

INFORME N° PR-15-2026-DGN/GRT
PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO
Informe al 13/04/2026

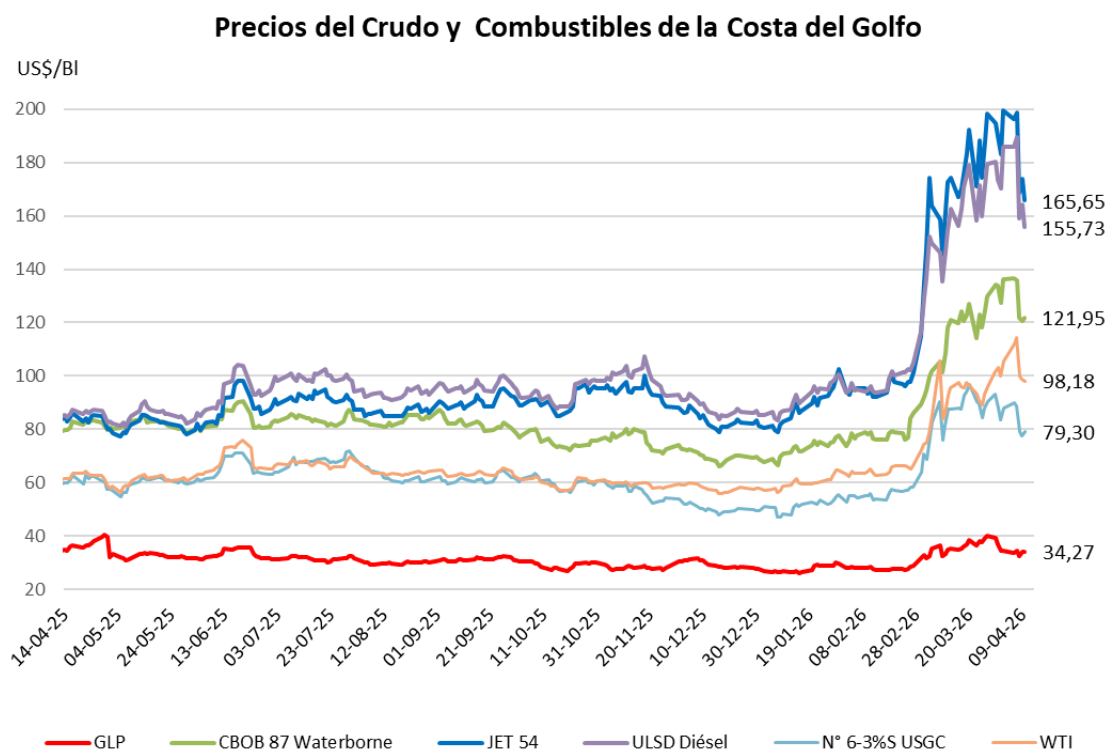
1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA ¹

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

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 98,18 US\$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 122 US\$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 156 US\$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 34,27 US\$/Bl.

En las semanas del 27.03.2026 al 10.04.2026, 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 03 de abril del 2026**

Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se incrementaron en 3,1 millones de barriles alcanzando los 464,7 millones de barriles, ubicándose en un +2% por encima de la media de los últimos 5 años, para esta época del año.

Por su parte, las existencias de gasolinas disminuyeron en 1,6 millones de barriles, reportando un total de 239,3 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción se redujeron en 3,1 millones de barriles, ubicándose en 114,7 millones de barriles.

Finalmente, las existencias de propano aumentaron en 0,57 millones de barriles, registrando un nivel de 77,60 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.

- **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.

Ya en lo más reciente, el conflicto entró en una fase especialmente delicada y ambigua. Por un lado, la Casa Blanca endureció la presión al confirmar que no renovará la exención de 30 días que permitía mantener ciertos flujos de crudo iraní, reforzando así el cerco económico y marítimo sobre Irán. Por otro, Reuters informó el 14 de abril que existen señales de una posible reanudación de conversaciones en los próximos días, nuevamente con mediación pakistaní. En consecuencia, el mercado quedó atrapado entre dos fuerzas opuestas: una mayor coerción operativa sobre Irán y una renovada, aunque todavía frágil, expectativa de negociación. Mientras ese equilibrio no se resuelva, la prima geopolítica seguirá siendo elevada y el riesgo sobre la logística energética del Golfo continuará siendo estructuralmente alto.

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

En crudo, la crisis dejó de ser una simple restricción de tránsito y se convirtió en una pérdida efectiva de oferta. Agencias de noticias reportaron que la guerra y el bloqueo de Ormuz provocaron una caída cercana a 13% de la producción petrolera regional, mientras Irak, uno de los productores más expuestos por no contar con una ruta alternativa al estrecho, vio desplomarse su producción desde alrededor de 4,3 millones de bpd previos al conflicto hasta cerca de 800 a 900 mil bpd. Aunque Basra Oil (Empresa petrolera estatal iraquí) sostuvo luego que podría restaurar exportaciones cercanas a 3,4 millones de bpd en una semana si Ormuz reabre, aunque al inicio de abril el mercado seguía enfrentando una contracción real de oferta, no solo un retraso logístico.

En combustibles refinados, el shock se trasladó con aún mayor intensidad al mercado. Reuters informó que el deterioro de la oferta regional de crudo y las interrupciones en movimientos de tanqueros llevaron al jet fuel (aviación) en el noroeste de Europa a alrededor de US\$ 220 por barril, mientras el diésel europeo superó US\$ 200 por barril, niveles que reflejaron una pérdida simultánea de suministro y capacidad de reabastecimiento. Incluso después del alivio parcial más reciente, Reuters señaló que en Asia los precios de jet fuel, gasoil y gasolina seguían muy por encima de los niveles previos al conflicto, con importaciones regionales de crudo en abril estimadas en apenas 19,22 millones de bpd, muy por debajo del promedio de 25 millones de bpd de los tres meses anteriores.

En GNL, el golpe fue estructural. Se reportó que los ataques sobre Ras Laffan dejaron fuera de operación cerca de 17% de la capacidad exportadora de GNL de Catar, equivalente a 12,8 millones de toneladas anuales, con un horizonte de reparación estimado de tres a cinco años. Ya en abril, QatarEnergy empezó a preparar una reanudación parcial de producción, pero se advirtió que la recuperación plena seguía dependiendo de una reapertura segura de Ormuz, mientras importadores como India seguían enfrentando escasez y terminales subutilizadas. En otras palabras, el mercado dejó de ver al GNL del Golfo como un flujo confiable e inmediato y pasó a tratarlo como una oferta dañada y condicionada por la evolución militar.

En conjunto, la crisis del Golfo dejó de ser una perturbación de transporte para convertirse en un shock integral de oferta energética. La región pasó a perder simultáneamente crudo, refinados, GNL y capacidad exportadora, con daños físicos, restricciones operativas y una reapertura todavía incierta de su principal corredor marítimo. Por ello, hacia el cierre del período analizado, el mercado ya no enfrentaba solo una prima geopolítica: enfrentaba 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 extenderse incluso si el tránsito por Ormuz empieza a normalizarse.

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

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 medios internacionales volvieron a reportar daños severos en el mismo nodo, con paralización de dos de sus principales atraques y desvío de crudo hacia Tuapse (Terminal en el Mar Negro ubicado en Krasnodar). En ese contexto, y luego de que reportes previos ya advirtieran que entre el 1 y el 12 de marzo las exportaciones rusas habían caído 14%, hasta 3,6 millones bpd, el mercado pasó a interpretar los ataques ucranianos no como episodios aislados, sino como una amenaza sostenida sobre la estabilidad exportadora rusa.

- **La OPEP retomó en mayo sus aumentos graduales de cuotas de producción**

Tras acordar el 1 de marzo una subida de 206 mil bpd para abril, los ocho países que venían aplicando recortes voluntarios adicionales ratificaron el 5 de abril un nuevo incremento de 206 mil bpd para mayo, dentro del desmonte paulatino del ajuste extraordinario de 1,65 millones bpd aprobado en 2023. La organización sostuvo que el retorno de esos barriles podrá ajustarse *“parcial o totalmente”* según evolucionen las condiciones del mercado, lo que dejó claro que no se trata de un levantamiento automático, sino de una reapertura gradual y condicionada.

En plena disrupción del Golfo Pérsico, con Ormuz todavía bajo fuerte presión, Reuters señaló que el aumento aprobado para mayo lucía más simbólico que efectivo, porque varios productores clave no estaban en condiciones de traducir de inmediato una mayor cuota en más barriles exportables. De hecho, la propia OPEP informó después que la producción del grupo se desplomó en marzo y recortó en 500 mil bpd su previsión de demanda mundial para el segundo trimestre, lo que reforzó la idea de que el aumento aprobado buscó sostener una señal de normalidad y disciplina, más que compensar realmente el shock de oferta que seguía afectando al mercado.

- **La inflación en EE.UU. repuntó por el shock energético**

En marzo, la inflación en Estados Unidos se aceleró con claridad. El IPC (Índice de Precios al Consumidor) subió 0,9% mensual y 3,3% interanual, mientras la inflación subyacente, que excluye alimentos y energía, avanzó solo 0,2% mensual. Esto mostró que el principal impulso no vino de una presión de precios, sino del encarecimiento abrupto de la energía.

El componente energético fue decisivo ya que según la BLS (Bureau of Labor Statistics, Oficina de Estadísticas Laborales de EE.UU.), el índice de energía aumentó 10,9% en marzo, liderado por un salto de 21,2% en la gasolina, el mayor desde que esa serie comenzó a publicarse en 1967; además, el Fuel Oil (combustible para calefacción residencial) subió 30,7%. La gasolina explicó casi tres cuartas partes del aumento mensual del IPC, confirmando que el conflicto y el alza del crudo ya se trasladaban con fuerza a los consumidores.

- **Venezuela y Arabia Saudita emergieron como amortiguadores parciales del mercado, pero su mayor oferta no alcanzó para neutralizar el shock del Golfo Pérsico**

En medio de la crisis del Golfo, Arabia Saudita y Venezuela emergieron como los principales amortiguadores parciales del mercado. Arabia Saudita redirigió crudo hacia Yanbu, su gran puerto sobre el Mar Rojo, utilizando el oleoducto East-West, que puede enviar hasta 7 millones de bpd; de ese volumen, alrededor de 5 millones de bpd podrían quedar disponibles para exportación, y a fines de marzo los embarques desde Yanbu se acercaron a 4,6 millones de bpd. Incluso tras el ataque iraní al oleoducto, las cargas en Yanbu continuaron, confirmando que la infraestructura saudí seguía funcionando como bypass parcial de Ormuz. En paralelo, Venezuela elevó sus exportaciones a 1,09 millones de bpd en marzo, su mayor nivel en seis meses, favorecida por la flexibilización de autorizaciones de EE.UU.; sin embargo, la EIA ahora ubica su producción de crudo en 0,88 millones de bpd en el primer trimestre de 2026, por lo que el repunte exportador luce más como un alivio comercial puntual que como una expansión estructural de gran escala, aunque con crecimiento sostenido.

Aun así, el efecto de ambos fue claramente el de un amortiguador parcial, no el de una solución de fondo. El cierre de Ormuz siguió afectando mientras el propio mercado enfrentaba cierres, daños y restricciones que superaban ampliamente lo que podían compensar los barriles adicionales de Yanbu o Venezuela. Además, Arabia Saudita siguió expuesta a nuevos ataques sobre su infraestructura de evacuación, y Venezuela mantuvo severos límites internos con su red de refinación operando a solo 31% de capacidad, reflejando fragilidad operativa incluso en medio del repunte exportador. En otras palabras, ambos países ayudaron a evitar un desbalance aún mayor, pero no lograron disipar ni sustituir plenamente la oferta perdida o bloqueada en el Golfo.

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).

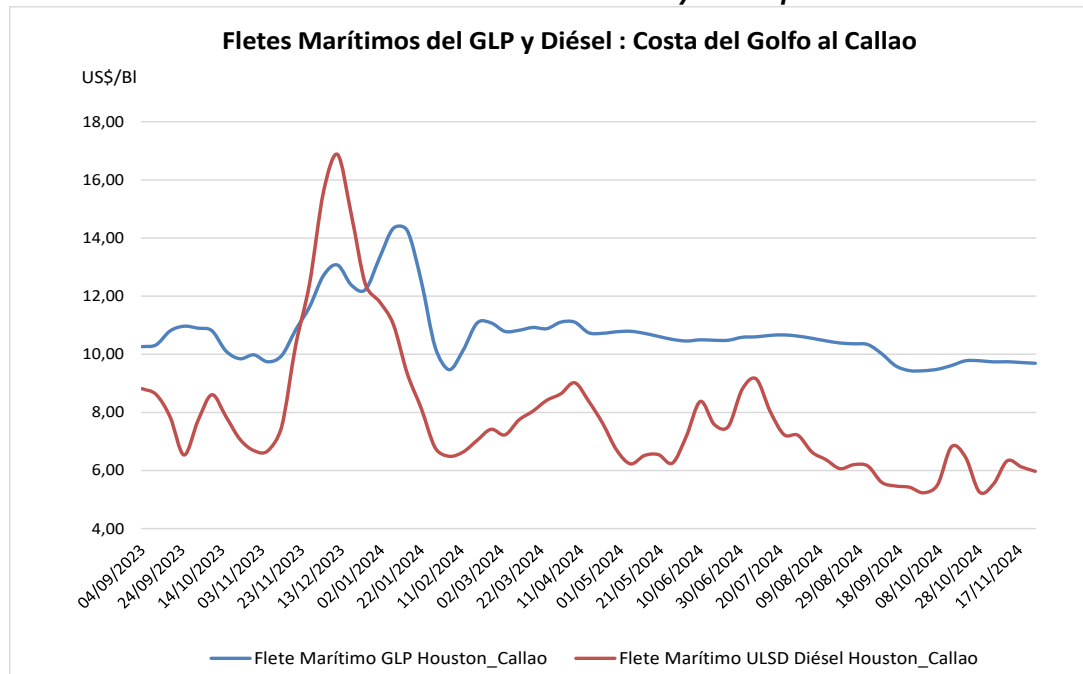
En declaraciones a Bloomberg, el grupo de inversiones Clarksons Research Services señaló que el tiempo de tránsito dentro del canal ha llegado a ser de cuatro días, cuando en el mes de julio se atravesaba en una sola jornada. Para este mes, el tiempo medio de espera para tránsitos no reservados se sitúa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

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

- ✓ 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.
- ✓ 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 Osinergmin 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 7 de abril de 2026 hasta el lunes 13 de abril de 2026.
- El día 07.04.2026, Petroperú publicó su lista de precios de venta de combustibles. En dicha lista se registraron variaciones en los precios de la Gasolina Premium (+0,28 S/Gln), Gasolina Regular (+0,32 S/Gln), Gasohol Premium (+0,28 S/Gln), Gasohol Regular (+0,31 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (+0,98 S/Gln) y Diesel B5 S-50 (+0,98 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)

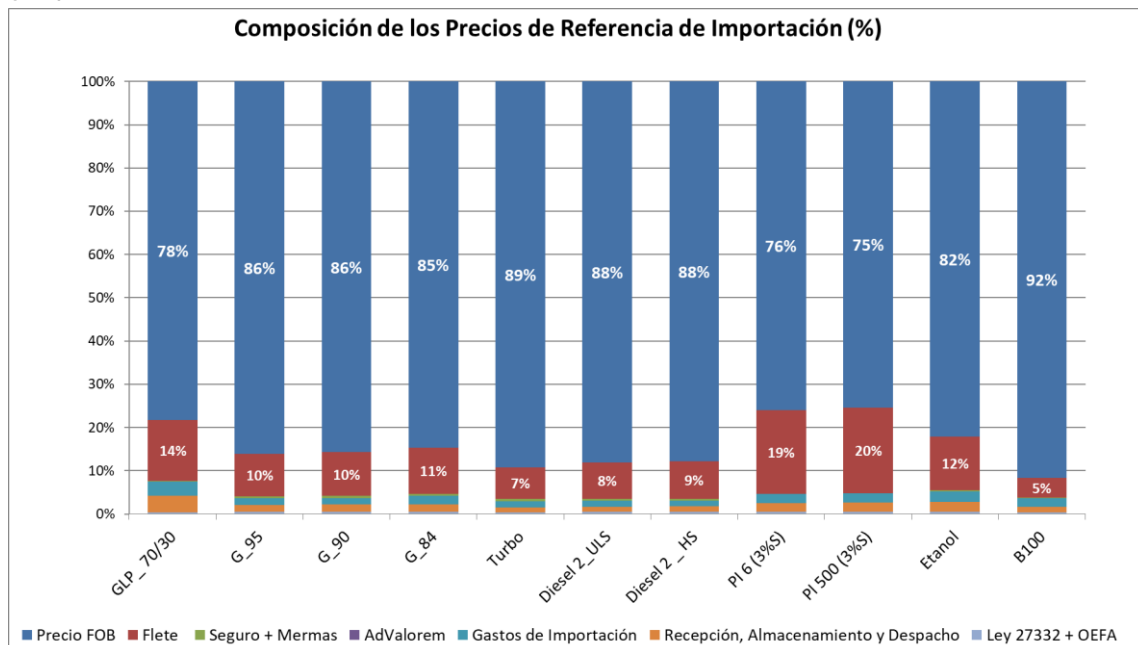
El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

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 27/03/2026 y el 10/04/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia I (PRI) de los Combustibles, al 13 -04-26, 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 92% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiésel B100, 82% y 92% 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.

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 13 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 31,43 cent\$/galón equivalente a 13,20 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 11,57 US\$/Bl.
- **Ajuste de Calidad por RVP:** Se determinó un ajuste de -1,07 US\$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de -0,98 US\$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.
- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 1,15 US\$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -6,16 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 11,57 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 -6,22 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 -2,68 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 0,37 US\$/BI para el GLP; 1,39 US\$/BI para las gasolinas y 1,39 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 : 13-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 | 48,64 | 125,44 | 121,87 | 114,56 | 186,82 | 167,52 | 161,31 | 85,84 | 83,16 | 87,47 | 185,81 |
| Precio Marcador | 35,44 | 126,52 | 121,70 | 121,70 | 186,82 | 167,52 | 167,52 | 85,84 | 85,84 | 87,47 | 185,81 |
| Ajuste de Calidad | | -1,07 | 0,17 | -7,14 | | | -6,22 | | -2,68 | | |
| Terminalling | 13,20 | | | | | | | | | | |
| Flete Marítimo | 8,81 | 14,37 | 14,37 | 14,37 | 15,31 | 16,03 | 16,03 | 21,86 | 21,86 | 13,25 | 9,29 |
| Seguro | 0,06 | 0,36 | 0,35 | 0,33 | 0,08 | 0,31 | 0,30 | 0,04 | 0,04 | 0,02 | 0,04 |
| Mermas | 0,01 | 0,31 | 0,30 | 0,29 | 0,92 | 0,52 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 0,24 | 0,22 |
| Valor CIF | 57,52 | 140,48 | 136,89 | 129,55 | 203,13 | 184,38 | 178,13 | 107,74 | 105,07 | 100,98 | 195,36 |
| Advalorem | | | | | | | | | | | |
| Gastos de Importación | 2,04 | 2,19 | 2,17 | 2,63 | 2,95 | 2,48 | 2,44 | 2,33 | 2,31 | 2,65 | 4,04 |
| 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 | 0,27 | 0,76 | 0,74 | 0,71 | 0,92 | 0,92 | 0,89 | 0,55 | 0,54 | 0,56 | 0,89 |
| Precio de Referencia Ex-Planta | 62,19 | 145,81 | 142,18 | 135,26 | 209,38 | 190,15 | 183,84 | 112,99 | 110,29 | 106,61 | 202,72 |

(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.

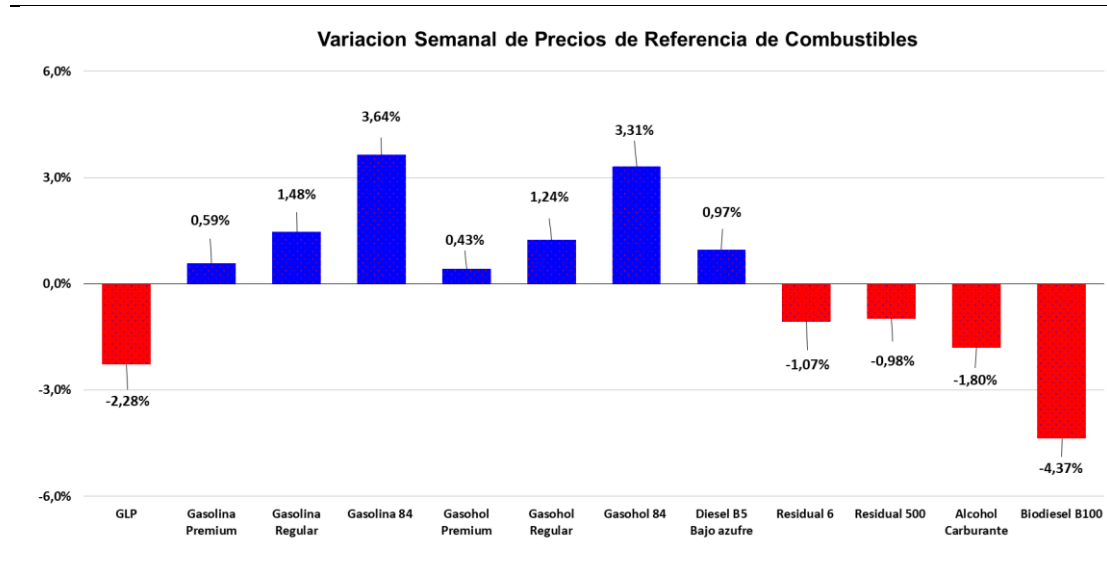
2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

TABLA N° 2: Variación de PR Combustibles OSINERGMIN

| PRODUCTOS | OSINERGMIN | | |
|--------------------------|---------------------|---------------------|----------------|
| | Precios 13/04/26 | Precios 06/04/26 | Variación % |
| GLP | 2,57 | 2,63 | -2,28% |
| Gasolina Premium | 11,97 | 11,90 | 0,59% |
| Gasolina Regular | 11,67 | 11,50 | 1,48% |
| Gasolina 84 | 11,10 | 10,71 | 3,64% |
| Gasohol Premium | 11,72 | 11,67 | 0,43% |
| Gasohol Regular | 11,44 | 11,30 | 1,24% |
| Gasohol 84 | 10,92 | 10,57 | 3,31% |
| Diesel B5 Bajo azufre | 15,66 | 15,51 | 0,97% |
| Residual 6 | 9,27 | 9,37 | -1,07% |
| Residual 500 | 9,05 | 9,14 | -0,98% |
| Alcohol Carburante | 8,75 | 8,91 | -1,80% |
| Biodiesel B100 | 16,64 | 17,40 | -4,37% |

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

GRÁFICA N° 4: Variación PR Combustibles OSINERGMIN



Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural

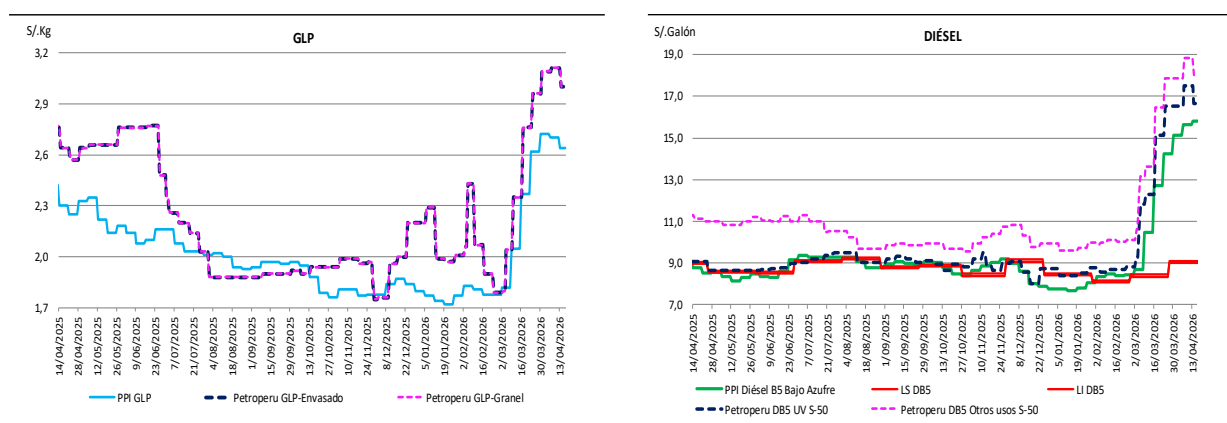
3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

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) % |
| | 14/04/26 | 07/04/26 | 13/04/26 | 13/04/26 | 13/04/26 | 13/04/26 |
| Gasolina Premium | 13,64 | 14,80 | -7,8% | 12,16 | 1,48 | 12,2% |
| Gasolina Regular | 12,76 | 13,76 | -7,3% | 11,86 | 0,90 | 7,6% |
| Gasohol Premium | 13,35 | 14,50 | -7,9% | 11,91 | 1,44 | 12,1% |
| Gasohol Regular | 12,50 | 13,51 | -7,5% | 11,63 | 0,87 | 7,5% |
| Diesel B5 UV S-50 | 16,65 | 17,50 | -4,9% | 15,79 | 0,86 | 5,4% |
| Residual 6 | 13,07 | 13,07 | 0,0% | 9,46 | 3,61 | 38,2% |
| Residual 500 | 12,76 | 12,76 | 0,0% | 9,24 | 3,52 | 38,1% |

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

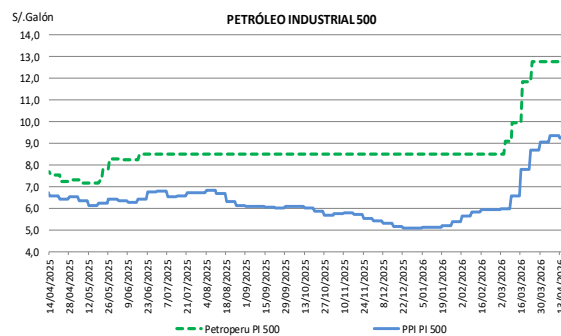
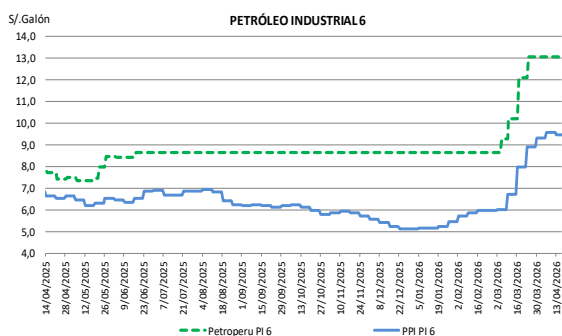
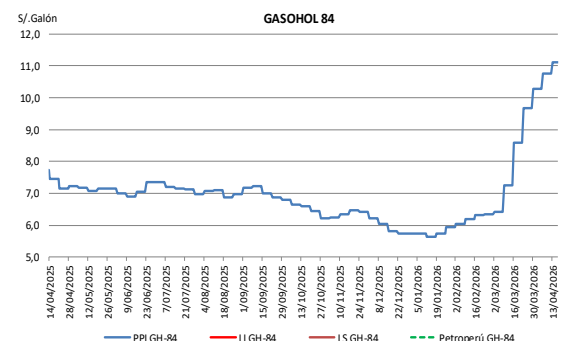
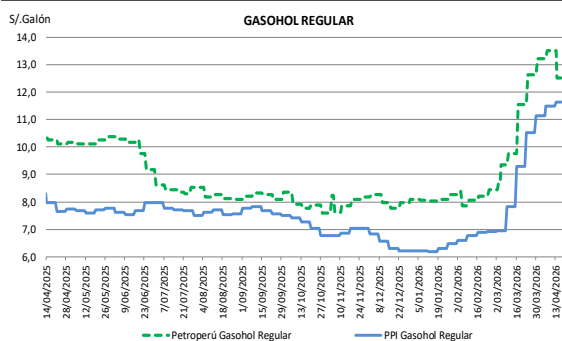
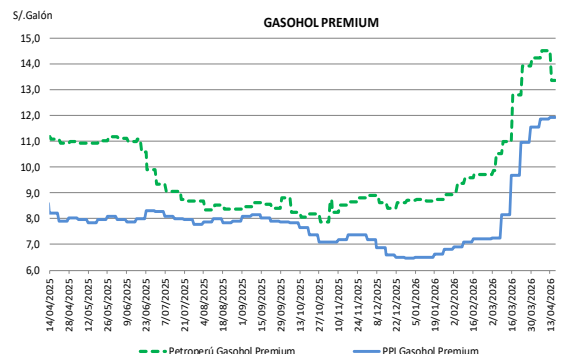
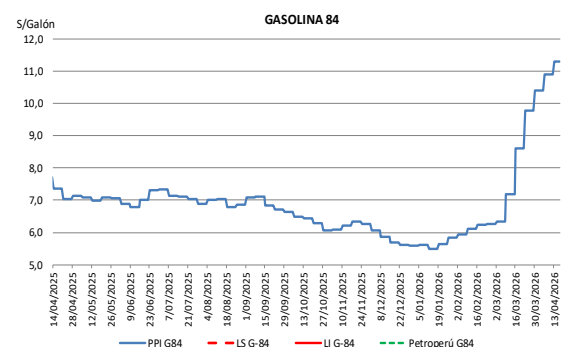
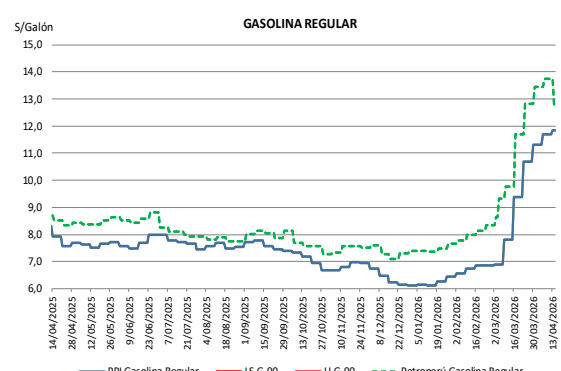
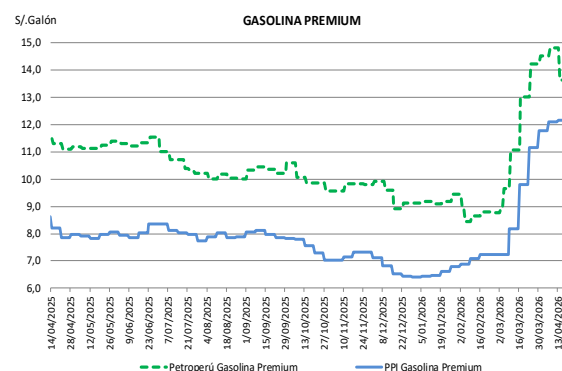


Fuentes: Osinergmin y Petroperú*

* 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

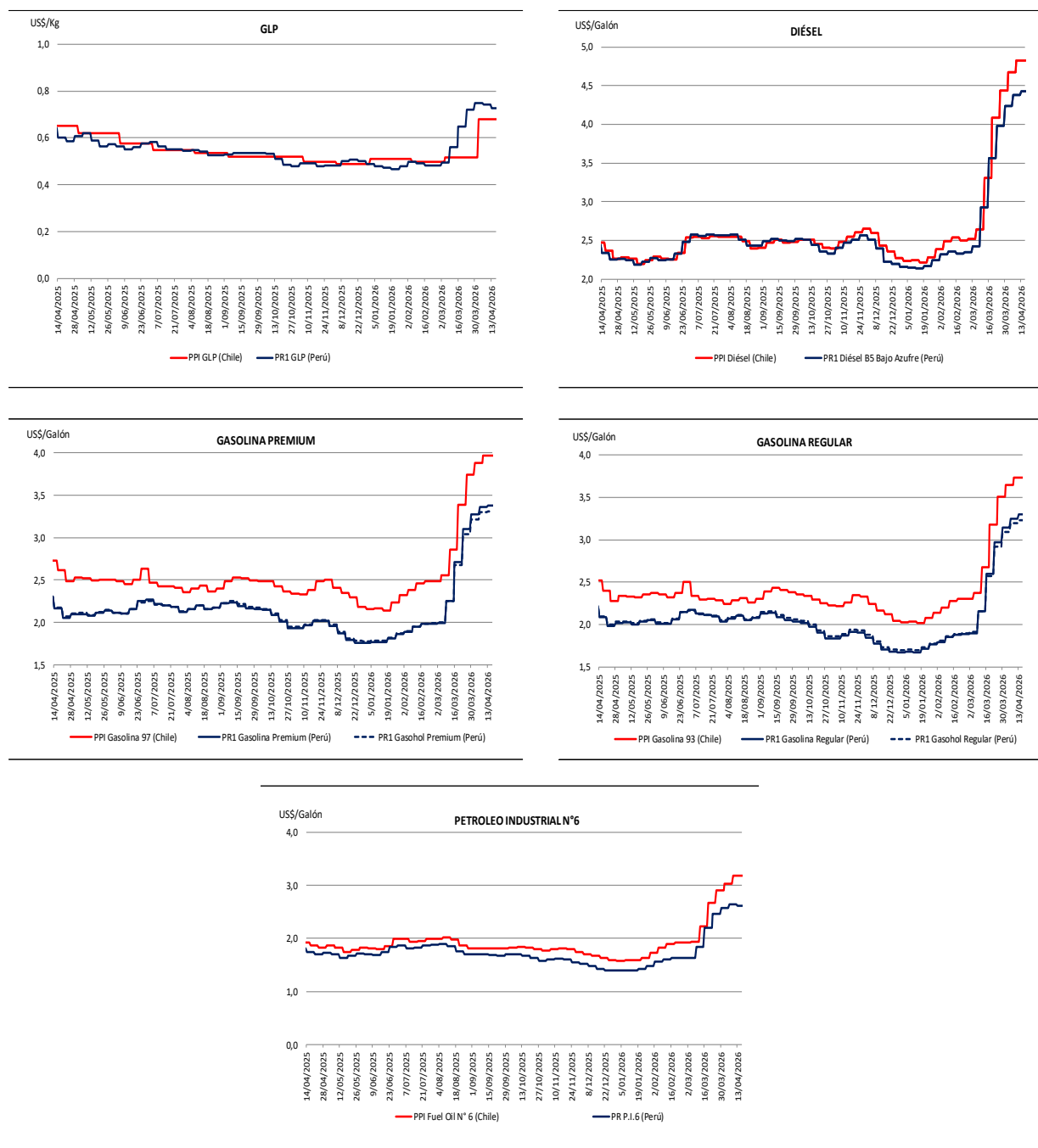


Fuente: Osinerghmin y Petrolerú

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.

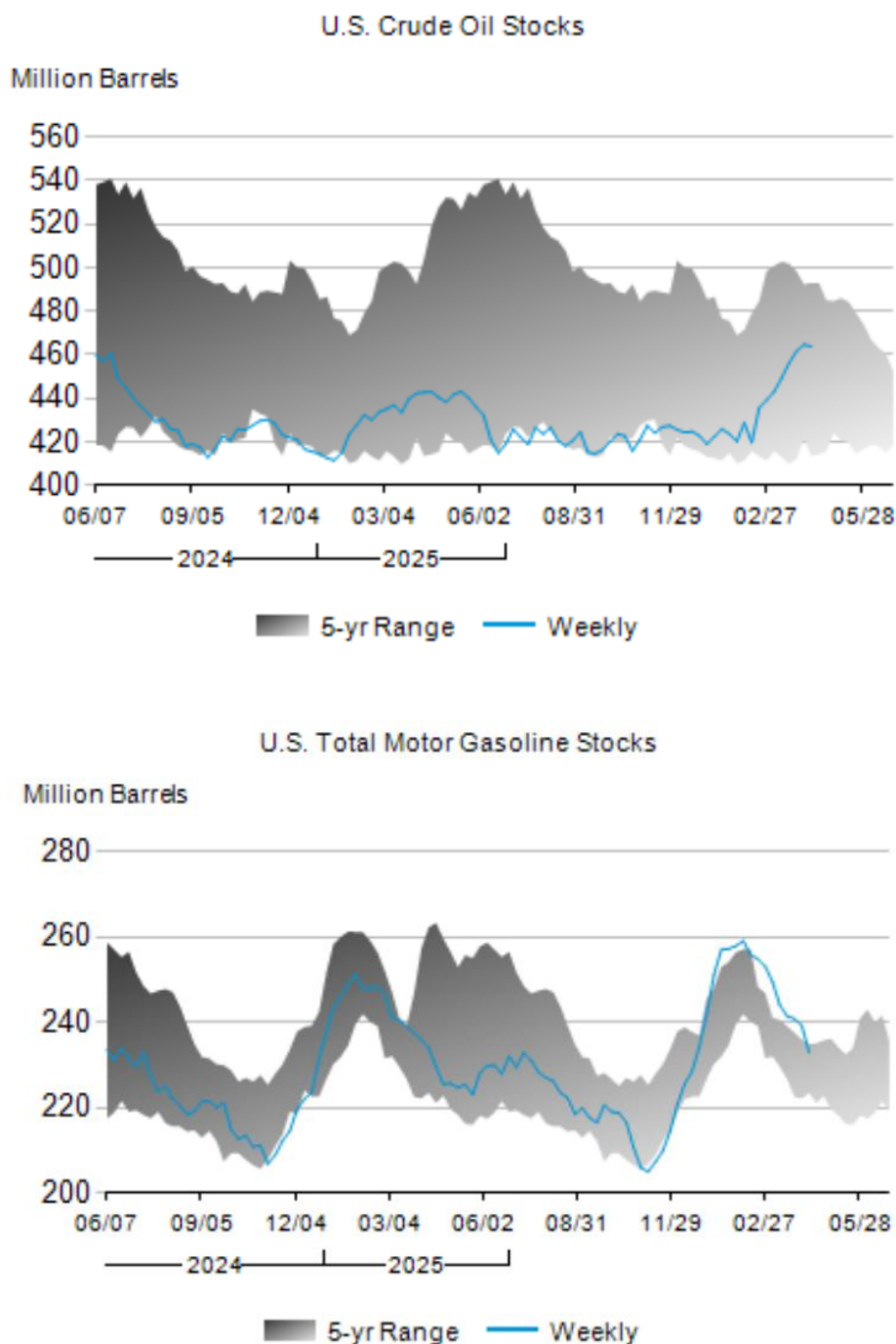
GRAFICA N° 7: Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US\$/Galón



Fuente: Osinergmin y ENAP

MMC / MMT / ASC

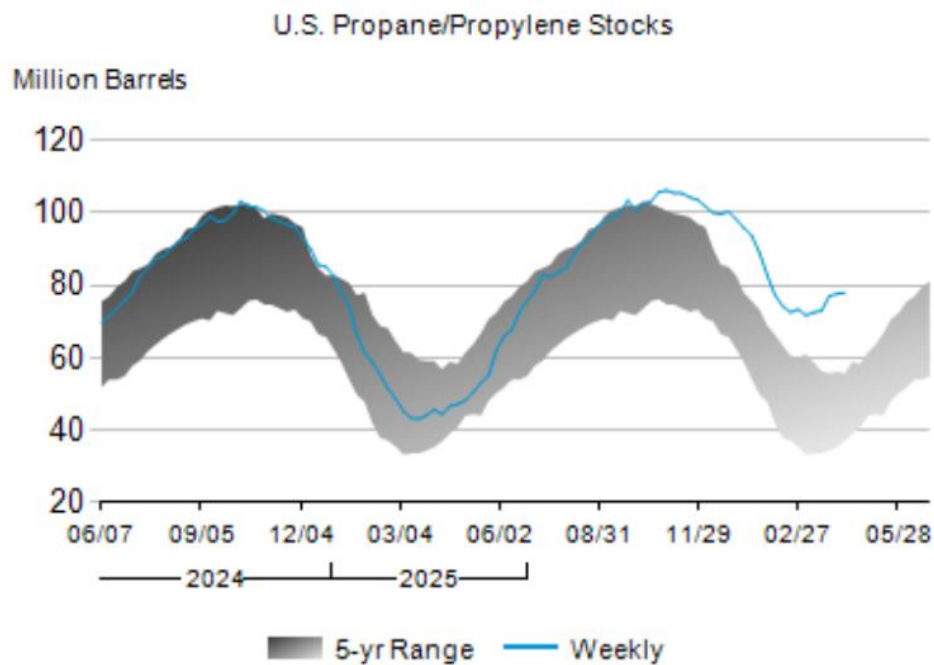
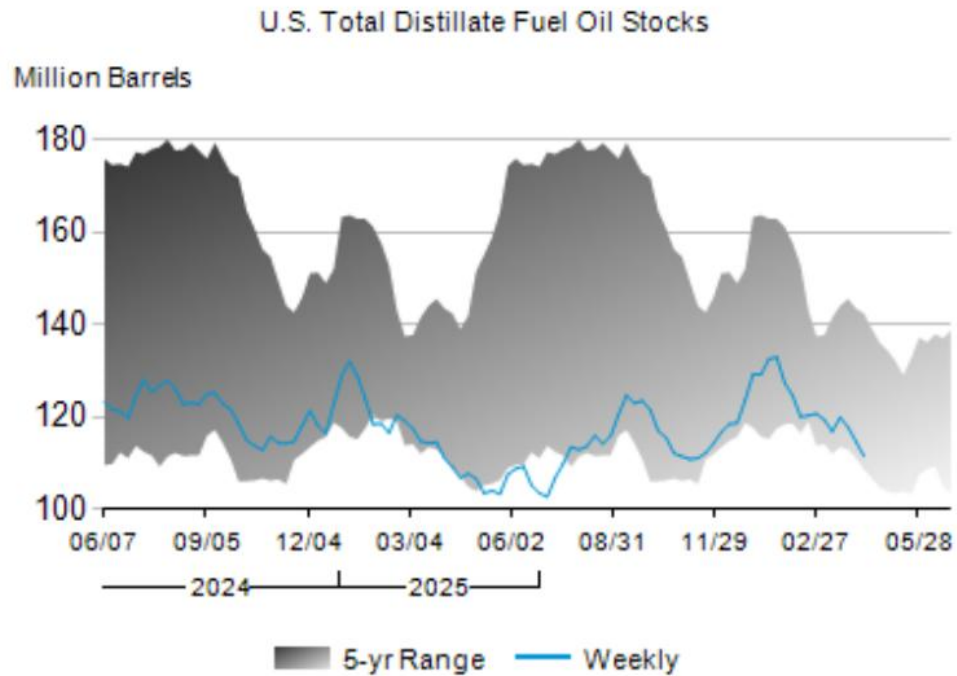
ANEXO N° 1⁵



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

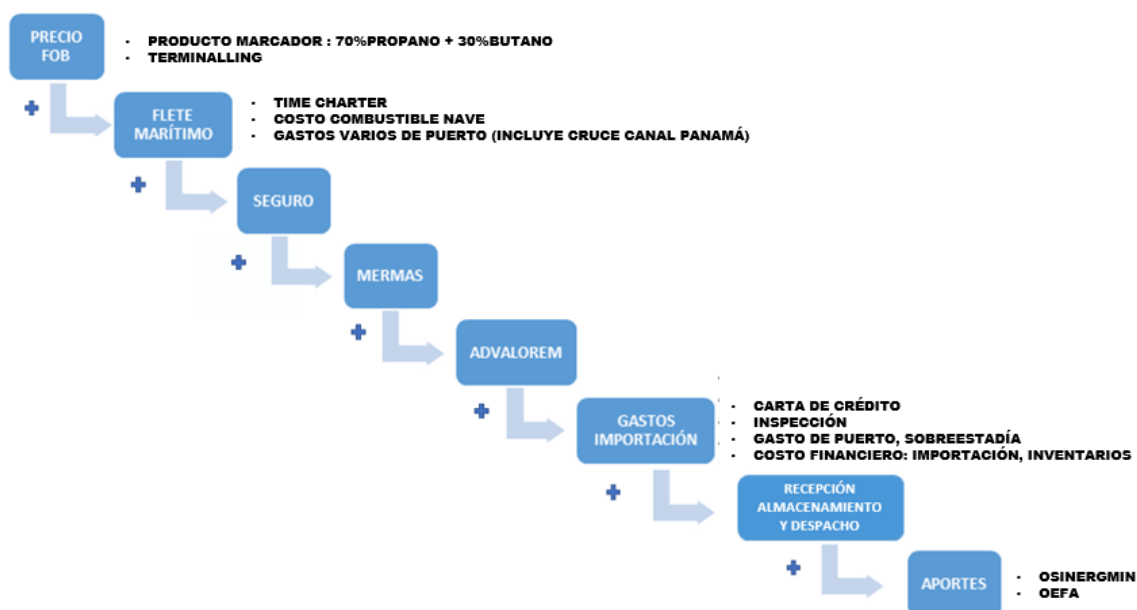


Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural



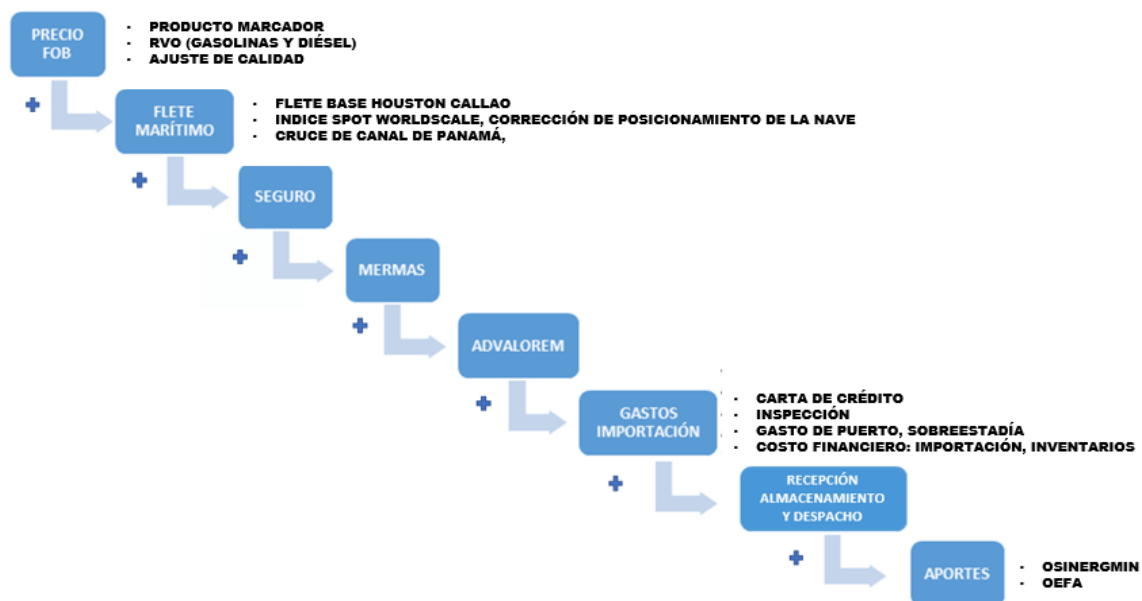
ANEXO N° 2

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