

INFORME N° PR-17-2026-DGN/GRT
PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO
Informe al 27/04/2026

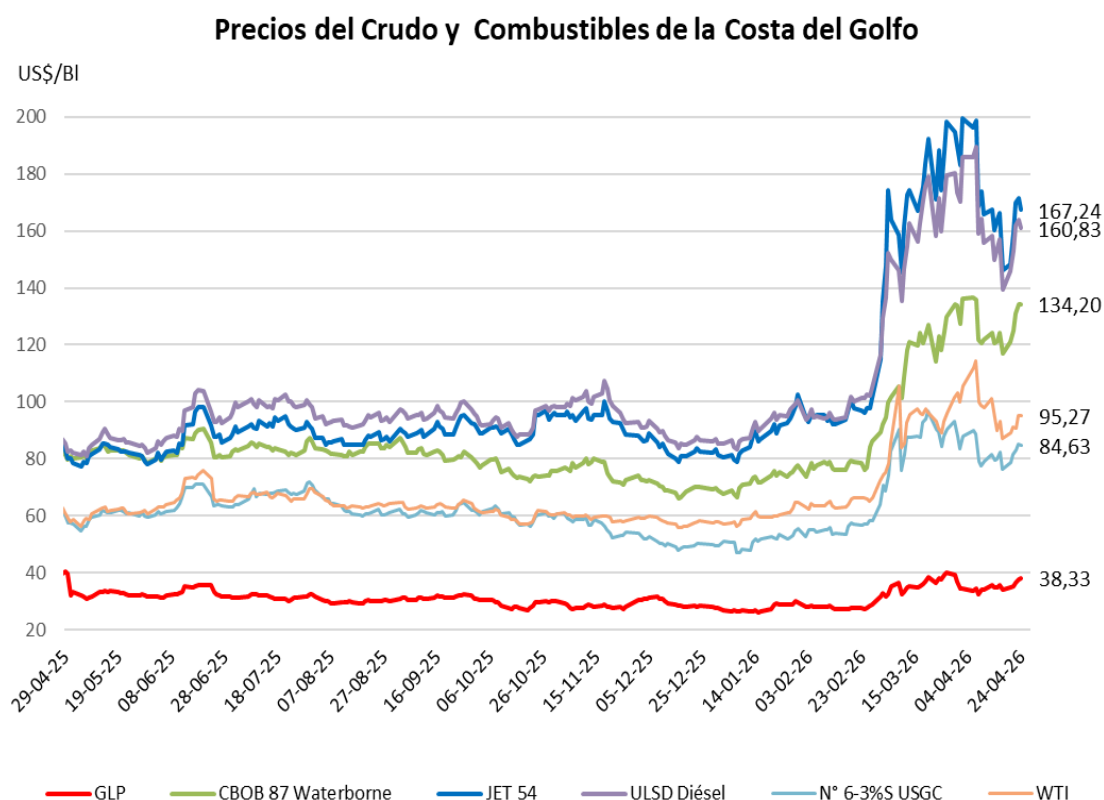
1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA ¹

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

¹Fuentes: EIA, Reuters, Bloomberg, otros.

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 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 95,27 US\$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 134 US\$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 160 US\$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 38,33 US\$/Bl.

En las semanas del 13.04.2026 al 24.04.2026, 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 y propano, así como el descenso de las existencias de gasolinas y destilado medio, al 17 de abril del 2026**

Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se incrementaron en 1,9 millones de barriles alcanzando los 465,7 millones de barriles, ubicándose en un +3% por encima de la media de los últimos 5 años, para esta época del año.

Por su parte, las existencias de gasolinas disminuyeron en 4,6 millones de barriles, reportando un total de 228,4 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción decrecieron en 3,4 millones de barriles, ubicándose en 108,1 millones de barriles.

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.

Finalmente, las existencias de propano aumentaron en 2,09 millones de barriles, registrando un nivel de 79,99 millones de barriles.

- **EE.UU. e Irán pasaron del diálogo estancado a una confrontación abierta, y luego a una tregua frágil con presión y negociación aún en disputa**

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.

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 bloqueada por el control operativo de las rutas marítimas. Al 26 de abril, no existía una desescalada

ordenada, en tanto que, EE.UU. buscaba la reapertura plena de Ormuz y garantías de tránsito, mientras Irán condicionaba la normalización marítima al levantamiento de la presión naval estadounidense. En consecuencia, el mercado no solo evaluaba la posibilidad de un acuerdo diplomático, sino la capacidad real de restablecer flujos seguros, continuos y verificables.

- **Ucrania atacó los puertos rusos de Ust-Luga y Primorsk, y en la última semana extendió la disrupción hacia Novorossiysk y Tuapse**

A fines de marzo, Ust-Luga y Primorsk, los dos principales terminales petroleros rusos en el Báltico, suspendieron cargas tras ataques con drones que agencias internacionales calificaron entre los más severos de la guerra contra infraestructura petrolera rusa. El golpe fue especialmente sensible porque ambos puertos concentran una fracción crítica de las exportaciones rusas de crudo y combustibles, por lo que la interrupción elevó de inmediato el riesgo sobre la continuidad y estabilidad de los flujos marítimos del país.

El impacto no quedó limitado a una paralización puntual. En los días siguientes, Reuters informó que Primorsk reanudó operaciones, pero con capacidad reducida por daños en infraestructura, mientras imágenes satelitales mostraron que había perdido cerca de 40% de su capacidad de almacenamiento, con ocho tanques de 50 000 m³ afectados. En Ust-Luga, otros ocho tanques de 30 000 m³ quedaron dañados, equivalentes a alrededor de 25% de su capacidad de almacenamiento de productos. Así, la presión dejó de ser solo operativa y pasó a reflejar una afectación física más duradera sobre el sistema exportador ruso.

La disrupción luego se extendió al Mar Negro. El 7 de abril, el terminal Sheskhari de Novorossiysk suspendió parcialmente sus cargas tras un ataque con drones, afectando otro de los principales corredores de salida del crudo ruso. Aunque el 10 de abril comenzaron a reanudarse algunas operaciones, el alivio fue transitorio, pues el 13 de abril Reuters volvió a reportar daños severos en el mismo nodo, con paralización de dos de sus principales atraques, desvío de crudo hacia Tuapse y afectación sobre un puerto que maneja alrededor de 14% de las exportaciones rusas de crudo. La última semana, la presión volvió a ampliarse precisamente sobre Tuapse, donde un nuevo ataque ucraniano dañó infraestructura de transporte del puerto días después de otro ataque previo del 16 de abril; además, Reuters señaló que la refinería local de Rosneft, con capacidad de unos 240 mil bpd, había detenido operaciones. En ese contexto, el mercado pasó a interpretar los ataques ucranianos no como episodios aislados, sino como una amenaza sostenida y cada vez más diversificada sobre la estabilidad exportadora rusa en el Mar Negro.

- **EE.UU. y Japón liberaron más reservas estratégicas para contener el alza del crudo**

La liberación de reservas estratégicas volvió a funcionar como uno de los principales contrapesos frente a la crisis del Golfo Pérsico. Al 24 de abril, EE.UU. había liberado cerca de 80 millones de barriles de crudo desde sus reservas, buscando aliviar la presión sobre refinerías y compensar parcialmente la menor disponibilidad de suministros provenientes de Medio Oriente.

Japón también reforzó esta estrategia al anunciar una segunda liberación de 36 millones de barriles desde el 1 de mayo, orientada a asegurar el abastecimiento interno y moderar el

impacto de los mayores precios internacionales. En conjunto, estas medidas no eliminaron la prima geopolítica asociada a Ormuz y al conflicto EE.UU. versus Irán, pero sí ayudaron a estabilizar el precio y limitar un traslado más agresivo hacia combustibles.

- **La AIE y OPEP recortaron sus previsiones y reforzaron la señal de una demanda petrolera más débil**

La semana pasada, dos referencias del mercado petrolero ajustaron a la baja sus perspectivas y reforzaron la percepción de un balance más holgado del petróleo mundial para 2026. El 14 de abril, la AIE (Agencia Internacional de la Energía) redujo su superávit proyectado para 2026 a 410 mil bpd, desde 2,46 millones bpd el mes anterior, y además pasó de prever un crecimiento de la demanda a anticipar una contracción de 80 mil bpd este año, afectada por la guerra en Medio Oriente, el cierre del estrecho de Ormuz y el debilitamiento de la demanda en Asia y la propia región.

Un día antes, el 13 de abril, la OPEP también recortó su previsión de demanda mundial para el segundo trimestre de 2026 en 500 mil bpd, hasta 105,07 millones de bpd, frente a los 105,57 millones de bpd estimados previamente. Aunque el grupo mantuvo sin cambios su previsión de crecimiento para todo 2026 en 1,38 millones de bpd, el ajuste trimestral confirmó que, en el corto plazo, el mercado estaba sintiendo más el freno del consumo que el soporte de oferta. En conjunto, ambos recortes reforzaron el sesgo bajista del crudo al mostrar que, incluso en un entorno geopolítico extremo, la demanda no estaba respondiendo con la fuerza suficiente para sostener precios altos si no es con el apoyo de un evento geopolítico de riesgo elevado.

- **La crisis del Golfo Pérsico pasó de restricción logística a shock efectivo de oferta de crudo, GNL y refinados en Medio Oriente**

En crudo, la crisis dejó de ser una simple restricción de tránsito y pasó a convertirse en una pérdida efectiva de oferta. Durante la última semana, Goldman Sachs estimó que cerca de 14,5 millones de bpd de producción del Golfo Pérsico, equivalentes al 57% del suministro regional previo, seguían fuera de servicio. La entidad advirtió, además, que incluso con una reapertura segura del Estrecho de Ormuz, la recuperación podría tomar varios meses, lo que confirmó que el mercado enfrentaba una contracción física de oferta y no solo un retraso temporal de cargamentos.

En productos refinados, el impacto también se mantuvo elevado, porque la menor disponibilidad de crudo del Golfo redujo la capacidad de reabastecimiento de refinerías y mercados importadores. La restricción de Ormuz, las dificultades de carga y el menor flujo de tanqueros elevaron los costos de fletes, seguros y reposición, sosteniendo precios altos en el diésel, jet fuel (aviación), gasolinas y fuel oil. Por ello, aun cuando las señales diplomáticas moderaron parcialmente el repunte del crudo, el mercado de derivados siguió reflejando una oferta ajustada y vulnerable a nuevas interrupciones.

En GNL, el efecto fue distinto, pero igualmente relevante. La pérdida de capacidad de licuefacción de Catar, estimada en alrededor de 13 millones de toneladas anuales durante los próximos 1 a 2 años, afectó a compradores dependientes del suministro catari, mientras países como Pakistán suspendieron importaciones tras ataques en Ras Laffan. Sin embargo,

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

el impacto alcista fue compensado parcialmente por la debilidad de la demanda asiática, con importaciones regionales estimadas en 19,2 millones de toneladas, el menor nivel mensual desde abril de 2020 y 11% menos interanual.

En conjunto, la crisis del Golfo dejó de ser una perturbación exclusivamente logística para convertirse en un shock integral de oferta energética. La región enfrentó simultáneamente pérdida de producción de crudo, menor disponibilidad de refinados, restricciones de tránsito, capacidad exportadora de GNL afectada y una reapertura todavía incierta de su principal corredor marítimo. Por ello, el mercado ya no incorporaba solo una prima geopolítica, sino una contracción material de oferta en uno de los núcleos energéticos más sensibles del mundo, con efectos inmediatos sobre precios y con secuelas que podrían persistir incluso si Ormuz empieza a normalizarse.

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.

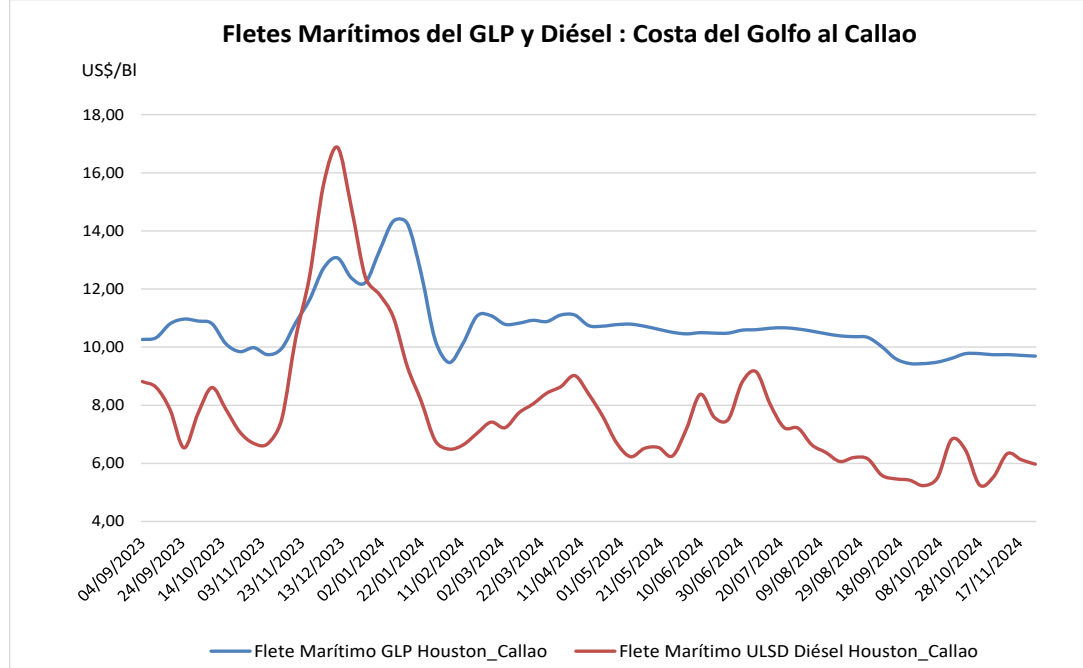
La situación generada a raíz de las medidas implementadas por las autoridades del Canal de Panamá; tiene un impacto económico en todos los actores relacionados con el canal, el cual se está manifestando a través de los siguientes aspectos:

- ✓ 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° 008-2026-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 marzo de 2026 hasta el jueves 30 de abril de 2026.
- Teniendo en cuenta las Bandas de Precios y los Márgenes Comerciales de los combustibles establecidos mediante las resoluciones de la Gerencia de Regulación Tarifaria Osinerghmin N° 006-2026-OS/GRT y N° 008-2026-OS/GRT, le corresponde al MINEM publicar los Factores de Aportación y/o Compensación vigentes desde el martes 28 de abril de 2026 hasta el jueves 30 de abril de 2026.
- El día 28.04.2026, Petroperú publicó su lista de precios de venta de combustibles. En dicha lista se registraron variaciones en los precios de la Gasolina Premium (+0,27 S/Gln), Gasolina Regular (+0,12 S/Gln), Gasohol Premium (+0,24 S/Gln), Gasohol Regular (+0,10 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (-0,68 S/Gln) y Diesel B5 S-50 (-0,68 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)

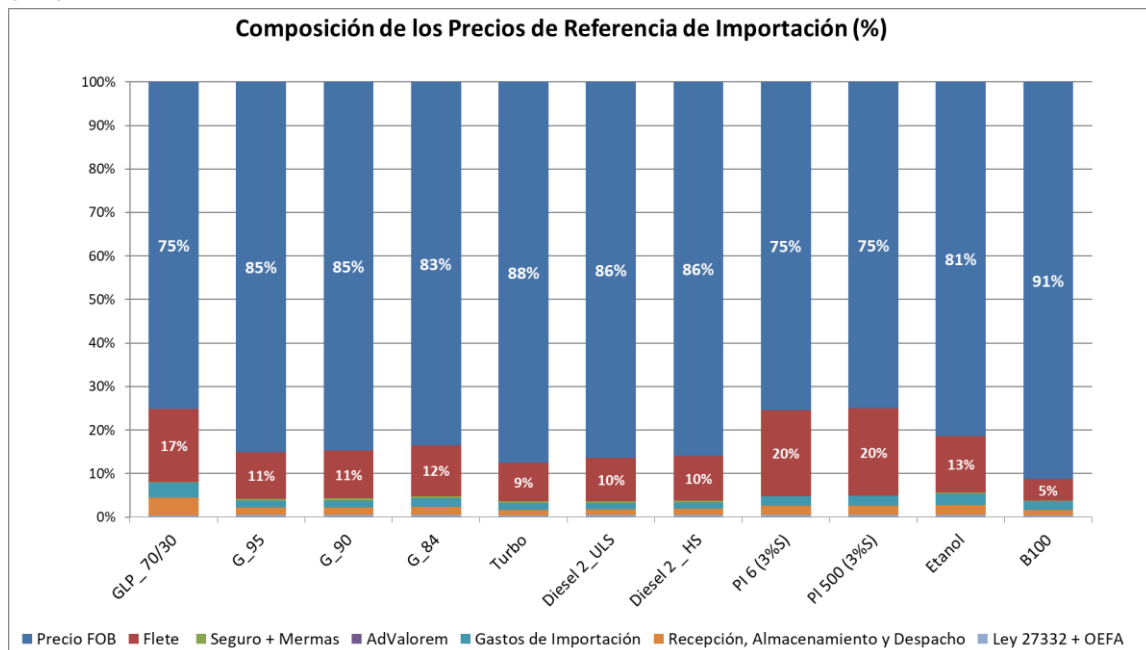
El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

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 Osinergrmin 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 13/04/2026 y el 24/04/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia I (PRI) de los Combustibles, al 27-04-26, en %



Fuente: Osinergrmin

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, 81% y 91% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiesel B100, 75% del precio de los residuales R6 y R500; y fue igual o superior al 83% 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.osinergrmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/precios_referencia_banda_precios/PreciosReferencia/Osinergrmi-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 27 de abril 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 19,05 cent\$/galón equivalente a 8,00 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 12,03 US\$/Bl.
- **Ajuste de Calidad por RVP:** Se determinó un ajuste de -1,03 US\$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de -0,92 US\$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.
- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 1,29 US\$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -6,97 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 12,03 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 -6,85 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 -1,45 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 : 27-Abr-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	43,85	120,91	116,87	108,61	162,02	147,90	141,05	81,35	79,90	84,05	189,74
Precio Marcador	35,85	121,94	116,50	116,50	162,02	147,90	147,90	81,35	81,35	84,05	189,74
Ajuste de Calidad		-1,03	0,37	-7,89			-6,85		-1,45		
Terminalling	8,00										
Flete Marítimo	9,85	15,20	15,20	15,20	16,15	16,87	16,87	21,33	21,33	13,37	10,44
Seguro	0,05	0,38	0,37	0,35	0,07	0,27	0,26	0,04	0,04	0,02	0,04
Mermas	0,00	0,31	0,30	0,28	0,86	0,49	0,47	0,00	0,00	0,23	0,21
Valor CIF	53,75	136,80	132,74	124,44	179,11	165,53	158,66	102,72	101,26	97,68	200,42
Advalorem											
Gastos de Importación	2,03	2,20	2,17	2,61	2,75	2,39	2,34	2,31	2,30	2,63	4,17
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	0,74	0,72	0,69	0,81	0,84	0,81	0,52	0,52	0,54	0,91
Precio de Referencia Ex-Planta	58,39	142,12	138,01	130,11	185,05	171,14	164,18	107,93	106,47	103,27	207,93

(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.

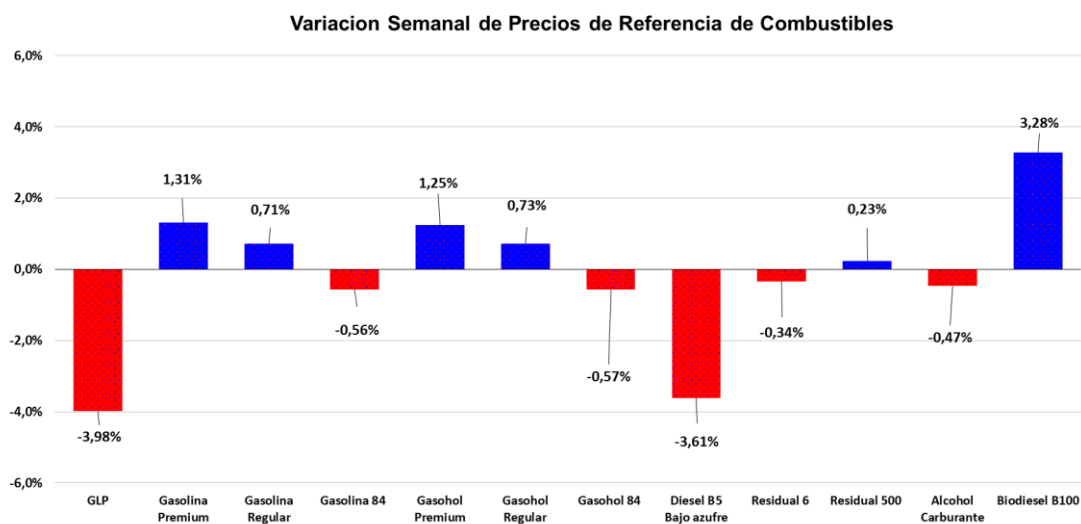
2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

TABLA N° 2: Variación de PR Combustibles OSINERGMIN

PRODUCTOS	OSINERGMIN		
	Precios 27/04/26	Precios 20/04/26	Variación %
GLP	2,41	2,51	-3,98%
Gasolina Premium	11,62	11,47	1,31%
Gasolina Regular	11,29	11,21	0,71%
Gasolina 84	10,64	10,70	-0,56%
Gasohol Premium	11,38	11,24	1,25%
Gasohol Regular	11,07	10,99	0,73%
Gasohol 84	10,47	10,53	-0,57%
Diesel B5 Bajo azufre	14,15	14,68	-3,61%
Residual 6	8,83	8,86	-0,34%
Residual 500	8,71	8,69	0,23%
Alcohol Carburante	8,45	8,49	-0,47%
Biodiesel B100	17,01	16,47	3,28%

(*) 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



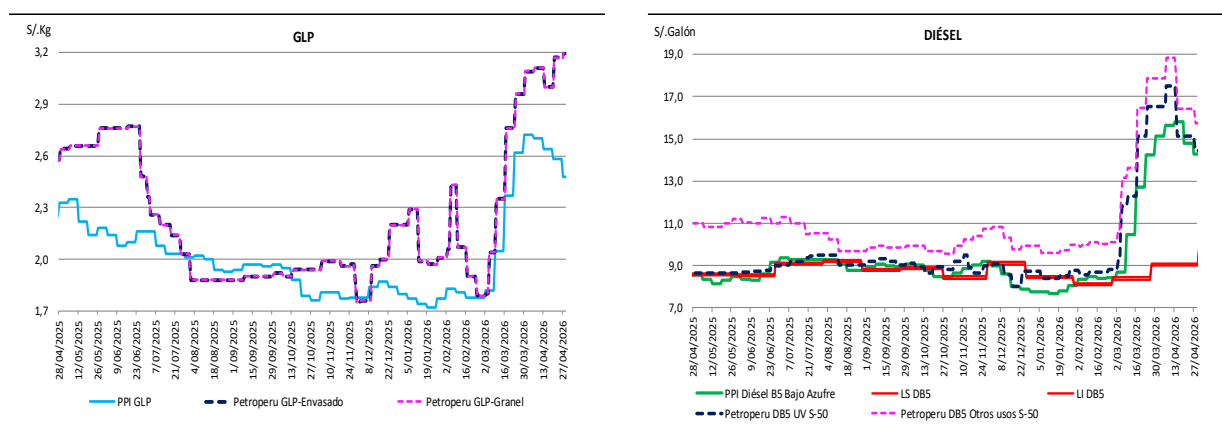
3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

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) %
	28/04/26	25/04/26	27/04/26	27/04/26	27/04/26	27/04/26
Gasolina Premium	13,40	13,13	2,1%	11,81	1,59	13,5%
Gasolina Regular	12,44	12,32	1,0%	11,48	0,96	8,4%
Gasohol Premium	13,10	12,86	1,9%	11,57	1,53	13,2%
Gasohol Regular	12,17	12,07	0,8%	11,26	0,91	8,1%
Diesel B5 UV S-50	14,43	15,11	-4,5%	14,28	0,15	1,1%
Residual 6	12,69	12,69	0,0%	9,02	3,67	40,7%
Residual 500	12,41	12,41	0,0%	8,90	3,51	39,4%

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

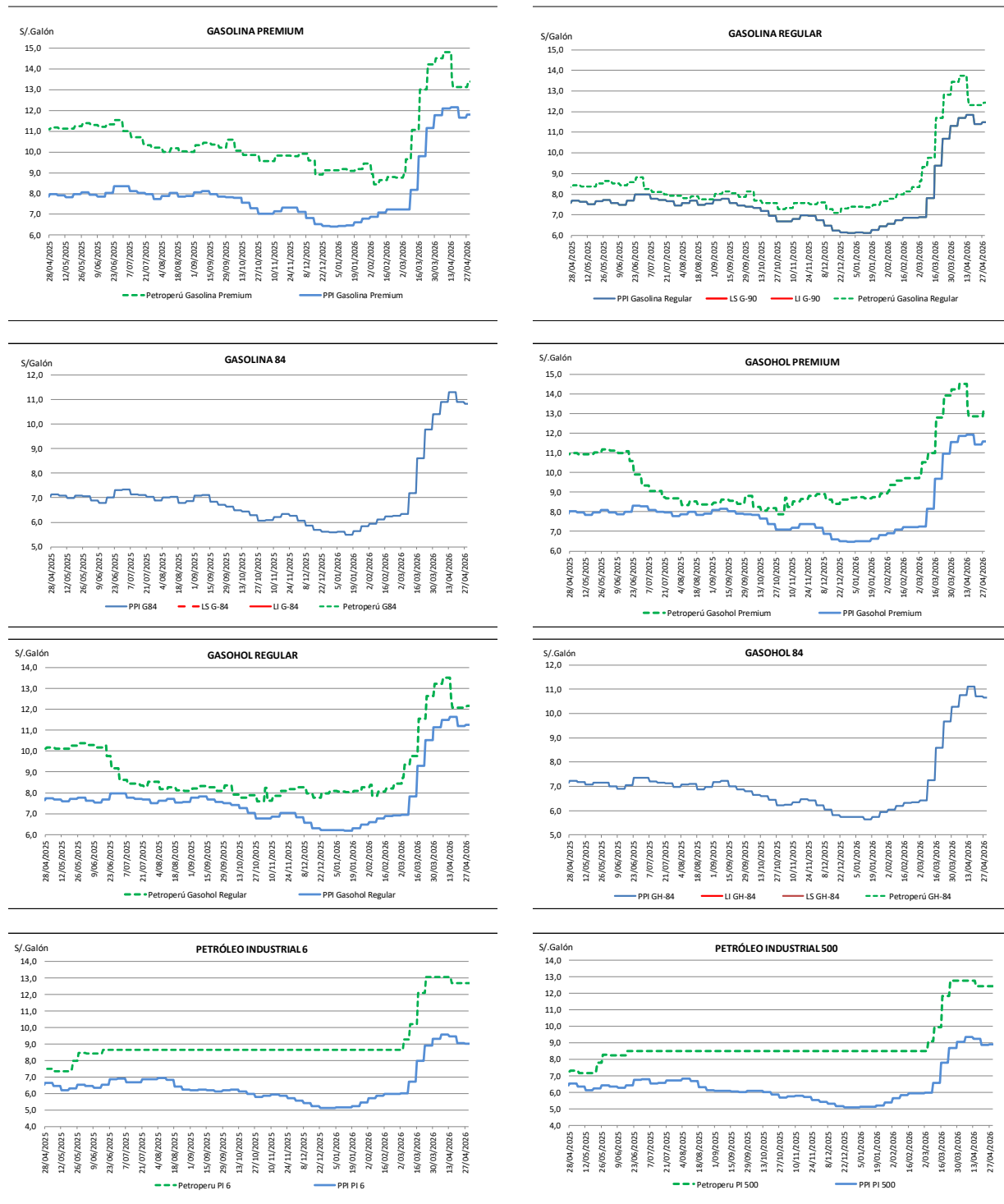


Fuentes: Osinergrmin y Petroperú*

* 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

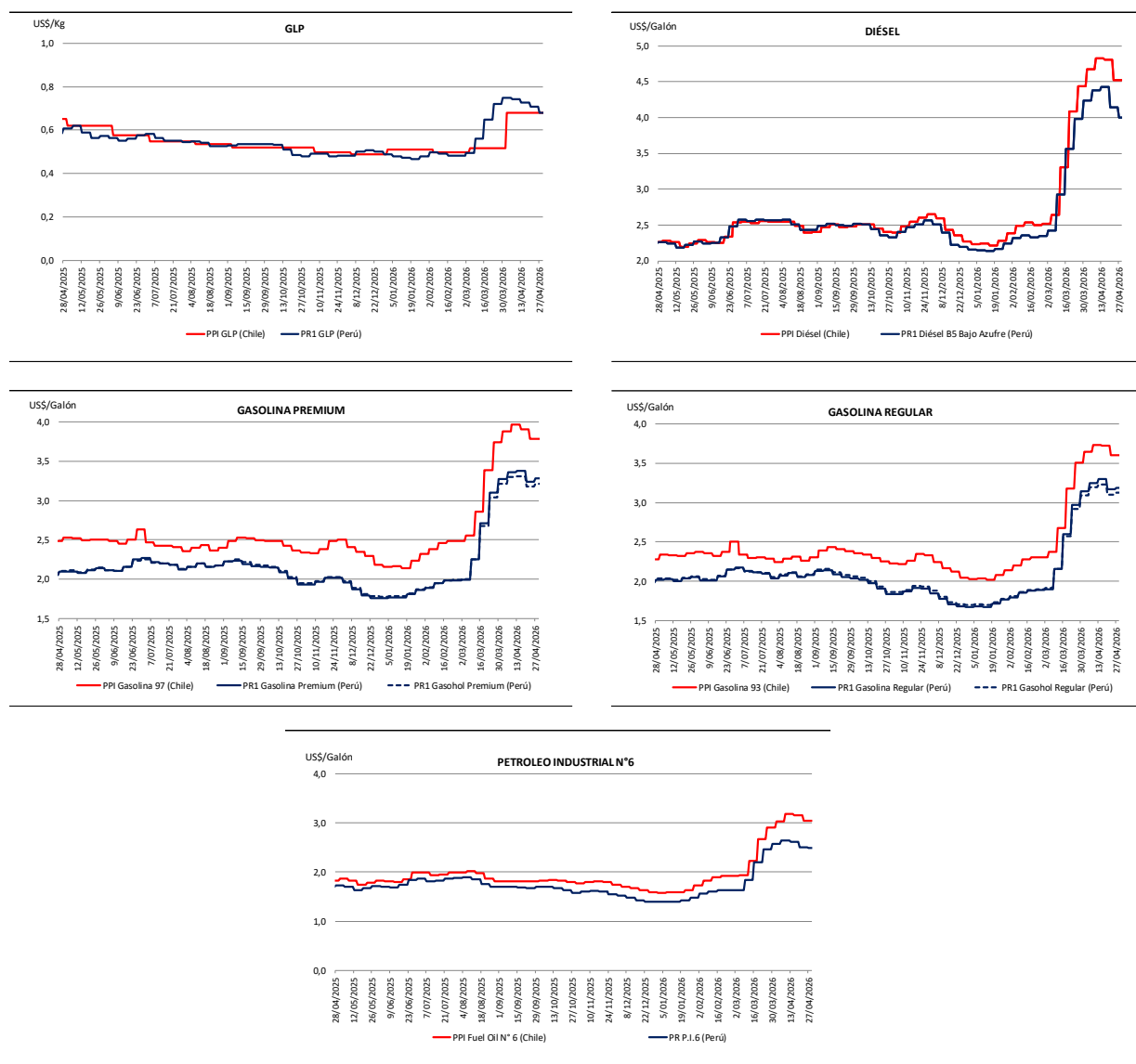


Fuente: Osinerghmin y Petróperú

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.

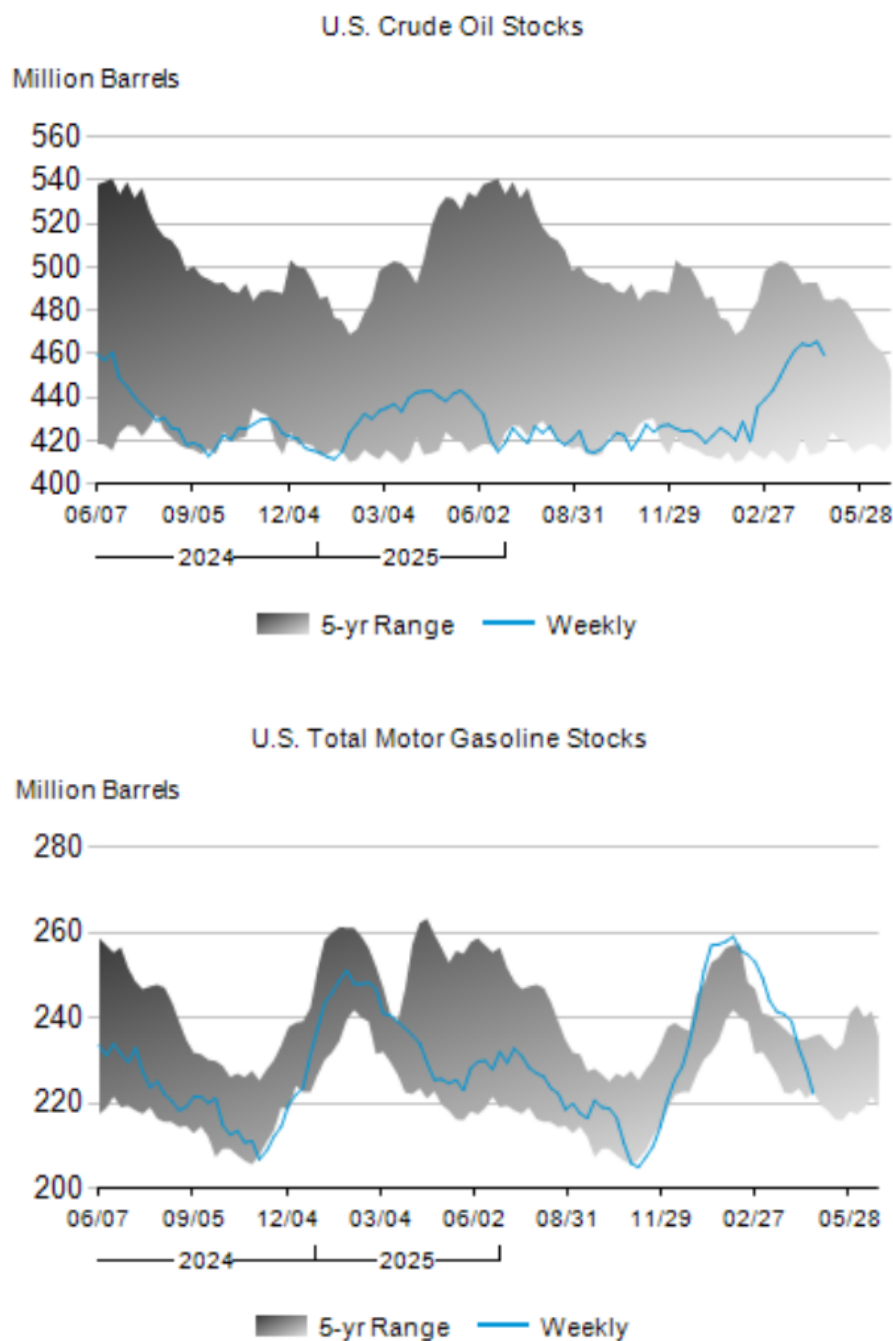
GRAFICA N° 7: Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US\$/Galón



Fuente: Osinergmin y ENAP

MMC / MMT / ASC

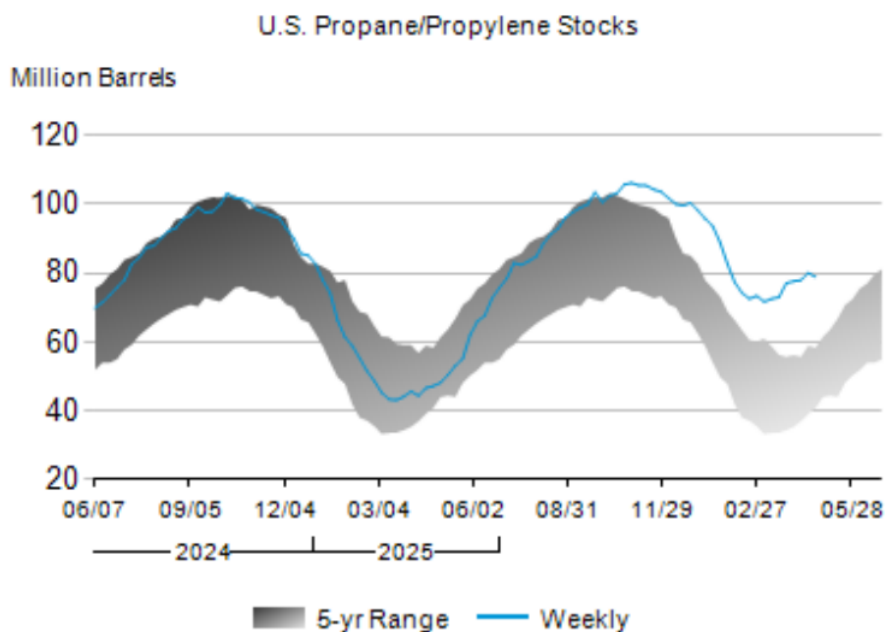
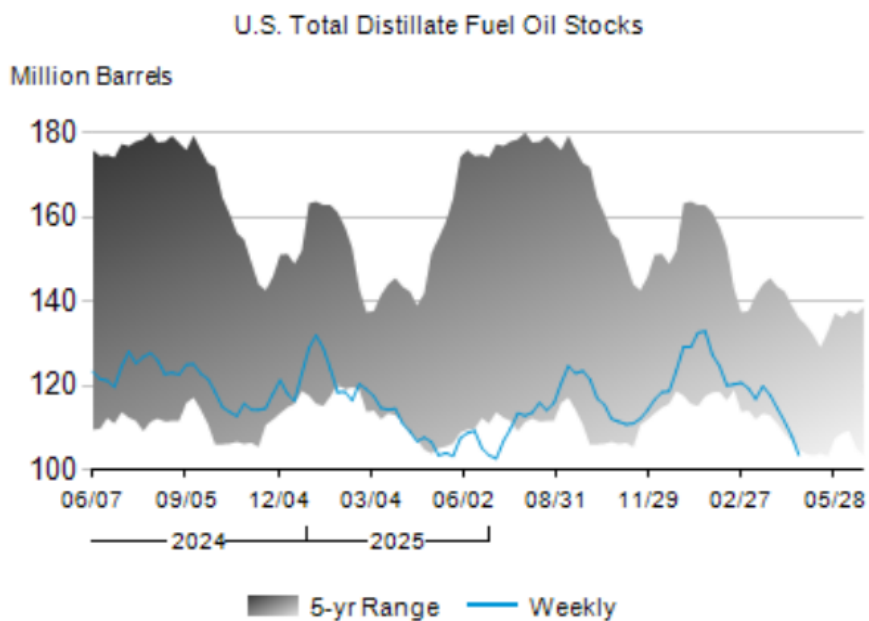
ANEXO N° 1⁵



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

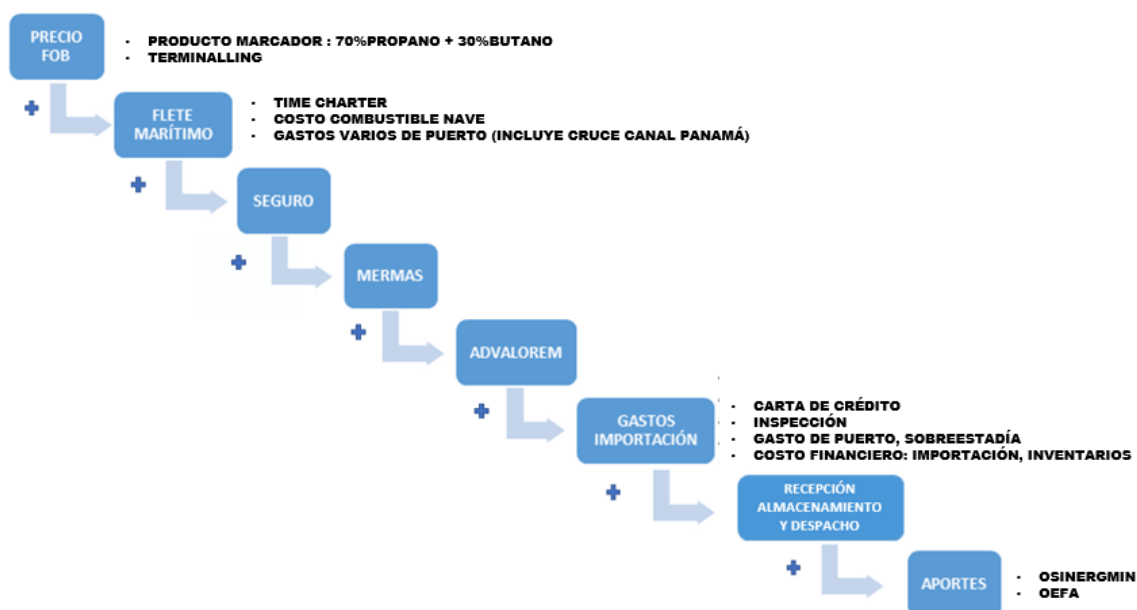


Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural



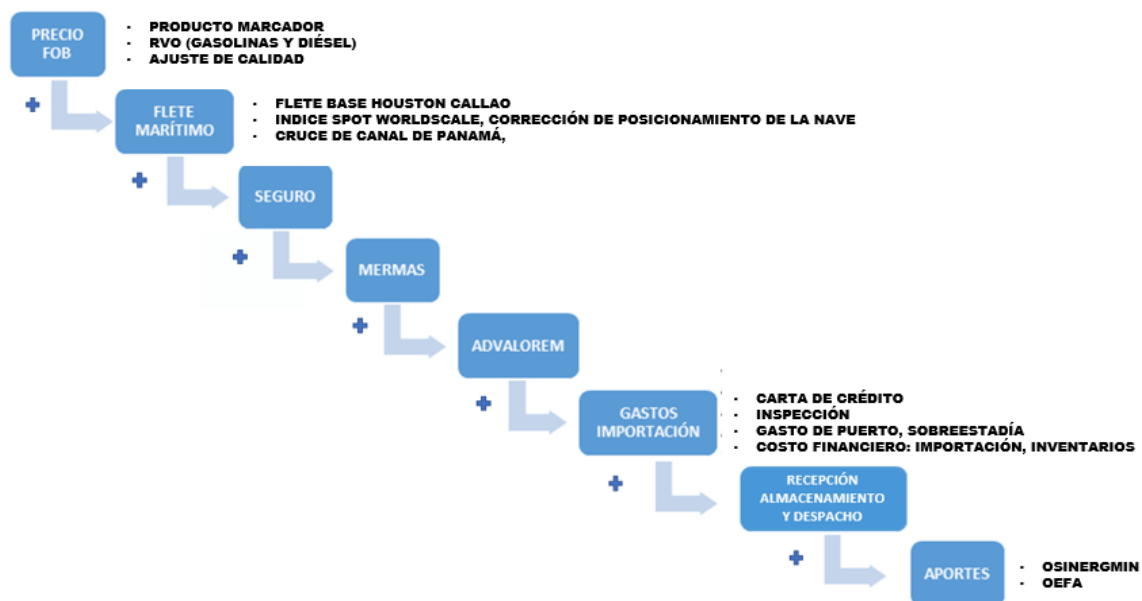
ANEXO N° 2

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