

**INFORME N° PR-13-2026-DGN/GRT**  
**PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO**  
**Informe al 30/03/2026**

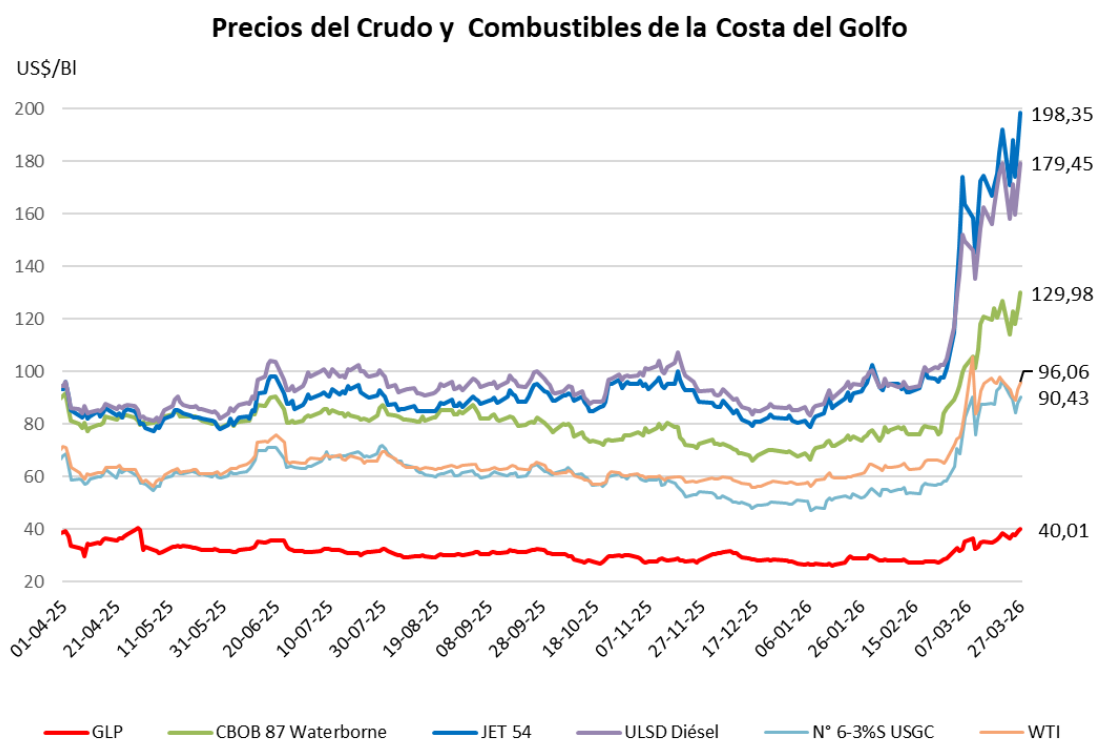
**1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA <sup>1</sup>**

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.

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

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 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 96,06 US\$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 129 US\$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 179 US\$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 40,01 US\$/Bl.

En las semanas del 16.03.2026 al 27.03.2026, 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 crudo, destilado medio y propano, así como el descenso de las existencias de gasolinas, al 20 de marzo del 2026**

Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se incrementaron en 6,9 millones de barriles alcanzando los 456,2 millones de barriles, ubicándose en un +0,1% por encima de la media de los últimos 5 años, para esta época del año.

Por su parte, las existencias de gasolinas disminuyeron en 2,6 millones de barriles, reportando un total de 241,4 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción se elevaron en 3,0 millones de barriles, ubicándose en 119,9 millones de barriles.

Finalmente, las existencias de propano aumentaron en 0,48 millones de barriles, registrando un nivel de 72,96 millones de barriles.

- **EE.UU. e Irán pasaron del diálogo estancado a una confrontación abierta, mientras la crisis regional escaló y golpeó de lleno la logística energética**

<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.

Durante las últimas semanas, el frente diplomático quedó claramente subordinado a la dinámica militar y conflicto abierto. 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 y abrió una fase de confrontación abierta. En los días siguientes, Irán endureció su postura, el nuevo líder supremo Mojtaba Khamenei 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, la isla que concentra cerca de 90% de las exportaciones petroleras de Irán. Se reportó que EE.UU. afirmó haber destruido blancos militares en la isla sin golpear directamente la infraestructura petrolera, aunque dejó explícita la amenaza de ampliar los ataques si Irán seguía interfiriendo en el Estrecho de Ormuz. Un día después, CENTCOM (Comando Central de EE.UU.) informó que las fuerzas estadounidenses habían atacado más de 90 objetivos militares en Kharg, manteniendo intactas las instalaciones petroleras. Aun así, la señal estratégica fue contundente, pues mostró que EE.UU. estaba dispuesto a escalar sobre el principal nodo exportador iraní para presionar un cambio en la postura iraní.

En la tercera semana de marzo, la confrontación se volvió todavía más volátil. La campaña de EE.UU. e Israel contra Irán siguió golpeando objetivos estratégicos, mientras Trump evaluaba incluso la posibilidad de ocupar o bloquear la isla de Kharg para forzar la reapertura del estrecho de Ormuz. En respuesta, Irán endureció sus advertencias y dejó entrever que cualquier escalada adicional sobre su litoral, sus islas o su infraestructura energética podía derivar en un cierre más agresivo del Golfo, incluido el eventual empleo de minas marinas. Así, con corte al 20 de marzo, la crisis ya había pasado a una dinámica de coerción mutua sin una salida diplomática clara. Con posterioridad, Trump anunció una prórroga de cinco días para ataques contra infraestructura energética iraní y habló de contactos *“productivos”* con Teherán, aunque Irán negó negociaciones formales.

En la cuarta semana de marzo, la confrontación siguió siendo altamente volátil, aunque con una combinación más visible de coerción militar y pausas tácticas. El 23 de marzo, Trump anunció una pausa inicial en ataques contra plantas energéticas iraníes tras afirmar que existían conversaciones *“muy buenas”*, lo que provocó una fuerte corrección del mercado; sin embargo, Irán negó contactos formales y el alivio fue efímero. Luego, el 26 de marzo, EE.UU. amplió esa pausa por 10 días, hasta el 6 de abril, insistiendo en que las conversaciones avanzaban, aunque Teherán calificó la propuesta estadounidense como sesgada e injusta.

El impacto operativo sobre la logística energética dejó de reflejarse solo en la parálisis del tránsito y pasó a manifestarse también en una profunda reconfiguración de los flujos comerciales. A medida que el Golfo siguió operando con fuertes restricciones, Asia intensificó la búsqueda de crudo fuera de Medio Oriente, absorbiendo más barriles desde Europa y África. Esa competencia adicional tensó aún más el mercado físico y elevó el marcador de Dubái, referencia de crudo de la zona, hasta un récord de US\$ 169,75 por barril.

En paralelo, los efectos económicos se extendieron más allá del mayor costo de asegurar buques y comenzaron a expresarse en sustitución de suministros, mayores exportaciones

desde regiones alternativas y presión sobre derivados. En marzo, las exportaciones de GNL de EE.UU. alcanzaron un récord de 11,7 millones de toneladas, mientras sus exportaciones de combustibles refinados subieron a 3,11 millones de bpd, impulsadas por la necesidad de Europa, Asia y África de reemplazar parte de la oferta perdida de Medio Oriente.

- **La crisis del Golfo Pérsico dejó de ser solo logística y golpeó directamente la oferta de crudo, GNL y refinados en Medio Oriente**

La crisis en Medio Oriente dejó de reflejarse únicamente en mayores costos logísticos y primas de riesgo, para convertirse en una pérdida material de oferta. El punto de quiebre llegó el 18 de marzo, cuando Israel atacó South Pars y el hub de Asaluyeh, golpeando el principal sistema gasífero iraní; al día siguiente, Irán respondió contra activos energéticos en Arabia Saudita, Kuwait, Catar, Emiratos Árabes Unidos y Bahrein. En Catar, los ataques dañaron instalaciones en Ras Laffan y eliminaron alrededor de una sexta parte de su capacidad de GNL, mientras agencias de noticias reportaron que el mercado empezó a valorar una interrupción más prolongada sobre uno de los nodos energéticos más sensibles del mundo.

El golpe sobre la oferta de crudo también fue severo y ya no respondió solo al cierre de rutas, sino a restricciones operativas reales. Reuters reportó el 19 de marzo que la guerra y las restricciones en Ormuz habían retirado alrededor de 12 millones de bpd del mercado, equivalente a cerca de 12% de la demanda mundial diaria, mientras el crudo Dubái, referencia de la zona, se disparó hasta US\$ 166,80 por barril. Días después, el 25 de marzo, Irak profundizó los recortes por saturación de almacenamiento y bloqueo exportador, donde su producción cayó desde unos 4,3 millones de bpd previos al conflicto hasta alrededor de 800 mil bpd, confirmando que el shock ya era un problema de oferta efectiva.

A la vez, la crisis siguió golpeando refinación, puertos y combustibles en todo el Golfo Pérsico. Reuters informó el 20 de marzo que los ataques iraníes habían alcanzado refinerías, terminales y complejos gasíferos regionales, incluidos activos en Habshan y la refinería de Sitra, confirmando que la región enfrentaba una pérdida simultánea de crudo, GNL, refinación y capacidad exportadora. En paralelo, el encarecimiento de los combustibles se trasladó de inmediato al mercado, con el jet fuel (aviación) en Europa superando los US\$220 por barril y el diésel rebasó los US\$ 200 por barril, mientras Asia empezó a buscar crudo alternativo fuera de Medio Oriente para sostener sus compras. Así, hacia el cierre de la última semana de marzo, el mercado ya no enfrentaba solo una crisis de transporte marítimo, sino un deterioro más amplio de la oferta energética regional.

- **Ucrania atacó los puertos rusos de Ust-Luga y Primorsk, provocando una de las mayores disrupciones recientes sobre la capacidad exportadora petrolera rusa**

Los ataques con drones ucranianos sobre Ust-Luga y Primorsk dejaron temporalmente fuera de operación alrededor de 40% de la capacidad exportadora de petróleo de Rusia, según cálculos de Reuters basados en datos de mercado. El golpe fue especialmente sensible porque Primorsk es una de las principales salidas del crudo de los Urales, mientras Ust-Luga moviliza cerca de 700 mil bpd de crudo y además exportó casi 33 millones de toneladas de productos petroleros el año pasado.

El impacto no quedó solo en los ataques iniciales. Reuters informó que los productores rusos llegaron a advertir a compradores internacionales sobre una posible fuerza mayor, mientras Transneft buscaba redirigir flujos afectados y Finlandia reportaba que, una semana después de iniciados los ataques, ambos puertos seguían prácticamente paralizados, con apenas unos pocos tanqueros saliendo frente a un tráfico normal de 40 a 50 buques por semana. Así, más que un incidente puntual, los ataques son una señal de vulnerabilidad estructural de la infraestructura exportadora rusa, con capacidad de reducir ingresos petroleros y encarecer fletes.

- **La AIE y EE.UU. activan medidas de alivio para contener el shock petrolero**

Frente a la disrupción provocada por el cierre de Ormuz, los principales consumidores activaron medidas extraordinarias para moderar la escalada del crudo y contener su impacto inflacionario. La AIE (Agencia Internacional de Energía) coordinó la mayor liberación de reservas estratégicas de su historia, con unos 400 millones de barriles, equivalentes a cerca de 20% de sus inventarios, mientras EE.UU. comprometió alrededor de 172 millones y Japón unos 80 millones de barriles. Sin embargo, la agencia Reuters señaló que esa liberación solo cubría cerca de 20 días de la oferta perdida y que su llegada al mercado tomaría semanas o meses.

A esta respuesta se sumaron medidas adicionales de corto plazo por parte del gobierno estadounidense. Es así como el 18 de marzo, EE.UU. aprobó una exención de 60 días de la Jones Act (Ley de cabotaje de EE.UU.), permitiendo que buques de bandera extranjera transporten combustible y fertilizantes entre puertos estadounidenses, y además flexibilizó temporalmente las restricciones sobre la gasolina para aliviar tensiones domésticas de abastecimiento. El 20 de marzo, la administración Trump autorizó por 30 días la venta de petróleo iraní ya cargado en el mar, una medida que podía facilitar la entrada de volúmenes adicionales al mercado internacional (140 millones de barriles).

En la última semana, la respuesta dejó de ser solo operativa y pasó también a un plano de coordinación política más amplia. El G7 afirmó que está dispuesto a tomar *“todas las medidas necesarias”* para estabilizar los mercados energéticos, respaldó la liberación récord de reservas y pidió evitar restricciones injustificadas a las exportaciones de hidrocarburos. En conjunto, estas medidas actuaron como un freno bajista parcial y ayudaron a moderar episodios de tensión extrema, pero sin revertir un mercado todavía dominado por la pérdida de oferta en Medio Oriente.

- **China y Corea del Sur restringieron exportaciones de combustibles y ajustaron aún más el mercado asiático de refinados**

China endureció su respuesta al shock energético regional al ordenar, desde el 12 de marzo, la suspensión de las exportaciones de gasolina, diésel y jet fuel que no hubieran pasado aduanas al 11 de marzo. Reuters señaló que la medida fue más severa de lo esperado, porque fue más allá de frenar nuevos contratos y alcanzó cargamentos ya comprometidos; solo quedaron fuera del veto el jet para abastecimiento de vuelos internacionales y algunos suministros destinados al abastecimiento de combustible para buques. Además, el mercado asumía que la restricción se extendería a abril, aunque con exenciones pequeñas

de apenas 150 a 300 mil toneladas para algunos destinos asiáticos, confirmando que China priorizó su seguridad de abastecimiento por encima del mercado exportador.

Corea del Sur adoptó una línea similar, aunque enfocada en la nafta, insumo crítico para su industria petroquímica. El 26 de marzo, Reuters reportó que Seúl impuso controles a las exportaciones de nafta por cinco meses, elevó topes de precios internos y amplió recortes tributarios a combustibles para contener el impacto del conflicto con Irán; la decisión respondió a la fuerte dependencia surcoreana de Medio Oriente, de donde proviene cerca de 70% de su petróleo. Días después, el gobierno confirmó además compras extraordinarias de nafta rusa, como parte de su estrategia de contingencia. En conjunto, ambos países pasaron de monitorear la crisis a retener volúmenes dentro de sus fronteras.

### **Impacto Económico**

Las medidas puestas en marcha por las autoridades del Canal de Panamá para enfrentar la fuerte sequía; han dado origen a una elevada congestión de buques en esta vía. Al cierre del mes de agosto, se registraron retrasos de 15 a 19 días en unos 130 buques. La congestión se ha visto acentuada por el fenómeno del Niño y el incremento de la demanda para transitar por el canal en esta época del año, debido principalmente a los barcos que llevan mercancías a la costa este de EE.UU. (un 70% de lo que transita por el canal tiene como origen o destino a esta zona).

En declaraciones a Bloomberg, el grupo de inversiones Clarksons Research Services señaló que el tiempo de tránsito dentro del canal ha llegado a ser de cuatro días, cuando en el mes de julio se atravesaba en una sola jornada. Para este mes, el tiempo medio de espera para tránsitos no reservados se sitúa entre 9 y 11 días.

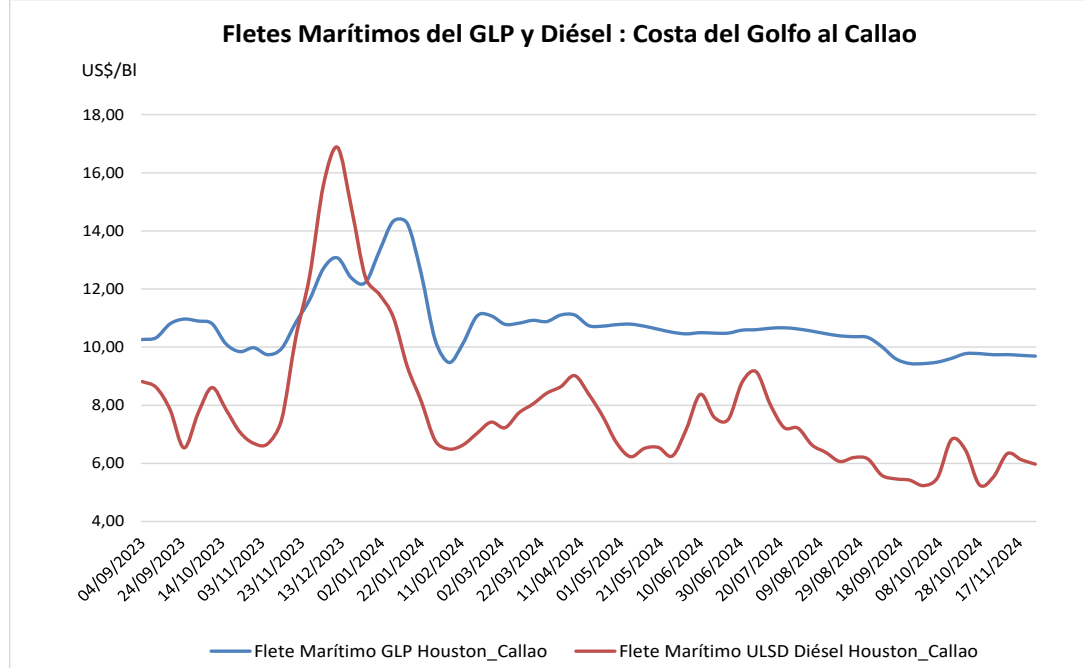
La situación generada a raíz de las medidas implementadas por las autoridades del Canal de Panamá; tiene un impacto económico en todos los actores relacionados con el canal, el cual se está manifestando a través de los siguientes aspectos:

- ✓ Incremento del costo de las empresas navieras que tienen que pagar sumas récord para obtener un espacio, a fin de que sus embarcaciones puedan atravesar la vía fluvial más rápido. En algunos casos, estas empresas han comenzado a explorar rutas más lejanas y costosas como el canal de Suez o el cabo de Buena Esperanza en Sudáfrica. Los que siguen utilizando el canal centroamericano tienen que pagar un costo extra por cada día de espera.
- ✓ Disminución de la rentabilidad de la Autoridad del Canal de Panamá, cuyos ingresos en 2024 caerán en unos US\$ 200 millones a causa de las restricciones. La reducción del calado implica que los buques deben pasar con menos carga, lo que impacta en la tarifa del peaje que cobra el Canal.
- ✓ Aumento del precio de venta de los bienes transportados, por el traslado total o parcial de los costos extras que generan las restricciones establecidas, al consumidor final.

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

- ✓ Incremento de las tarifas de los barcos que transportan combustibles y gas, derivado de las demoras, tal como puede observarse en la gráfica N° 2 que muestra los fletes de referencia de importación del GLP y Diésel, en la ruta Houston - Callao. Esto se debe a que el Canal tiene limitada la capacidad de tránsito de los buques y prioriza el transporte de contenedores y productos perecederos.

**GRAFICA N° 2: Evolución de los Fletes Marítimos del GLP y Diésel para la ruta USGC - Callao**



**Fuente:** Argus

**Elaboración:** Propia

Actualmente se continúan implementando medidas para mejorar el flujo naviero. La Autoridad del Canal de Panamá realiza subastas para aquellos que deseen evitar la espera. También se redujo de 23 a 14 el número de espacios de reserva para buques que quieren atravesar el canal, de modo que se permite el paso de más embarcaciones sin reserva previa con el objetivo de aliviar así la congestión.

## **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° 006-2025-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 27 de febrero de 2025 hasta el 30 de abril de 2026.
- Mediante la Resolución N° 006-2026-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 27 de febrero de 2026 hasta el jueves 26 de marzo 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° 006-2026-OS/GRT, le corresponde al MINEM publicar los Factores de Aportación y/o Compensación vigentes desde el martes 31 de marzo de 2026 hasta el lunes 6 de abril de 2026.
- El día 31.03.2026, Petroperú publicó su lista de precios de venta de combustibles. En dicha lista se registraron variaciones en los precios de la Gasolina Premium (+0,31 S/Gln), Gasolina Regular (+0,61 S/Gln), Gasohol Premium (+0,30 S/Gln), Gasohol Regular (+0,58 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (-0,02 S/Gln) y Diesel B5 S-50 (-0,02 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.
- ✓ Introducen 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)**

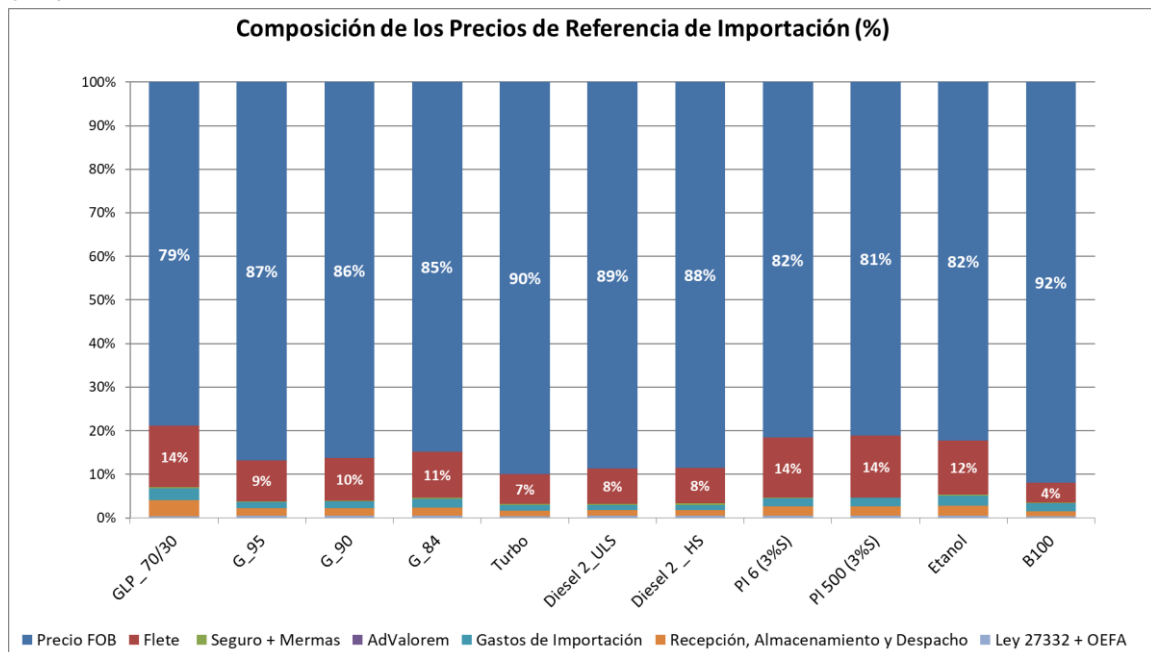
El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

## 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 16/03/2026 y el 27/03/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

**GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia I (PRI) de los Combustibles, al 30 -03-26, 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 79% del precio de referencia del GLP, 82% y 92% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiesel B100, 82% y 81% del precio de los residuales R6 y R500; y fue igual o superior al 85% del precio de referencia de los 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.

<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)

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 30 de marzo 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 30,89 cent\$/galón equivalente a 12,97 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 9,54 US\$/Bl.
- **Ajuste de Calidad por RVP:** Se determinó un ajuste de -1,01 US\$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de -0,86 US\$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.
- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 1,79 US\$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -9,65 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 9,54 US\$/Bl.
- **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.

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

- **Ajuste de Calidad por Contenido de Azufre:** Corresponde al valor de -3,70 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 -2,84 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 Osinergrmin 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 0,30 US\$/BI para el GLP; 1,02 US\$/BI para las gasolinas y 0,85 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 2024, 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:

- Tasa de Carta de crédito:** Tasa promedio de apertura, confirmación y negociación de carta de crédito de 0,32%.
- Gastos de Inspección:** Diésel (0,01%), Etanol (0,11%), Gasolinas (0,02%), GLP (0,16%), Residuales (0,02%), Turbo (0,07%) y Biodiesel B100 (0,01%).
- Gastos de Puerto:** Tarifa regulada de embarque o descarga de carga líquida a granel del Tarifario APM Terminals Callao (6,95 US\$/TM) vigente desde el 25.02.25.
- Sobreestadias:** Diésel (0,10 US\$/BI), GLP (0,65 US\$/BI) y Gasolinas (0,38 US\$/BI).

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

Fecha de Publicación : 30-Mar-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>	50,35	122,22	116,63	105,18	180,78	160,19	156,49	90,15	87,31	87,07	197,00
Precio Marcador	37,38	123,23	115,69	115,69	180,78	160,19	160,19	90,15	90,15	87,07	197,00
Ajuste de Calidad		-1,01	0,93	-10,51			-3,70		-2,84		
Terminalling	12,97										
<b>Flete Marítimo</b>	9,00	13,14	13,14	13,14	13,85	14,52	14,52	15,32	15,32	13,10	9,57
Seguro	0,12	0,05	0,05	0,05	0,08	0,37	0,37	0,04	0,04	0,02	0,05
Mermas	0,06	0,26	0,25	0,23	0,45	0,20	0,20	0,00	0,00	0,25	0,43
<b>Valor CIF</b>	59,53	135,68	130,07	118,60	195,16	175,29	171,57	105,51	102,67	100,44	207,04
Advalorem											
Gastos de Importación	1,67	2,03	2,00	2,41	2,67	2,10	2,08	2,12	2,10	2,41	3,83
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	0,28	0,73	0,71	0,66	0,88	0,88	0,86	0,54	0,53	0,55	0,94
<b>Precio de Referencia Ex-Planta</b>	<b>63,83</b>	<b>140,82</b>	<b>135,16</b>	<b>124,04</b>	<b>201,09</b>	<b>180,65</b>	<b>176,90</b>	<b>110,55</b>	<b>107,68</b>	<b>105,83</b>	<b>214,25</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.

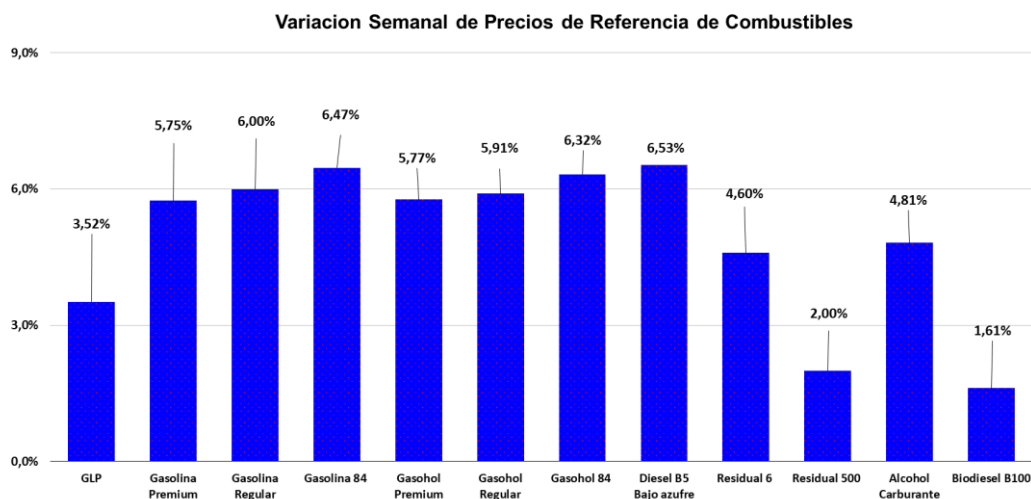
## 2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

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

PRODUCTOS	OSINERGMIN		
	Precios 30/03/26	Precios 23/03/26	Variación %
GLP	2,65	2,56	3,52%
Gasolina Premium	11,59	10,96	5,75%
Gasolina Regular	11,13	10,50	6,00%
Gasolina 84	10,21	9,59	6,47%
Gasohol Premium	11,37	10,75	5,77%
Gasohol Regular	10,94	10,33	5,91%
Gasohol 84	10,09	9,49	6,32%
Diesel B5	15,01	14,09	6,53%
Bajo azufre			
Residual 6	9,10	8,70	4,60%
Residual 500	8,66	8,49	2,00%
Alcohol Carburante	8,71	8,31	4,81%
Biodiesel B100	17,64	17,36	1,61%

(\*) 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



Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural

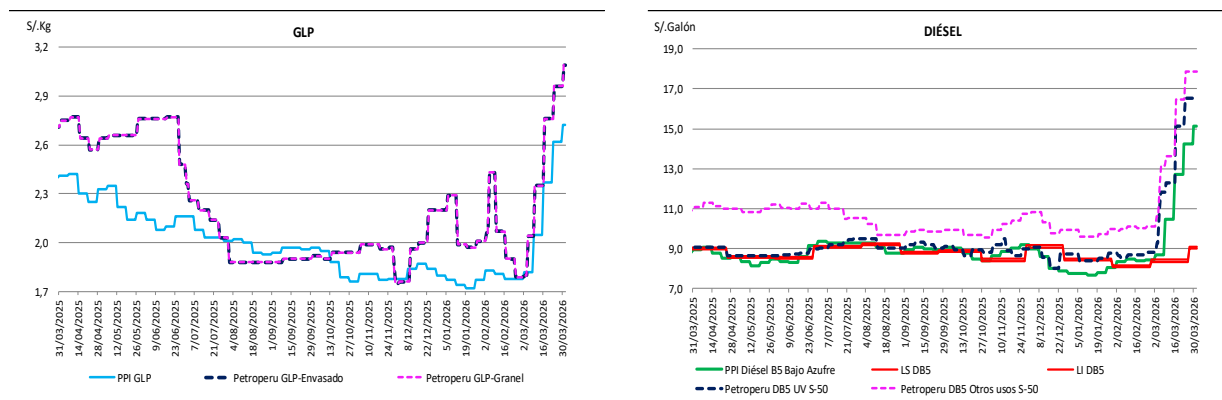
### 3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

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

PRODUCTOS	Soles/galón					
	PETROPERU					
	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) %
	31/03/26	24/03/26	30/03/26	30/03/26	30/03/26	30/03/26
Gasolina Premium	14,52	14,21	2,2%	11,78	2,74	23,3%
Gasolina Regular	13,44	12,83	4,8%	11,32	2,12	18,7%
Gasohol Premium	14,22	13,92	2,2%	11,56	2,66	23,0%
Gasohol Regular	13,20	12,62	4,6%	11,13	2,07	18,6%
Diesel B5 UV S-50	16,52	16,54	-0,1%	15,14	1,38	9,1%
Residual 6	13,07	13,07	0,0%	9,29	3,78	40,7%
Residual 500	12,76	12,76	0,0%	8,85	3,91	44,2%

### 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

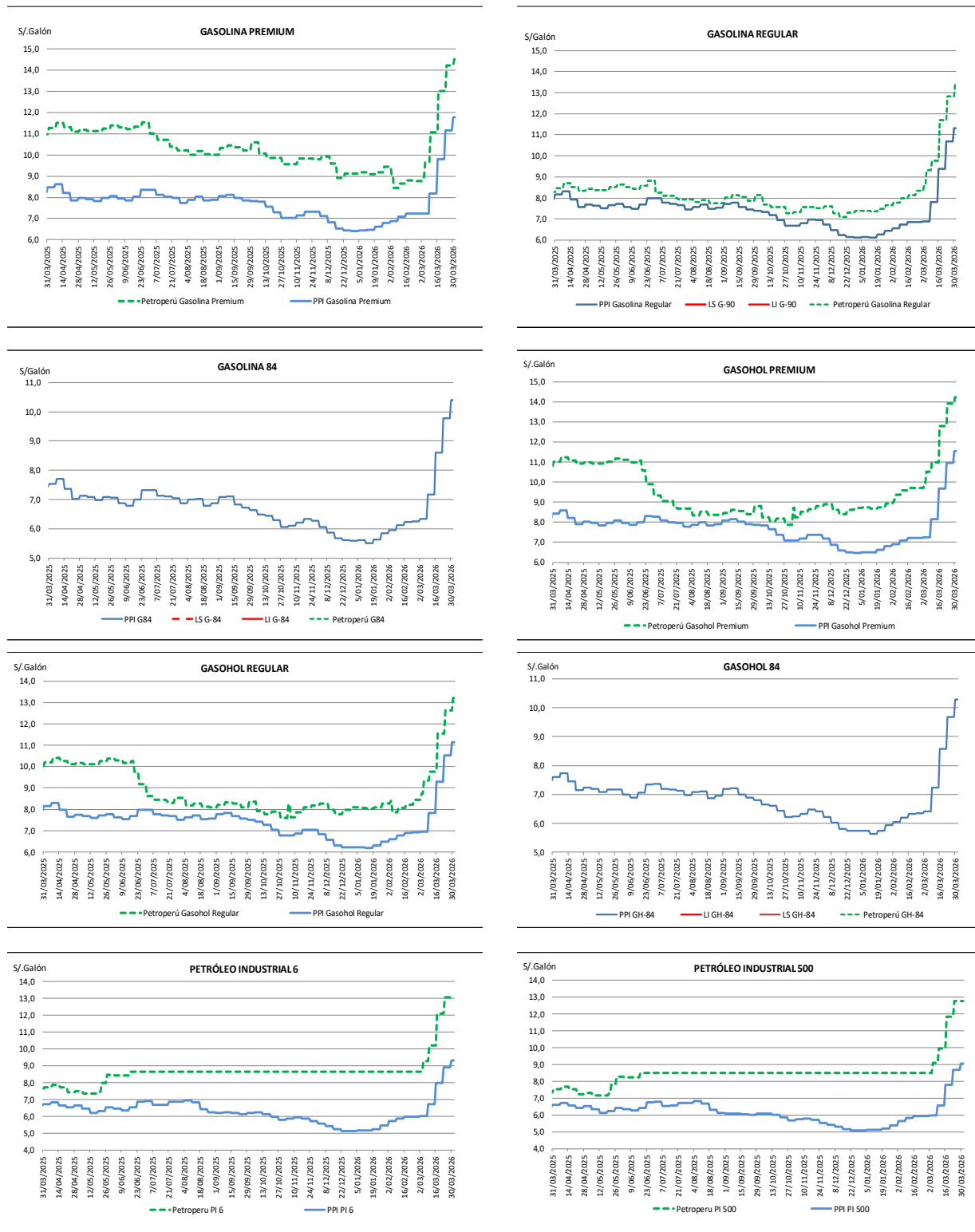


Fuentes: Osinergrmin y Petroperú\*

\* Del 06 de enero al 16 de febrero y del 10 de marzo a la fecha Petroperú 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**



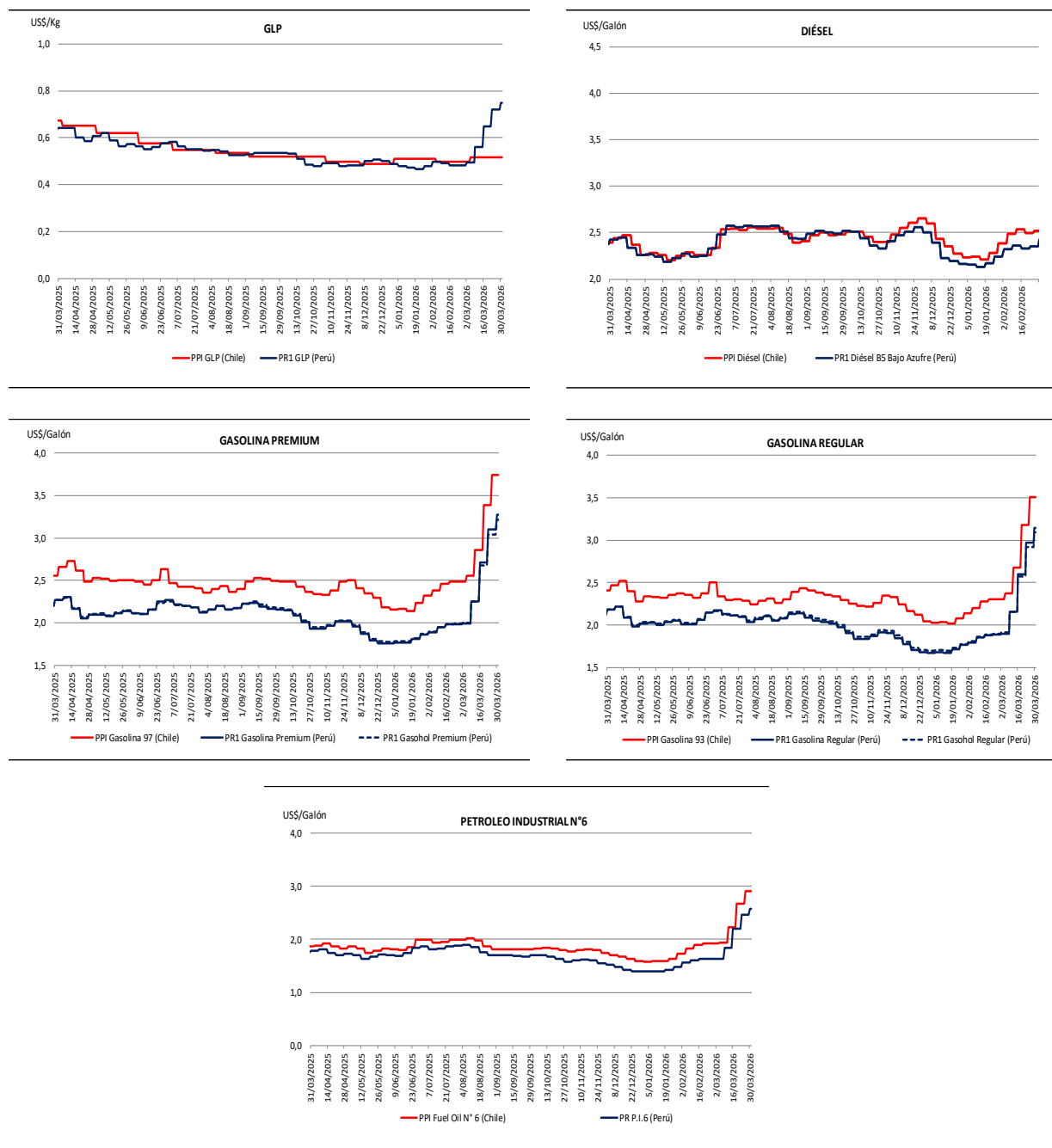
Fuente: Osinergrmin y Petroperú



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.

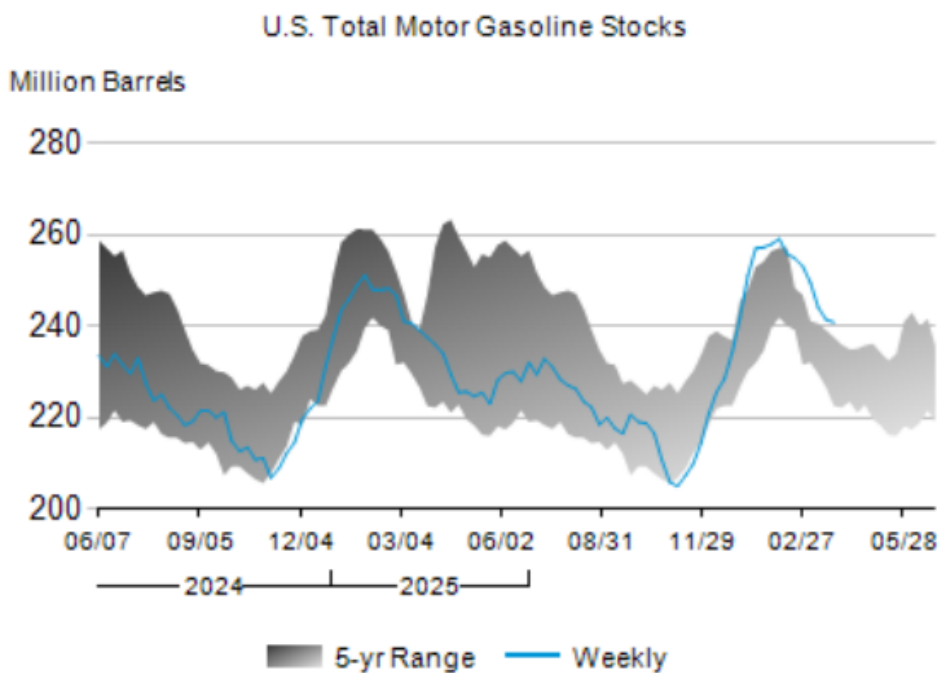
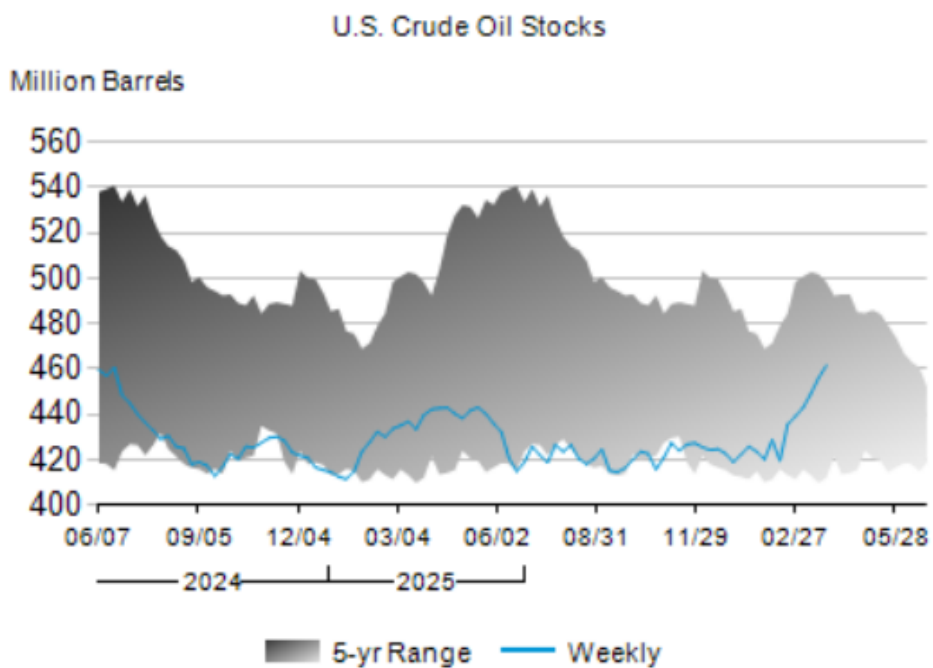
**GRAFICA N° 7:** Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US\$/Galón



Fuente: Osinergrmin y ENAP

MMC / MMT / ASC

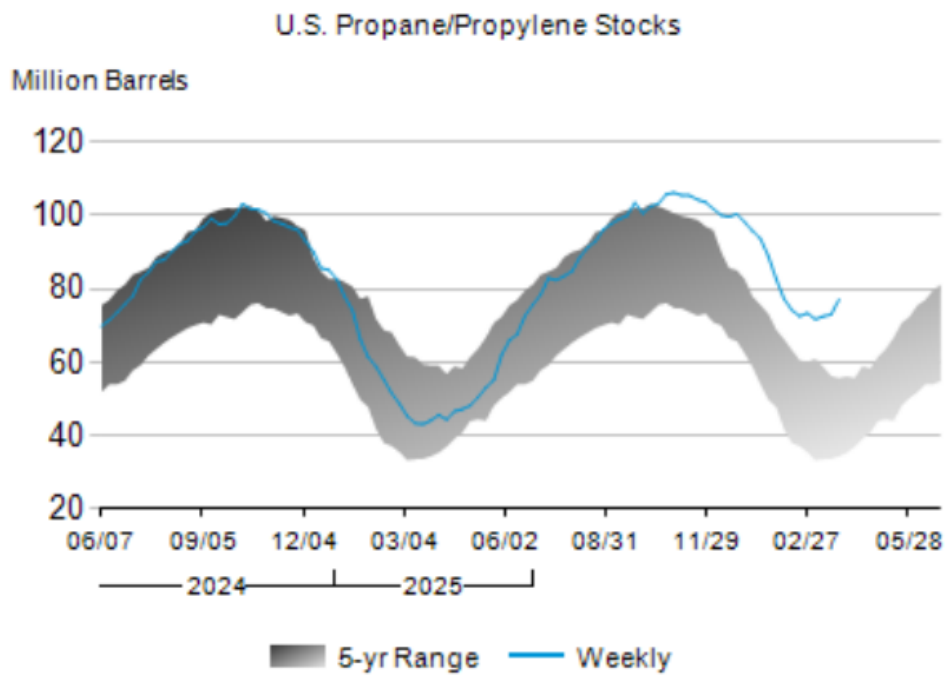
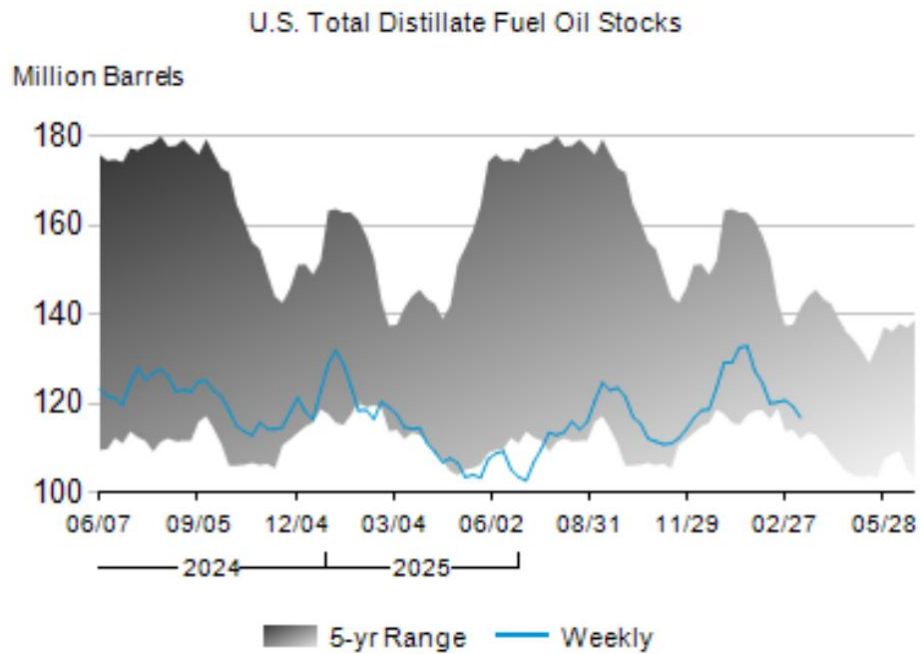
**ANEXO N° 1<sup>5</sup>**



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

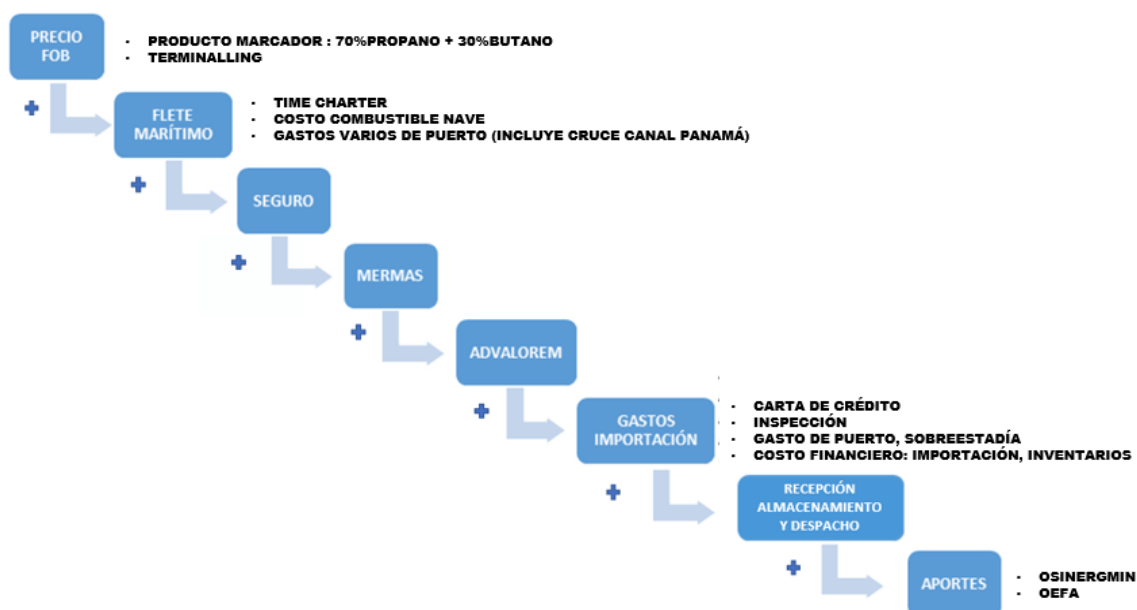


Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural



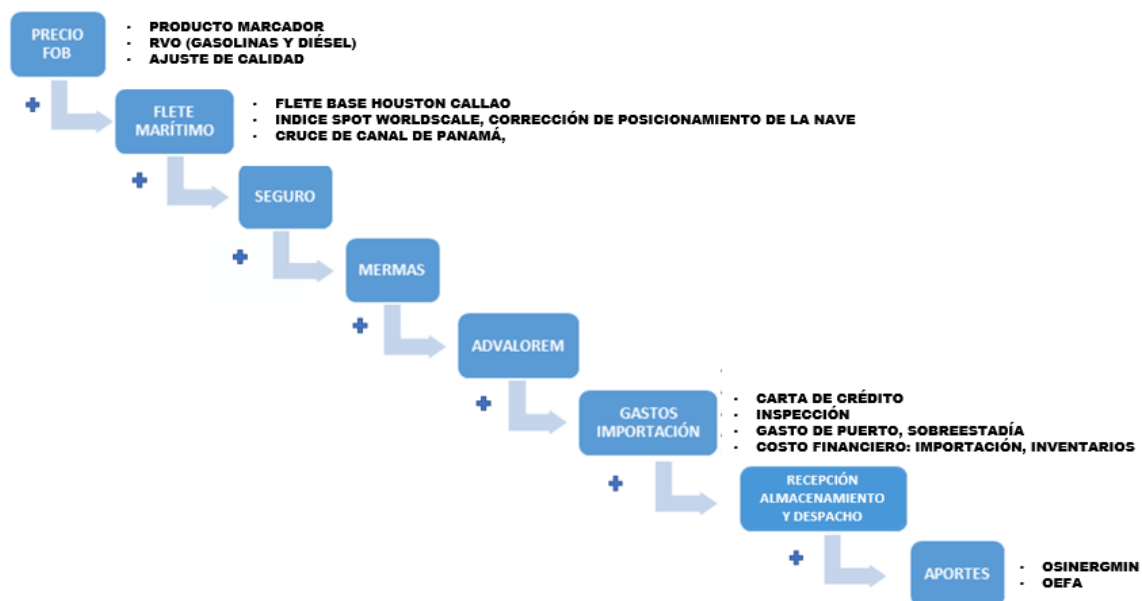
## ANEXO N° 2

### 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)