano/butano es de 70%/30%.
- **Terminalling:** Calculado en base al promedio de las 10 últimas cotizaciones de la proporción de mezcla del *terminalling* de propano y butano refrigerados publicadas por Argus. Dicho valor de la tarifa del GLP ajustado a temperatura ambiente es igual a 9,74 cent\$/galón equivalente a 4,09 US\$/Bl.

**b. Precios FOB de las Gasolinas:**

- **Precio del Producto Marcador:** Para la Gasolina Premium corresponde al precio waterborne sin RVO, calculado a partir de la mezcla de las gasolinas CBOB 97 y CBOB 93; mientras que, para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos, es el precio waterborne sin RVO de la gasolina CBOB 87.
- **Descuento por RVO:** Está incluido en el precio del producto marcador. Su valor asciende en promedio a 13,35 US\$/Bl.
- **Ajuste de Calidad por RVP:** Se determinó un ajuste de -1,17 US\$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de -1,03 US\$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.
- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 1,65 US\$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -8,90 US\$/Bl para la Gasolina de 84 octanos.

**c. Precio FOB del Diésel:**

- **Precio del Producto Marcador:** Para el Diésel de bajo contenido de azufre, se toma el precio waterborne sin RVO del Ultra Sulfur Diésel. Para el Diésel con alto contenido de azufre, se considera el precio waterborne sin RVO del Ultra Sulfur Diésel más un ajuste de calidad por contenido de azufre.
- **Descuento por RVO:** Está incluido en el precio del producto marcador. Su valor promedio asciende a 13,35 US\$/Bl.

**Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural**

- **Ajuste de Calidad por Cetano:** No se requieren dado que el producto marcador y el diferencial *export cargo* seleccionados para Diésel con alto contenido de azufre y Diésel de bajo contenido de azufre se encuentran en especificación.
- **Ajuste de Calidad por Contenido de Azufre:** Corresponde al valor de -5,10 US\$/BI aplicable al Precio FOB del Diésel con alto contenido de azufre.

**d. Precio FOB de los Petróleos Industriales:**

- **Precio del Producto Marcador:** Para el Residual 6 y Residual 500, se considera el precio waterborne del Fuel Oil N° 6 con 3% S.
- **Ajuste de Calidad por Viscosidad:** Se determinó un ajuste de -0,75 US\$/BI para el Petróleo Industrial 500.

Los resultados del cálculo del Precio FOB y de los demás componentes que forman parte de los Precios de Referencia de Combustibles, se muestran en la Tabla N° 1.

**Flete Marítimo**

Desde la vigencia de la Resolución Osinermin N° 156-2024-OS/CD, que aprueba los cambios en la metodología de cálculo de precios de referencia, se ha incorporado como parte del flete marítimo los costos por demoras en el tránsito del Canal de Panamá en el Precio de Referencia de Importación de los combustibles, el mismo que será reemplazado por el costo de las subastas para priorizar el cruce por el Canal de Panamá, cuyo indicador es publicado por Argus, cuando se superen los 6 días de demora. En virtud que esto último no ha ocurrido, los valores de fletes para la presente semana consideran únicamente los costos de demoras reportados por Argus y que ascienden a 0,79 US\$/BI para el GLP; 2,12 US\$/BI para las gasolinas y 2,12 US\$/BI para el Diésel y el Turbo.

**Gastos de Importación**

Como resultado de la evaluación anual del comportamiento de los Precios de referencia de Combustibles Derivados del Petróleo y Biocombustibles del año 2025, a que se refiere el numeral 2.2.5 del artículo 2 de la Resolución Directoral N° 244-2020-MINEM/DGH, que aprueba los Lineamientos del Minem, se actualizaron algunos parámetros para el cálculo de los gastos de importación:

- a. **Tasa de Carta de crédito:** Tasa promedio de apertura, confirmación y negociación de carta de crédito de 0,34%.
- b. **Gastos de Inspección:** Diésel (0,04%), Etanol (0,20%), Gasolinas (0,05%), GLP (0,04%), Residuales (0,02%), Turbo (0,03%) y Biodiesel B100 (0,06%).
- c. **Gastos de Puerto:** Tarifa regulada de embarque o descarga de carga líquida a granel del Tarifario APM Terminals Callao (7,99 US\$/TM).
- d. **Sobreestadias:** Diésel (0,15 US\$/BI), GLP (1,34 US\$/BI) y Gasolinas (0,11 US\$/BI).

**TABLA N° 1: Composición de los Precios de Referencia de Importación de Combustibles**

Fecha de Publicación : 18-May-26

**PR1 : Precio de Referencia que refleja una operación eficiente de importación desde el Mercado Relevante**

PR1 - US\$/BI	GLP 70/30	Gasolina Premium	Gasolina Regular	Gasolina 84	Turbo	Diésel 2 Bajo Azufre	Diésel 2 Alto Azufre	Petróleo Industrial 6 (3%S)	Petróleo Industrial 500 (3%S)	Alcohol Carburante	B100
<b>Precio FOB</b>	44,41	142,59	137,43	126,89	156,92	155,43	150,33	91,66	90,91	85,53	204,23
Precio Marcador	40,32	143,76	136,81	136,81	156,92	155,43	155,43	91,66	91,66	85,53	204,23
Ajuste de Calidad		-1,17	0,62	-9,93			-5,10		-0,75		
Terminalling	4,09										
<b>Flete Marítimo</b>	9,88	7,02	7,02	7,02	7,50	7,87	7,87	12,79	12,79	13,53	11,52
Seguro	0,05	0,42	0,40	0,37	0,06	0,27	0,26	0,04	0,04	0,02	0,04
Mermas	0,00	0,34	0,33	0,30	0,79	0,49	0,47	0,00	0,00	0,24	0,23
<b>Valor CIF</b>	54,34	150,37	145,18	134,58	165,28	164,06	158,93	104,49	103,75	99,32	216,02
Advalorem											
Gastos de Importación	2,03	2,29	2,26	2,71	2,62	2,38	2,34	2,32	2,32	2,65	4,39
Recepción, Almacenamiento y Despacho	2,36	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,42	2,43
Ley 27332 + OEFA	0,26	0,80	0,78	0,74	0,75	0,83	0,81	0,53	0,53	0,55	0,98
<b>Precio de Referencia Ex-Planta</b>	<b>58,99</b>	<b>155,84</b>	<b>150,60</b>	<b>140,40</b>	<b>171,03</b>	<b>169,65</b>	<b>164,46</b>	<b>109,73</b>	<b>108,98</b>	<b>104,94</b>	<b>223,82</b>

(1) Los cálculos se han efectuado conforme a la Resolución Directoral N° 244-2020-MEM/DGH y Resolución de Consejo Directivo N° 174-2021-OS/CD

(2) PR1: Son Precios Netos Ex-Planta, sin incluir Impuestos (ISC, IGV, Rodaje), ni gastos de Gestión Comercial.

(3) Para el Diésel de alto azufre, se aplica un ajuste de calidad por contenido de azufre.

(4) El advalorem del etanol, se actualizará de acuerdo con el origen de las importaciones al Perú y los convenios internacionales vigentes.

(5) Para el ajuste por octanaje de las Gasolinas Regular y de 84 octano se usan los índices de octano de las Gasolinas Base. Se incluye un ajuste de calidad por RVP para todas las gasolinas.

(6) En el precio de referencia del GLP se considera la proporción de mezcla Propano/Butano = 70/30

(7) Los precios de los marcadores del diésel y gasolinas consideran un descuento por RVO.

(8) Las Gasolinas de alto octanaje se han formulado como una proporción de mezcla de las Gasolinas CBOB de la Costa del Golfo.

(9) El Precio de Referencia del Diesel BX, ha sido calculado considerando los porcentajes de Diésel y Biodiesel B100 utilizados en la mezcla.

(10) El Precio de Referencia de los Gasoholes, ha sido calculado considerando los porcentajes de Gasolina y Etanol utilizados en la mezcla.

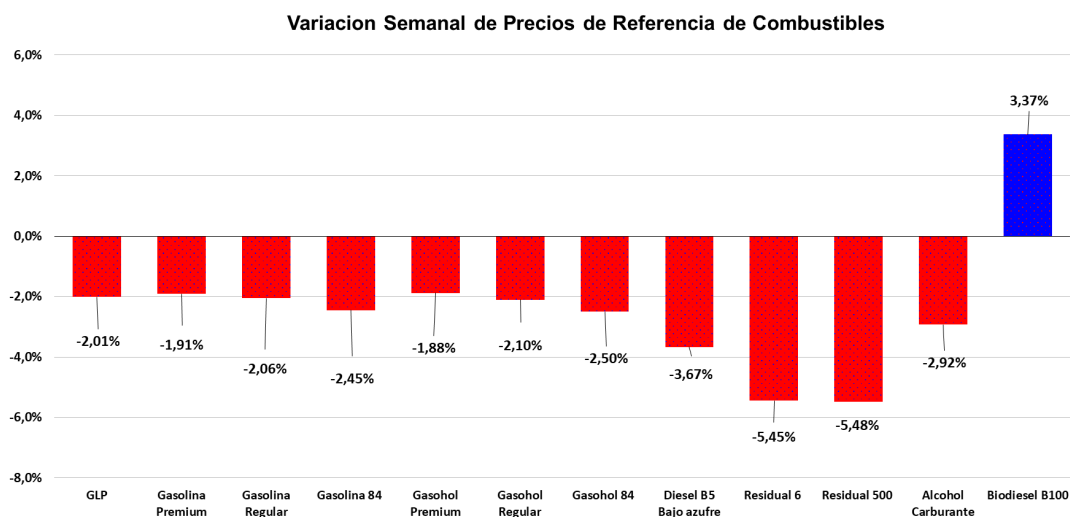
## 2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

**TABLA N° 2:** Variación de PR Combustibles OSINERGMIN

PRODUCTOS	OSINERGMIN		
	Precios 18/05/26	Precios 11/05/26	Variación %
GLP	2,44	2,49	-2,01%
Gasolina Premium	12,82	13,07	-1,91%
Gasolina Regular	12,39	12,65	-2,06%
Gasolina 84	11,55	11,84	-2,45%
Gasohol Premium	12,50	12,74	-1,88%
Gasohol Regular	12,10	12,36	-2,10%
Gasohol 84	11,32	11,61	-2,50%
Diesel B5	14,18	14,72	-3,67%
Bajo azufre			
Residual 6	9,03	9,55	-5,45%
Residual 500	8,97	9,49	-5,48%
Alcohol Carburante	8,63	8,89	-2,92%
Biodiesel B100	18,41	17,81	3,37%

(\*) El precio del GLP considera la proporción de mezcla Propano/Butano=70/30 y se indica en Soles/kg.

**GRÁFICA N° 4:** Variación PR Combustibles OSINERGMIN



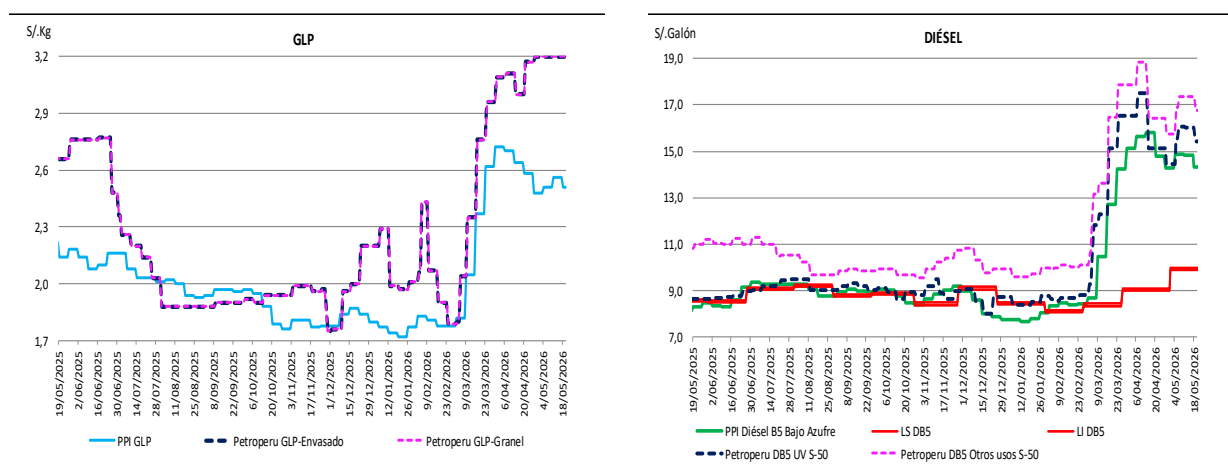
### 3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

**TABLA N° 3:** Diferencia entre Precios de Referencia de Combustibles vs Precios de Venta PETROPERU

PRODUCTOS	PETROPERU					
	Soles/galón					
	A	B	A/B-1		PN vs.	PN vs.
	Precio Neto (PN)	Precio Neto (PN)	Var% Precio Neto	PR1 + MC	(PR1 + MC) S./Gln	(PR1 + MC) %
	12/05/26	05/05/26	11/05/26	11/05/26	11/05/26	11/05/26
Gasolina Premium	14,27	14,62	-2,4%	13,26	1,01	7,6%
Gasolina Regular	13,90	13,54	2,7%	12,84	1,06	8,3%
Gasohol Premium	13,90	14,26	-2,5%	12,93	0,97	7,5%
Gasohol Regular	13,58	13,22	2,7%	12,55	1,03	8,2%
Diesel B5 UV S-50	16,02	15,54	3,1%	14,85	1,17	7,9%
Residual 6	13,49	13,33	1,2%	9,74	3,75	38,5%
Residual 500	13,21	13,05	1,2%	9,68	3,53	36,5%

### 4. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES, PRECIOS DE VENTA LOCAL Y BANDA DE PRECIOS.

**GRAFICA N° 5:** Comparación de Precios de Referencia y Precios de Lista en Soles/Galón

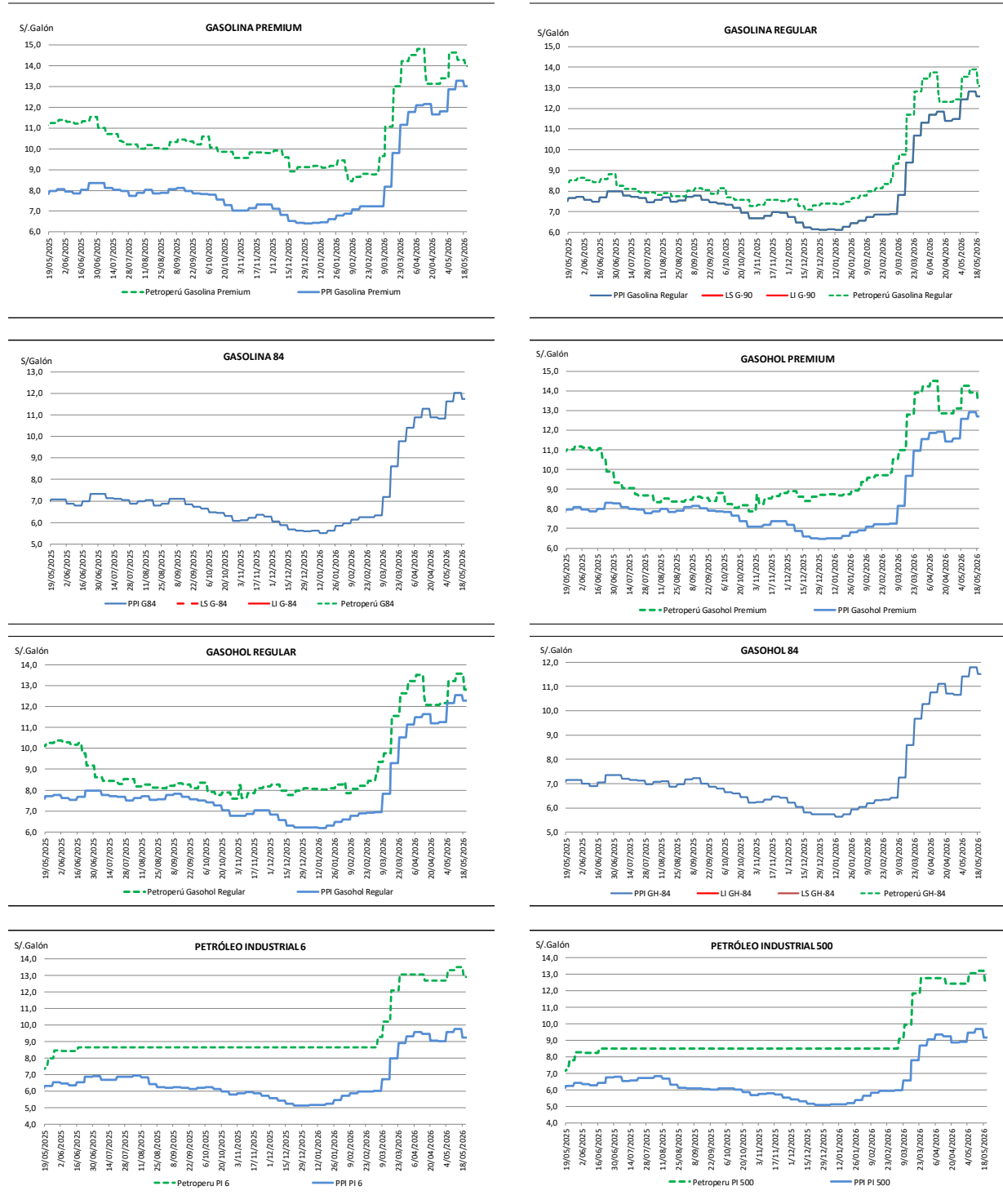


Fuentes: Osinergrmin y Petropetrol\*

\* Del 06 de enero al 16 de febrero y del 10 de marzo a la fecha Petropetrol no publicó precios del GLP para el Callao. En dicho periodo se ha tomado los precios publicados para la Planta de Talara.

**Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural**

**GRAFICA N° 6: Comparación de Precios de Referencia y Precios de Lista en Soles/Galón**

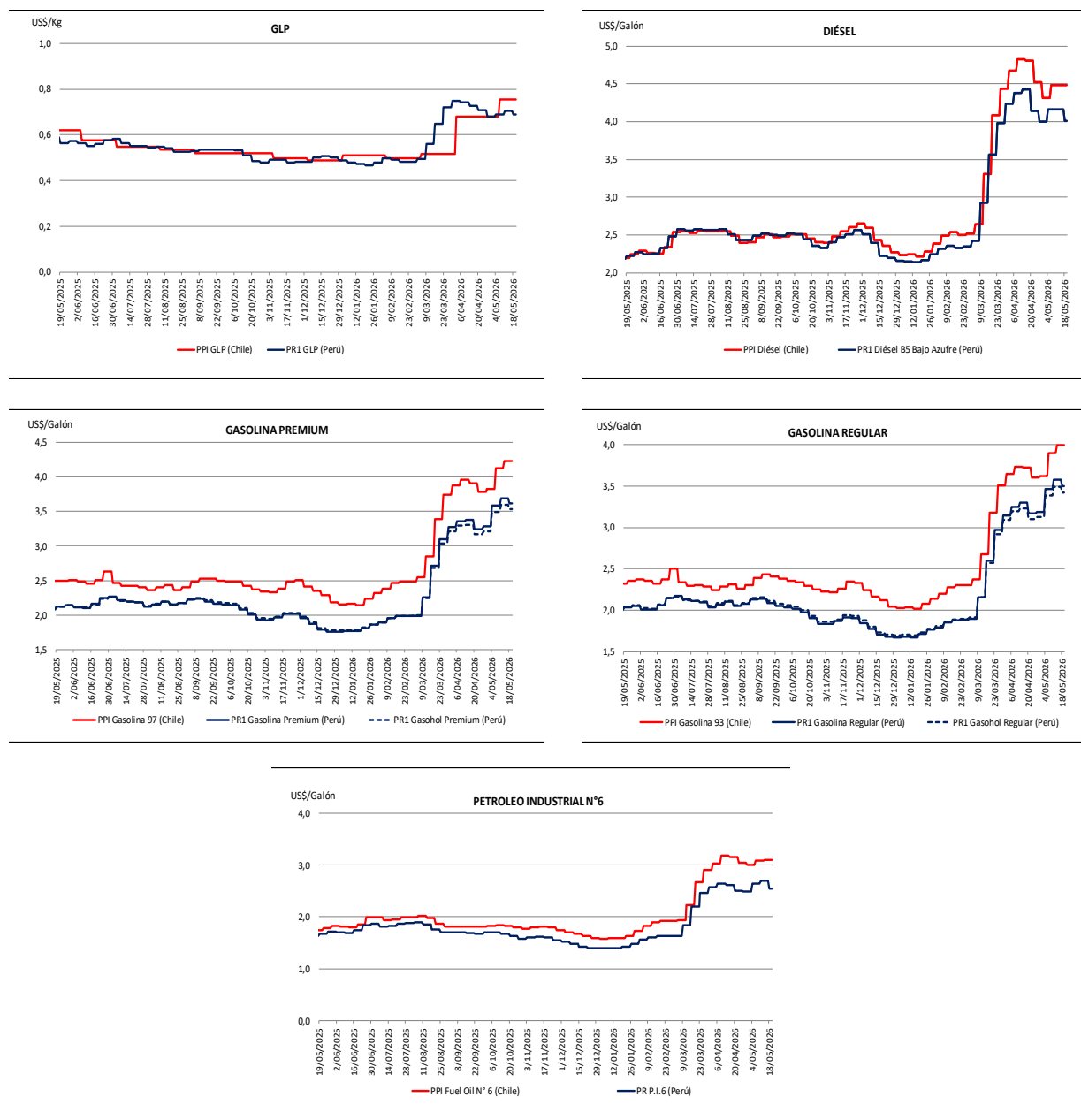


Fuente: Osinergmin y Petroperú

Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural

## 5. COMPARACIÓN DE PRECIOS DE REFERENCIA DE IMPORTACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE PARIDAD DE CHILE.

**GRAFICA N° 7:** Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US\$/Galón

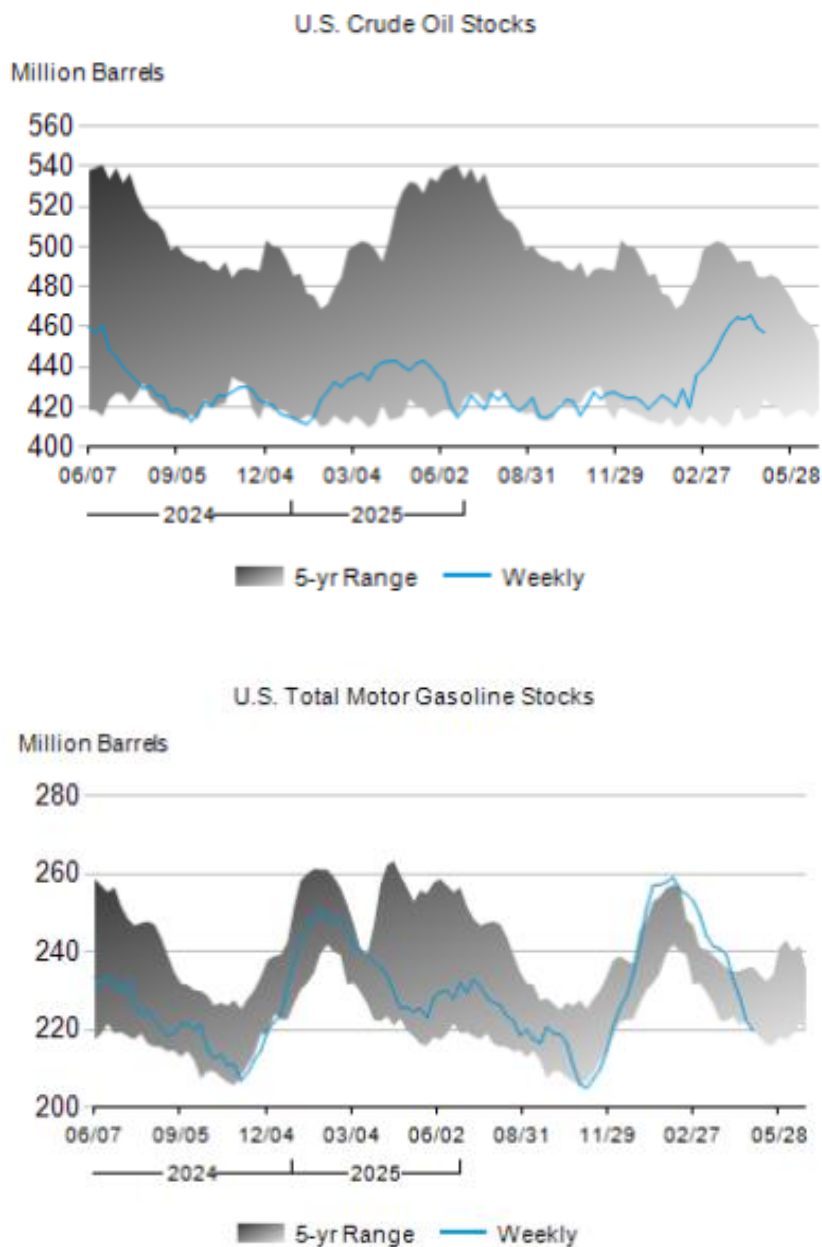


Fuente: Osinergmin y ENAP

MMC / MMT / ASC

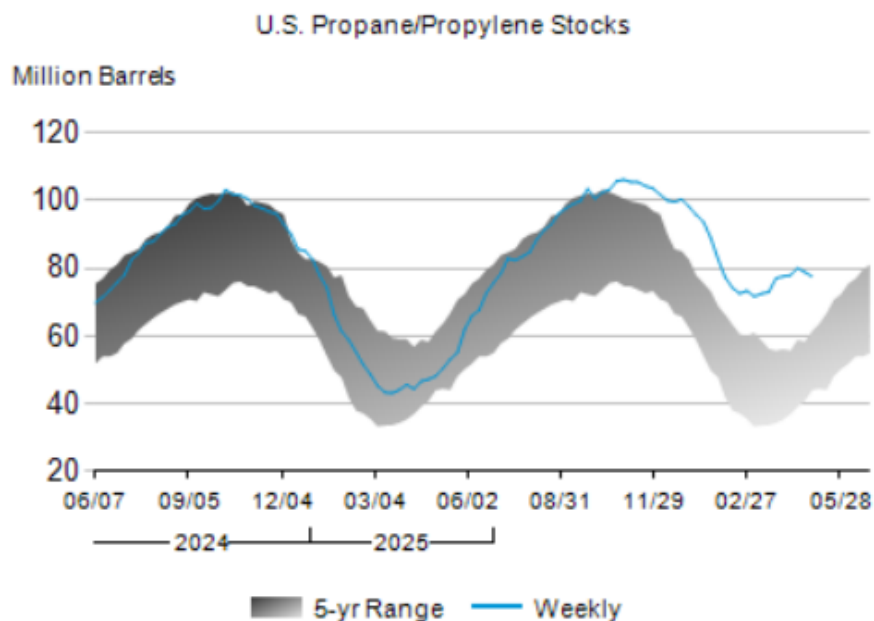
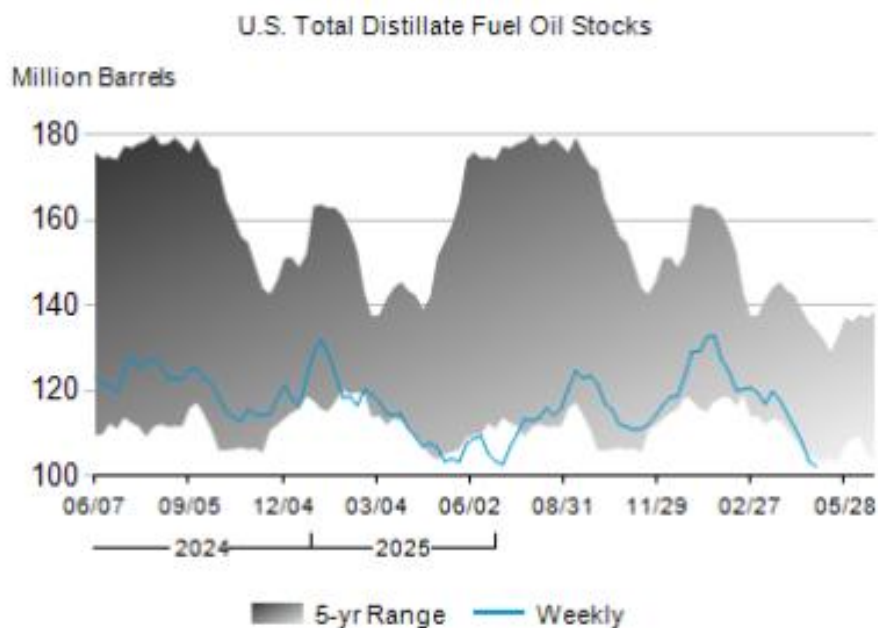


**ANEXO N° 1<sup>5</sup>**



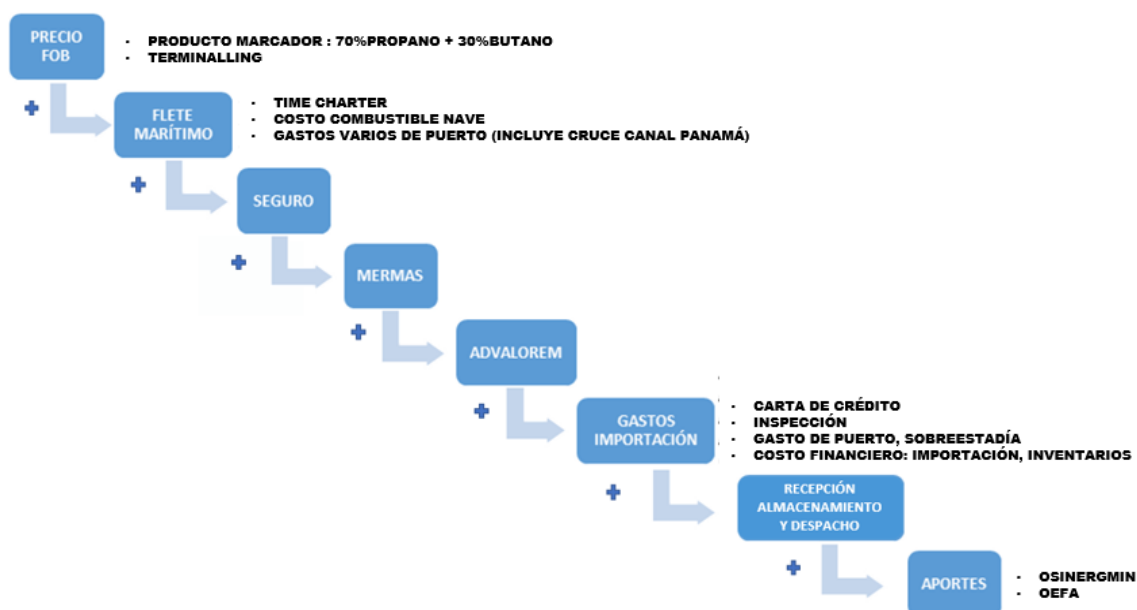
<sup>5</sup>Gráficas tomadas de la última publicación semanal "Análisis y Proyecciones del EIA" (U.S. Energy Information Administration).

Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural



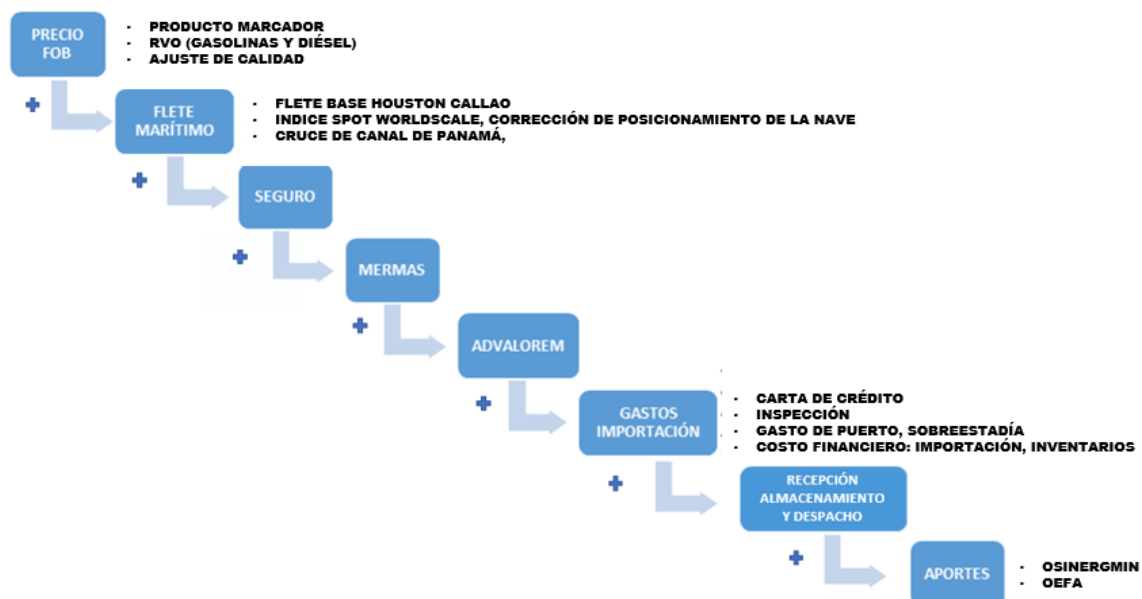
## ANEXO N° 2

### Estructura del Precio de Referencia de Importación (PRI) del GLP



Fuente: OSINERGMIN, MINEM-DGH

### Estructura del Precio de Referencia de Importación (PRI) de los Combustibles Líquidos



Fuente: OSINERGMIN, MINEM-DGH

Mayor información sobre los criterios metodológicos se puede encontrar en la siguiente dirección web:

[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/gart/precios\\_referencia\\_banda\\_precios/PreciosReferencia/Informe-Tecnico-479-2021-GRT.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/precios_referencia_banda_precios/PreciosReferencia/Informe-Tecnico-479-2021-GRT.pdf)