

INFORME N° PR-18-2026-DGN/GRT
PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO
Informe al 04/05/2026

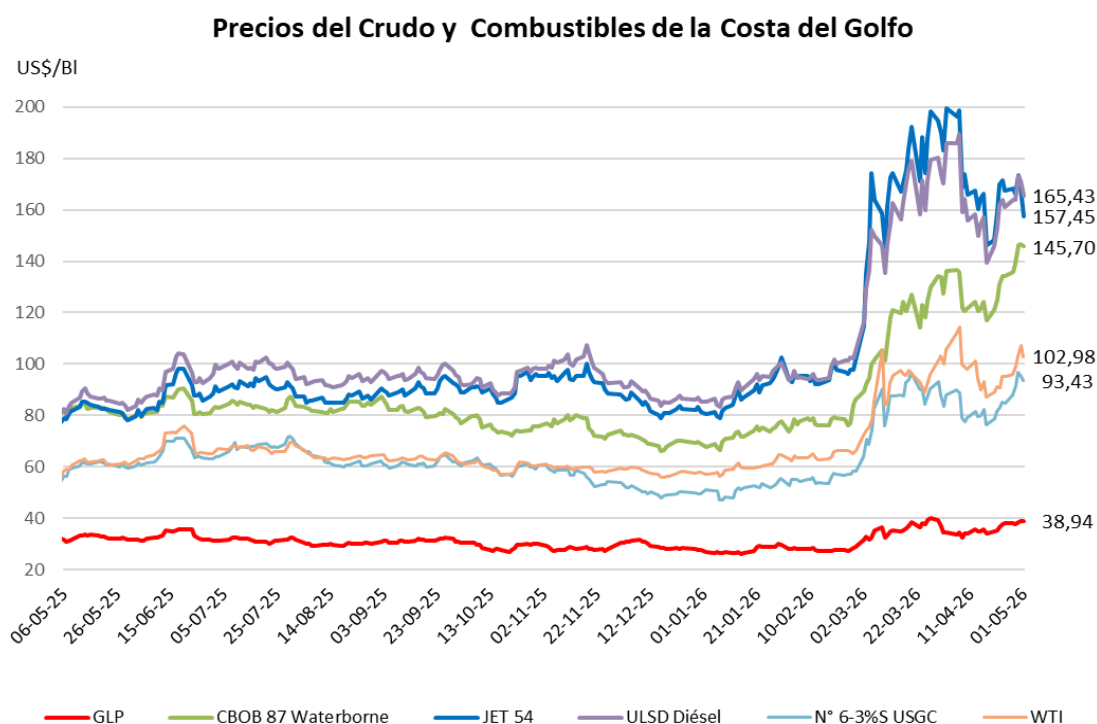
1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA ¹

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.

¹Fuentes: 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 mundial²; 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 evaluación³, el precio del crudo WTI se ubicó en 102,98 US\$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 145 US\$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 157 US\$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 38,94 US\$/Bl.

En las semanas del 20.04.2026 al 01.05.2026, los principales factores que incidieron en la variación de los precios del petróleo crudo y combustibles fueron los siguientes:

- **Reducción de los inventarios de crudo, gasolinas, destilado medio y propano, al 24 de abril del 2026**

Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se redujeron en 6,2 millones de barriles alcanzando los 459,5 millones de barriles, ubicándose en un +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 6,1 millones de barriles, reportando un total de 222,3 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción decrecieron en 4,5 millones de barriles, ubicándose en 103,6 millones de barriles.

Finalmente, las existencias de propano se redujeron en 1,1 millones de barriles, registrando un nivel de 78,8 millones de barriles.

- **Escalada del conflicto entre Estados Unidos e Irán y tensión en el estrecho de Ormuz**

² Reflejo de las cifras macroeconómicas de China, Estados Unidos y algunos países de Europa.

³ 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 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.

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.

Ya en la semana del 30 de marzo, la crisis entró en una fase todavía más delicada, porque el mercado dejó de reaccionar a las señales verbales de Trump y pasó a asumir que la guerra podía prolongarse. Por primera vez en varias semanas, el presidente estadounidense perdió capacidad para calmar al mercado, mientras la continuidad de las amenazas contra Irán, la falta de avances diplomáticos verificables y la persistencia del riesgo sobre el estrecho de Ormuz reforzaron la percepción de una confrontación de mayor duración. En ese contexto, el crudo volvió a dispararse, la volatilidad se intensificó y el mercado empezó a considerar que ya no enfrentaba una perturbación transitoria, sino una crisis con capacidad real de extenderse en el tiempo y seguir alterando el equilibrio energético mundial.

Hacia fines de esa misma semana e inicios de abril, comenzaron a tomar forma nuevos intentos de alto el fuego impulsado por mediadores regionales, en particular Pakistán, que promovió un esquema de cese inmediato de hostilidades y una etapa posterior de negociación más amplia. Aunque Irán rechazó una tregua meramente temporal y exigió un arreglo más integral, esos contactos desembocaron días después en una tregua temporal entre EE.UU. e Irán, que provocó una fuerte corrección a la baja del precio de crudo entre el 8 y el 10 de abril; no obstante, el alivio fue incompleto, pues la reapertura operativa del sistema energético regional siguió siendo incierta y, aun después del anuncio, 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, el proceso entró en una fase más compleja. EE.UU. e Irán sostuvieron en Islamabad la ronda más importante de conversaciones de alto nivel en décadas, pero el encuentro terminó sin acuerdo, pese a largas horas de negociación. Reuters informó que ambas partes dejaron abierta la puerta al diálogo, aunque persistieron desacuerdos profundos sobre el programa nuclear iraní, el alivio de sanciones y la seguridad marítima en el Golfo. Ese resultado dejó claro que la tregua había frenado momentáneamente la escalada, pero no había resuelto ninguno de los nudos estratégicos del conflicto.

A partir del 14 de abril, el conflicto entró en una fase especialmente delicada y ambigua. Por un lado, EE.UU. mantuvo la presión marítima y económica; por otro, empezaron a surgir nuevas señales de que podía reanudarse la negociación con mediación pakistaní. Luego, el 17 de abril, Irán anunció la reapertura temporal del Estrecho de Ormuz, decisión que reavivó las expectativas de conversaciones y provocó una nueva corrección a la baja del precio del petróleo. Sin embargo, Irán advirtió que podía volver a cerrar el paso si continuaba el bloqueo estadounidense sobre sus puertos, de modo que el alivio fue interpretado más como una tregua táctica que como una normalización real del sistema energético regional.

Entre el 20 y el 26 de abril, la tregua volvió a evidenciar su fragilidad. Aunque EE.UU. e Irán mantuvieron abierta la posibilidad de nuevas conversaciones, el proceso quedó trabado por la falta de un acuerdo operativo sobre el Estrecho de Ormuz y por la interdicción (bloqueo/interceptación) naval estadounidense contra buques vinculados a puertos iraníes. El 24 de abril, Trump señaló que Irán preparaba una oferta para atender demandas estadounidenses, pero el 25 de abril canceló el viaje de sus enviados a Pakistán, mientras el canciller iraní dejó la ciudad de Islamabad sin reunirse directamente con delegados de EE.UU. En paralelo, Ormuz siguió severamente 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 entre Estados Unidos e Irán se caracterizó por una combinación de escalada militar, presión económica y esfuerzos diplomáticos indirectos que mantuvieron en tensión a los mercados energéticos internacionales. Durante esa semana, el foco principal estuvo en el estrecho de Ormuz, donde Estados Unidos reforzó su presencia naval e intensificó las interceptaciones de cargamentos iraníes, mientras Irán respondió restringiendo parcialmente el tránsito marítimo y denunciando acciones de "piratería" por parte de Washington. La reducción del tráfico de buques y el riesgo de un cierre total de Ormuz incrementaron la preocupación sobre posibles interrupciones de suministro, elevando las primas de riesgo y los costos de

transporte marítimo. Paralelamente, se conoció que las exportaciones petroleras iraníes habían caído significativamente debido a las sanciones y al bloqueo logístico, obligando a Teherán a buscar rutas alternativas hacia China y a almacenar crudo en instalaciones improvisadas. En este contexto, los precios internacionales del petróleo reaccionaron al alza, con el Brent superando los 107 dólares por barril ante el temor de una mayor escasez regional.

A pesar del deterioro de la situación, durante la semana también se registraron intentos de negociación indirecta mediante mediación pakistaní, con Irán presentando nuevas propuestas a Washington, aunque sin avances concretos. Asimismo, países europeos como Alemania expresaron creciente preocupación por la seguridad energética y exigieron la reapertura plena de Ormuz.

- **Intensificación de los ataques entre Rusia y Ucrania y persistencia del riesgo geopolítico energético**

El conflicto entre Rusia y Ucrania continuó mostrando una elevada intensidad militar, marcada principalmente por nuevos ataques con drones, misiles y bombardeos sobre infraestructura estratégica y zonas urbanas. Durante esa semana, Rusia incrementó los ataques aéreos contra instalaciones energéticas y logísticas ucranianas, especialmente en regiones del este y sur del país, buscando debilitar la capacidad operativa de Kiev y afectar el suministro eléctrico e industrial. Ucrania, por su parte, respondió con ataques de drones de largo alcance sobre refinerías, depósitos de combustible y objetivos militares dentro de territorio ruso y en zonas ocupadas, lo que provocó interrupciones temporales en algunas operaciones energéticas rusas. Los enfrentamientos también se intensificaron en el frente oriental, particularmente en áreas cercanas a Donetsk y Járkov, donde ambos bandos reportaron avances limitados y fuertes pérdidas materiales. Paralelamente, continuaron las acusaciones mutuas por ataques contra infraestructura civil, mientras los gobiernos occidentales reiteraban su apoyo militar y financiero a Ucrania. En términos energéticos y de mercado, la persistencia del conflicto mantuvo la preocupación internacional sobre la seguridad del suministro de petróleo, gas y productos refinados provenientes de Rusia, contribuyendo a sostener la volatilidad de los precios internacionales de la energía durante esa semana.

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

Emiratos decidió abandonar tanto la OPEP como la alianza OPEP+ luego de casi seis décadas de participación. La principal razón fue su intención de recuperar libertad para aumentar su producción petrolera sin estar sujeto a las cuotas impuestas por la organización. Durante los últimos años, Abu Dabi realizó grandes inversiones para expandir su capacidad de bombeo a través de su empresa estatal ADNOC, pero las restricciones del cartel limitaban la posibilidad de aprovechar plenamente esas inversiones.

Emiratos busca posicionarse como una potencia regional más autónoma, menos dependiente del liderazgo de Arabia Saudita dentro de la OPEP y con mayor capacidad de reaccionar rápidamente a cambios del mercado energético global. Analistas consideran que el país prioriza ahora sus intereses nacionales y su estrategia de diversificación económica antes que la disciplina colectiva del cartel.

Desde el punto de vista del mercado petrolero, la salida de Emiratos generó preocupación porque debilita la capacidad de la OPEP para coordinar la oferta mundial. Emiratos era el tercer mayor productor del grupo y representaba cerca del 12% de la producción total del cartel. Su retiro aumenta el riesgo de que otros países también prioricen intereses individuales, reduciendo la disciplina de producción que históricamente permitía a la OPEP influir en los precios internacionales del crudo.

En el corto plazo, el impacto sobre los precios fue limitado porque el mercado estaba dominado por el riesgo geopolítico y el temor a interrupciones de suministro en Medio Oriente. Sin embargo, en el mediano plazo, los analistas consideran que la salida podría generar un mercado más fragmentado y competitivo, con mayores episodios de volatilidad. Si Emiratos incrementa agresivamente su producción una vez normalizada la situación en Ormuz, podría ejercer presión bajista sobre los precios internacionales.

- **Señales de desaceleración económica global**

Uno de los principales factores que moderó el alza del petróleo fue la creciente preocupación por una desaceleración de la economía mundial. Aunque el mercado estaba fuertemente influenciado por los riesgos geopolíticos en Medio Oriente, comenzaron a aparecer indicadores macroeconómicos que sugieren una menor expansión de la actividad económica global y, por tanto, una posible desaceleración en el crecimiento de la demanda de petróleo y combustibles.

El elemento más relevante provino de Estados Unidos. Los datos del PIB del primer trimestre mostraron un crecimiento menor al esperado, evidenciando que la economía estadounidense está perdiendo dinamismo tras varios meses de tasas de interés elevadas. La política monetaria restrictiva de la Reserva Federal, ha encarecido el crédito, reducido el consumo y debilitado parte de la inversión empresarial.

Además, la inflación en Estados Unidos continuó relativamente alta, especialmente en servicios y energía. Esto generó preocupación en los mercados porque implica que la Reserva Federal podría mantener tasas elevadas por más tiempo, aumentando el riesgo de una desaceleración económica más profunda o incluso de un escenario de “estanflación” (bajo crecimiento con inflación persistente).

En Europa también se observaron señales de debilidad económica. La actividad manufacturera permaneció contraída en varias economías importantes, particularmente Alemania, debido a menores exportaciones, altos costos energéticos y baja demanda industrial. Esto es relevante para el mercado petrolero porque Europa es un importante consumidor de diésel, gas natural y productos refinados vinculados al transporte y la industria.

China, aunque mantuvo crecimiento positivo, continuó mostrando una recuperación más débil de lo esperado. Persistieron problemas en el sector inmobiliario, menor dinamismo del consumo interno y desaceleración de la actividad industrial. El mercado comenzó a cuestionar si China podrá sostener el fuerte crecimiento de demanda petrolera que impulsó los precios durante años anteriores.

La combinación de estos factores afectó directamente las expectativas de demanda energética mundial. Por esta razón, aunque los precios del petróleo subieron fuertemente por el riesgo geopolítico, muchos inversionistas comenzaron a considerar que un petróleo demasiado caro podría terminar debilitando aún más la economía global y destruyendo demanda de combustibles en los próximos meses.

En resumen, las señales de desaceleración económica global fueron importantes porque introdujeron dudas sobre la capacidad del mercado mundial para sostener precios muy altos del petróleo durante un período prolongado. Aunque el factor geopolítico dominó la semana, la debilidad macroeconómica empezó a convertirse en un elemento moderador clave para las expectativas futuras del mercado energético.

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.

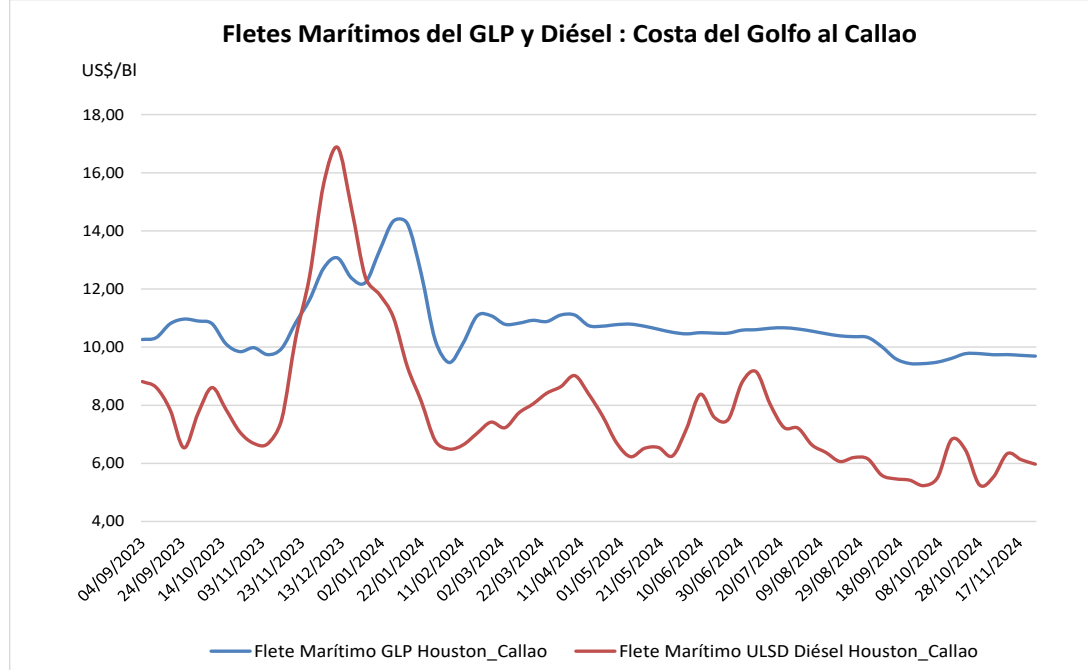
La situación generada a raíz de las medidas implementadas por las autoridades del Canal de Panamá; tiene un impacto económico en todos los actores relacionados con el canal, el cual se está manifestando a través de los siguientes aspectos:

- ✓ 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° 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 05 de mayo de 2026 hasta el lunes 11 de mayo de 2026.
- El día 05.05.2026, Petroperú publicó su lista de precios de venta de combustibles. En dicha lista se registraron variaciones en los precios de la Gasolina Premium (+1,22 S/Gln), Gasolina Regular (+1,10 S/Gln), Gasohol Premium (+1,16 S/Gln), Gasohol Regular (+1,05 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (+1,11 S/Gln), Diesel B5 S-50 (+1,11 S/Gln), Petróleo Industrial N°6 (+0,64 S/Gln) y Petróleo Industrial N°500 (+0,64 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)

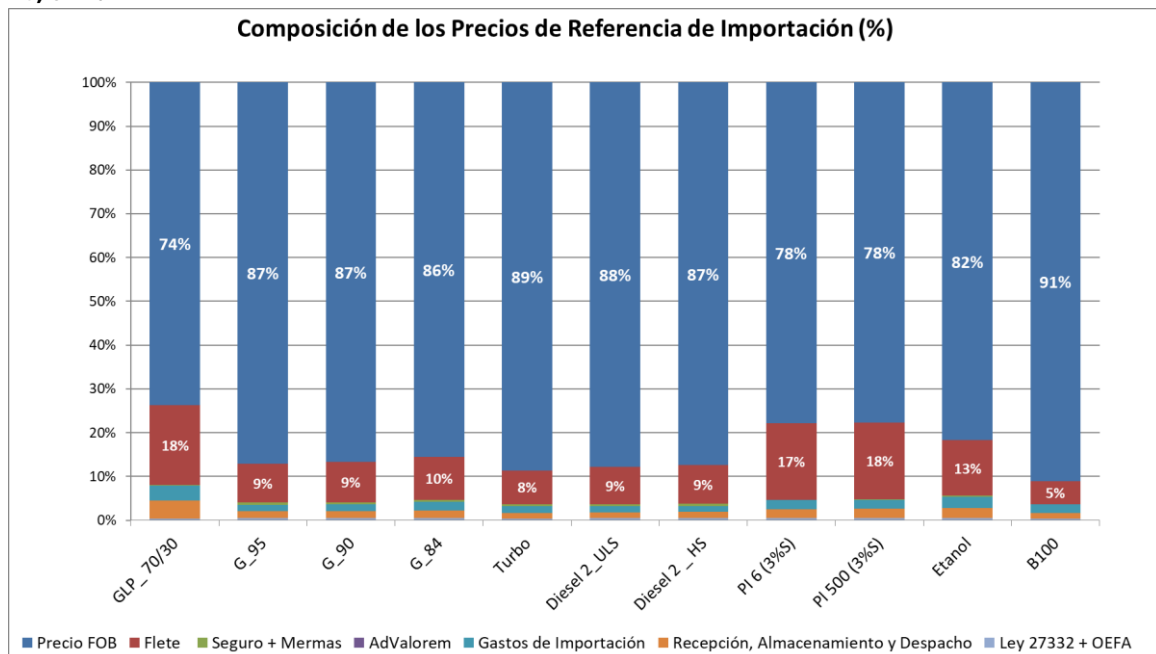
El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

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/CD⁴ 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 20/04/2026 y el 01/05/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia I (PRI) de los Combustibles, al 04 -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 78% del precio de referencia del GLP, 82% y 91% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiesel B100, 78% del precio de los residuales R6 y R500; y fue igual o superior al 86% 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.

⁴https://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 04 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 12,88 cent\$/galón equivalente a 5,41 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 12,51 US\$/Bl.
- **Ajuste de Calidad por RVP:** Se determinó un ajuste de -1,16 US\$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de -1,02 US\$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.
- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 1,60 US\$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -8,61 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 12,51 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 -6,06 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 -1,09 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 Osinergmin 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:

- Tasa de Carta de crédito:** Tasa promedio de apertura, confirmación y negociación de carta de crédito de 0,34%.
- 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%).
- Gastos de Puerto:** Tarifa regulada de embarque o descarga de carga líquida a granel del Tarifario APM Terminals Callao (7,99 US\$/TM).
- 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 : 4-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
Precio FOB	42,94	133,02	128,03	117,82	165,08	154,29	148,24	87,90	86,81	86,26	190,89
Precio Marcador	37,53	134,18	127,46	127,46	165,08	154,29	154,29	87,90	87,90	86,26	190,89
Ajuste de Calidad		-1,16	0,58	-9,63			-6,06		-1,09		
Terminalling	5,41										
Flete Marítimo	10,64	13,51	13,51	13,51	14,35	14,99	14,99	19,62	19,62	13,37	10,87
Seguro	0,05	0,41	0,40	0,37	0,07	0,28	0,27	0,04	0,04	0,02	0,04
Mermas	0,00	0,33	0,32	0,30	0,86	0,51	0,49	0,00	0,00	0,24	0,21
Valor CIF	53,62	147,27	142,25	131,99	180,36	170,06	163,98	107,56	106,47	99,89	202,01
Advalorem											
Gastos de Importación	2,03	2,27	2,24	2,68	2,77	2,42	2,38	2,36	2,35	2,67	4,19
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	0,79	0,77	0,72	0,82	0,86	0,83	0,55	0,54	0,55	0,92
Precio de Referencia Ex-Planta	58,27	152,70	147,63	137,77	186,33	175,72	169,56	112,84	111,74	105,53	209,56

(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.

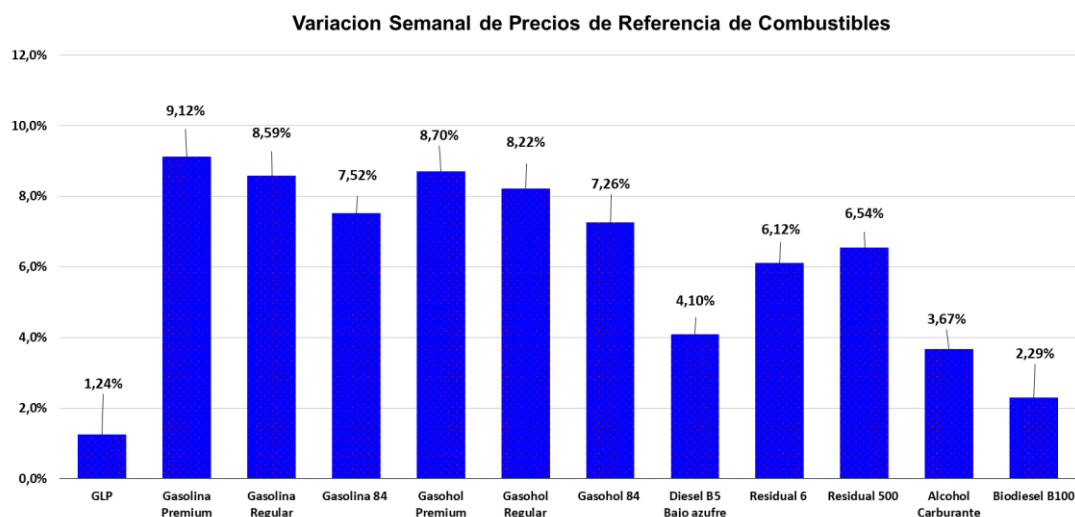
2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

TABLA N° 2: Variación de PR Combustibles OSINERGMIN

PRODUCTOS	OSINERGMIN		
	Precios 04/05/26	Precios 27/04/26	Variación %
GLP	2,44	2,41	1,24%
Gasolina Premium	12,68	11,62	9,12%
Gasolina Regular	12,26	11,29	8,59%
Gasolina 84	11,44	10,64	7,52%
Gasohol Premium	12,37	11,38	8,70%
Gasohol Regular	11,98	11,07	8,22%
Gasohol 84	11,23	10,47	7,26%
Diesel B5 Bajo azufre	14,73	14,15	4,10%
Residual 6	9,37	8,83	6,12%
Residual 500	9,28	8,71	6,54%
Alcohol Carburante	8,76	8,45	3,67%
Biodiesel B100	17,40	17,01	2,29%

(*) 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



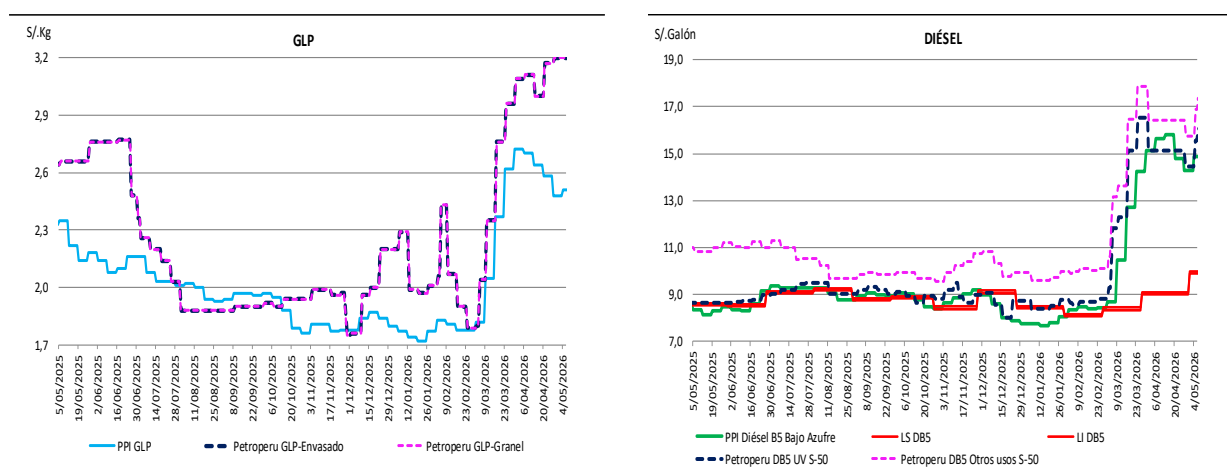
3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

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) %
	05/05/26	28/04/26	04/05/26	04/05/26	04/05/26	04/05/26
Gasolina Premium	14,62	13,40	9,1%	12,87	1,75	13,6%
Gasolina Regular	13,54	12,44	8,8%	12,45	1,09	8,8%
Gasohol Premium	14,26	13,10	8,9%	12,56	1,70	13,5%
Gasohol Regular	13,22	12,17	8,6%	12,17	1,05	8,6%
Diesel B5 UV S-50	15,54	14,43	7,7%	14,86	0,68	4,6%
Residual 6	13,33	12,69	5,0%	9,56	3,77	39,4%
Residual 500	13,05	12,41	5,2%	9,47	3,58	37,8%

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

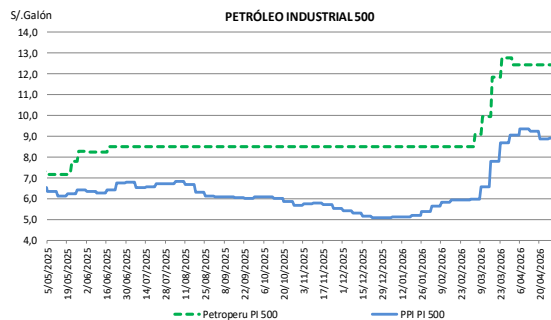
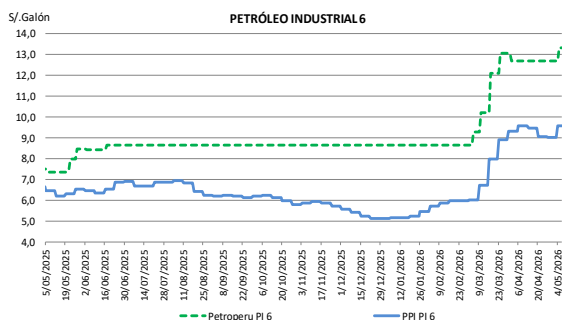
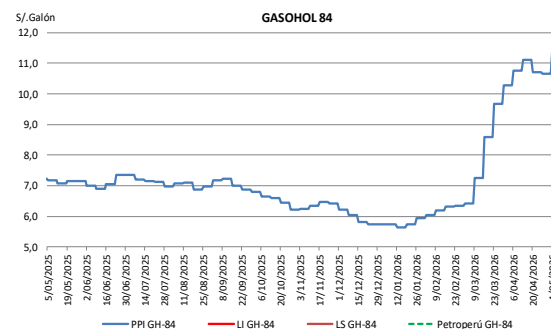
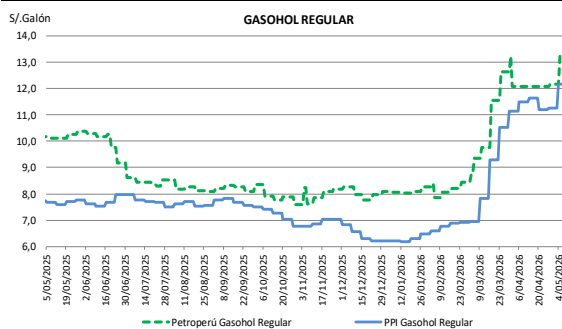
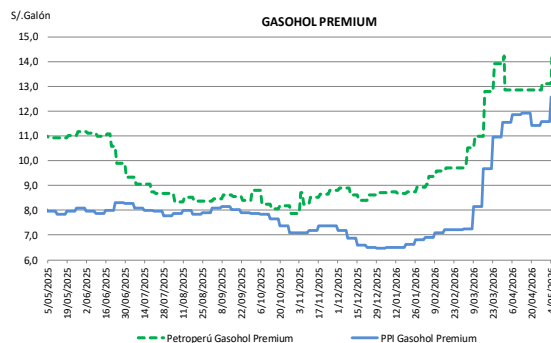
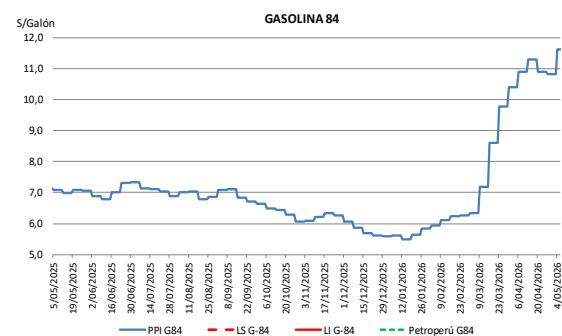
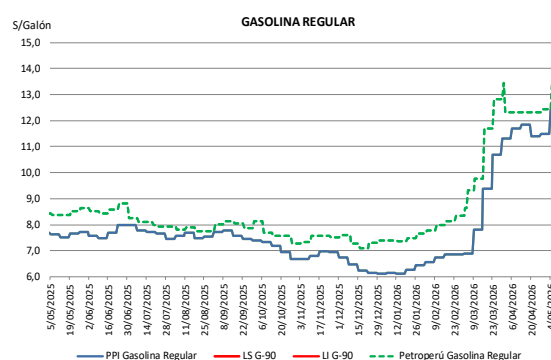
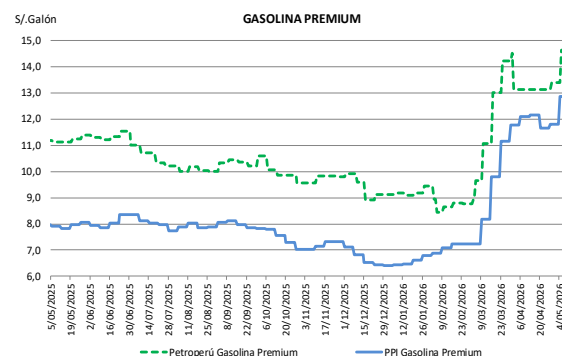


Fuentes: Osinergmin y Petroperú*

* 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: Osinerghmin y Petrolerú

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.

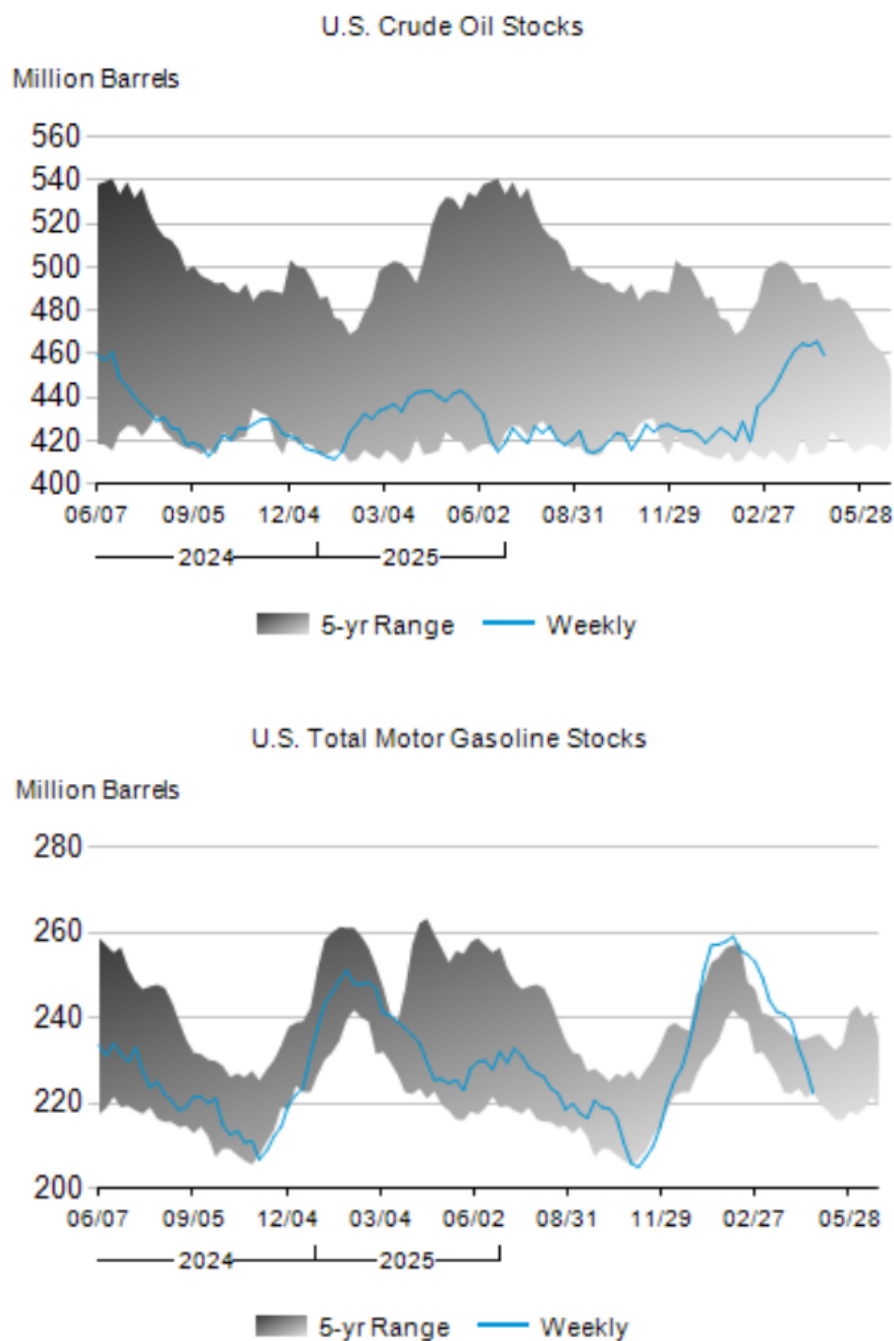
GRAFICA N° 7: Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US\$/Galón



Fuente: Osinerghmin y ENAP

MMC / MMT / ASC

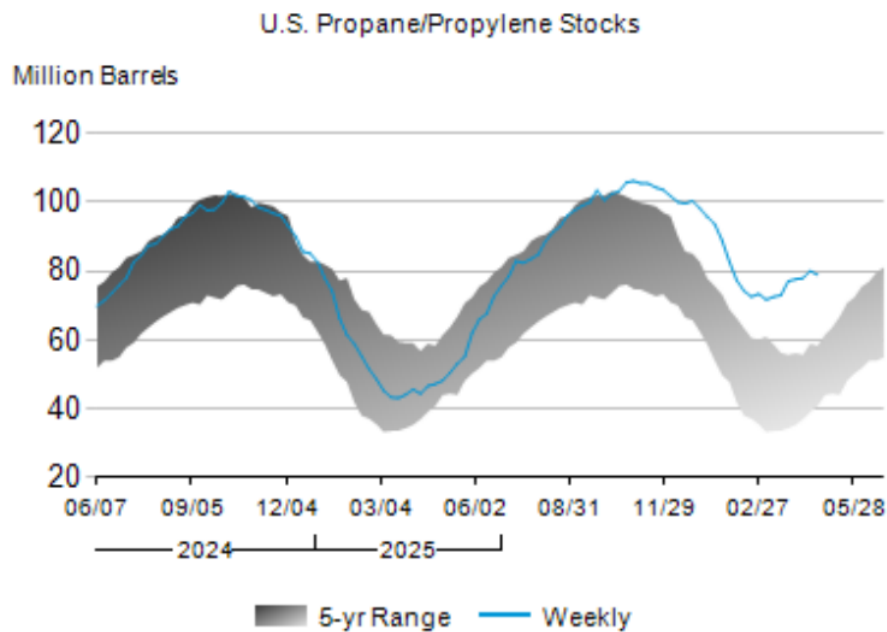
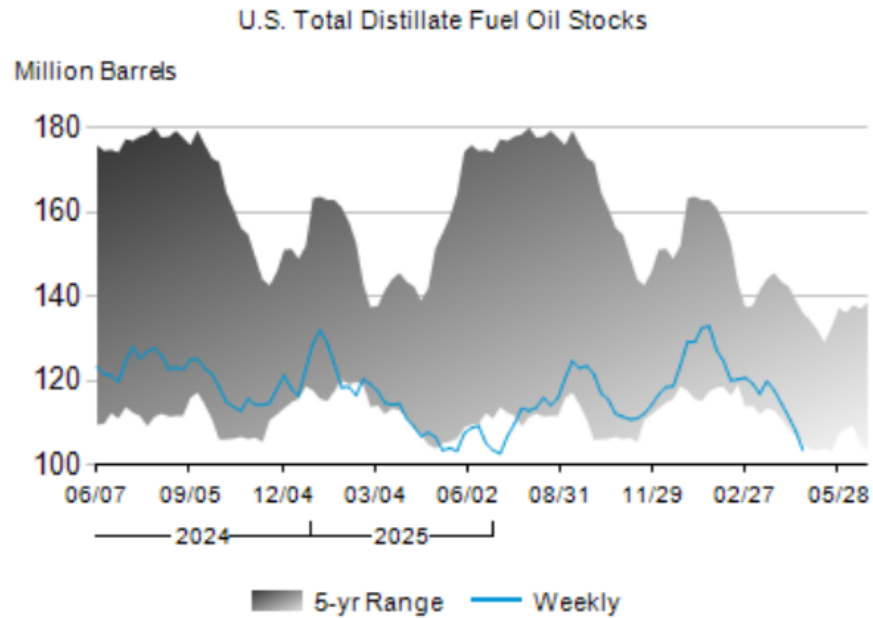
ANEXO N° 1⁵



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

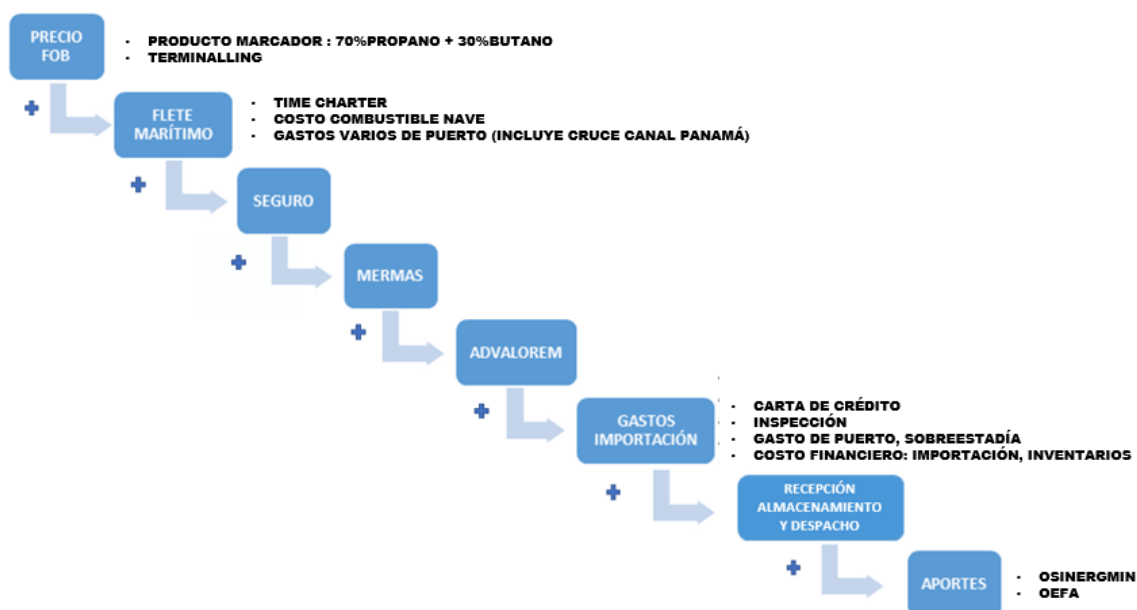


Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural



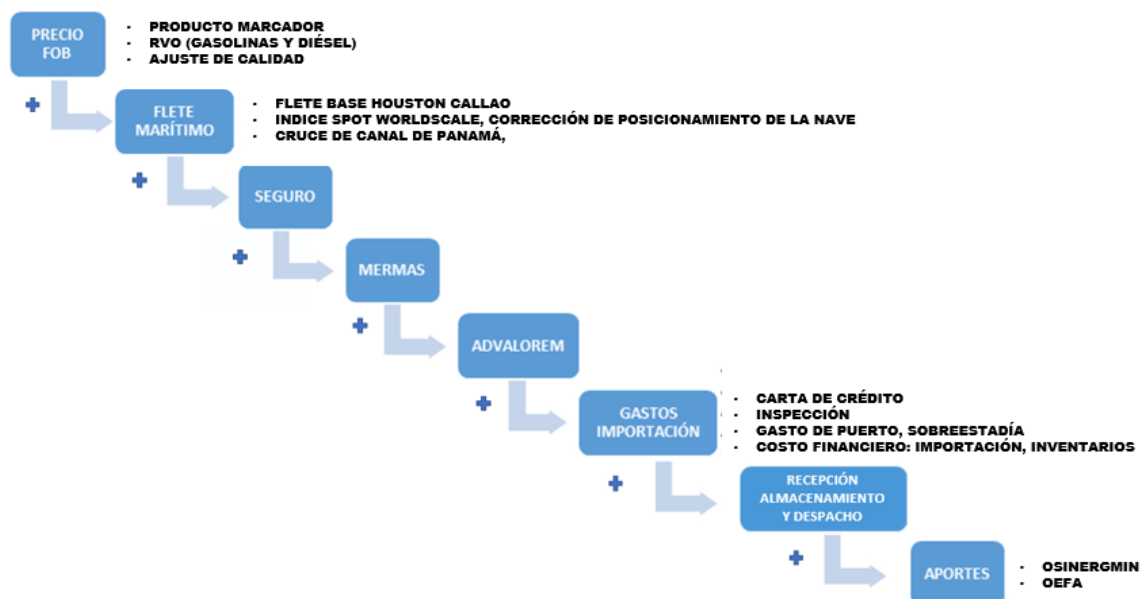
ANEXO N° 2

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