INFORME N° PR-45-2026-DGN/GRT
PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO
Informe al 09/11/2026

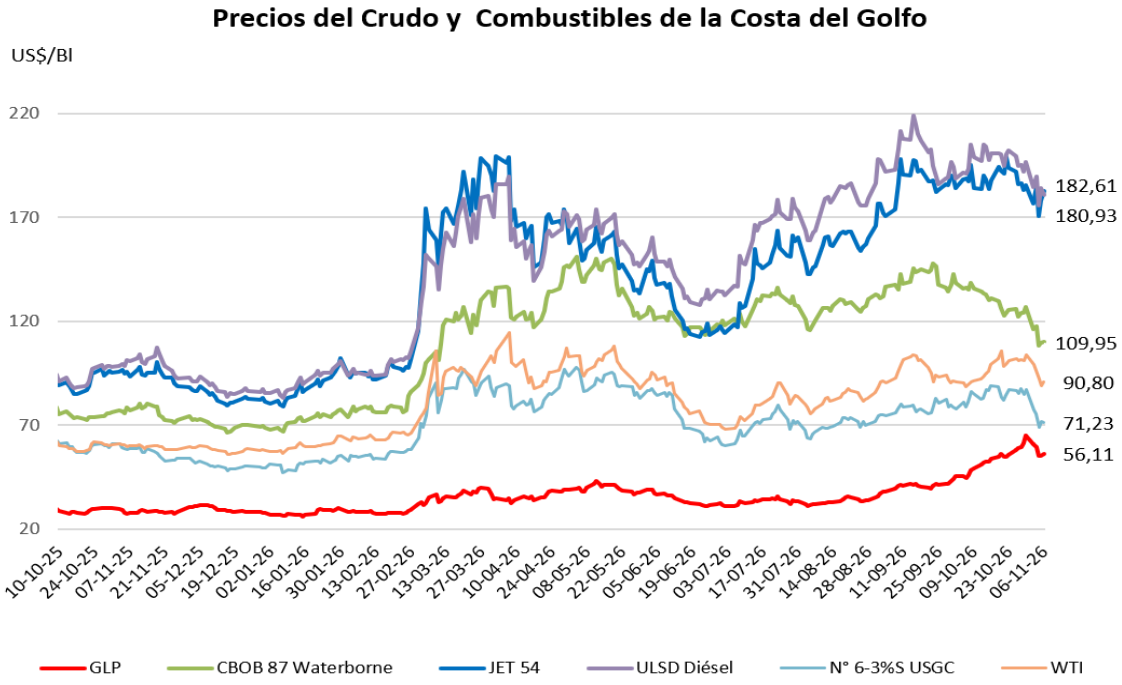
1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA [1]

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*

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

[1] *Fuentes: EIA, Reuters, Bloomberg, otros.*

combustibles registraron una moderada recuperación impulsada principalmente por la reducción de la oferta y las expectativas de una mayor demanda a nivel global.

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

Asimismo, al cierre de la última semana del periodo de evaluación[3,] el precio del crudo WTI se ubicó en 90,80 US$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 109 US$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 180 US$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 56,11 US$/Bl.

En las semanas del 26.10.2026 al 06.11.2026, los principales factores que incidieron en la variación de los precios del petróleo crudo y combustibles fueron los siguientes:

- **El descenso de las existencias de crudo, gasolinas, destilado medio y propano, al 30 de octubre del 2026**

  Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se redujeron en 0,9 millones de barriles alcanzando los 409,8 millones de barriles, ubicándose en un -4% por debajo de la media de los últimos 5 años, para esta época del año.

  Por su parte, las existencias de gasolinas cayeron en 0,2 millones de barriles, reportando un total de 209,0 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción decrecieron en 3,6 millones de barriles, ubicándose en 99,3 millones de barriles.

  Finalmente, las existencias de propano disminuyeron en 1,63 millones de barriles, registrando un nivel de 104,11 millones de barriles.

- **EE.UU. e Irán avanzan hacia una posible distensión diplomática, provocando una fuerte caída del precio del petróleo pese a los ataques en el Estrecho de Ormuz**

  En febrero, los contactos nucleares indirectos celebrados en Ginebra no lograron avances y quedaron rápidamente superados por la ofensiva conjunta de EE.UU. e Israel iniciada el 28 de febrero. A partir de entonces, Irán endureció su posición, respaldó el cierre del Estrecho de Ormuz y EE.UU. elevó progresivamente sus amenazas, trasladando el conflicto desde el terreno diplomático hacia una confrontación militar abierta.

  En marzo, la escalada se concentró en la isla de Kharg, principal nodo exportador iraní, donde EE.UU. atacó más de 90 objetivos militares sin alcanzar directamente la infraestructura petrolera. Incluso la Casa Blanca llegó a evaluar la ocupación o el bloqueo

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

[3] *El período de evaluación comprende los diez últimos días hábiles en los que se publican las cotizaciones internacionales de petróleo crudo y combustibles.*

de la isla para forzar la reapertura de Ormuz, mientras Irán advirtió sobre mayores restricciones en el Golfo e incluso el eventual uso de minas. Aunque Trump anunció pausas temporales en los ataques contra instalaciones energéticas, no se produjeron avances diplomáticos verificables y el mercado comenzó a asumir que la guerra podía prolongarse.

Durante abril, la crisis alternó entre treguas tácticas, negociaciones incompletas y una creciente presión marítima. La mediación de Pakistán permitió una suspensión temporal de los ataques y conversaciones de alto nivel en Islamabad, pero persistieron desacuerdos sobre el programa nuclear, el alivio de sanciones y la seguridad del Golfo. Irán reabrió provisionalmente Ormuz el 17 de abril, aunque mantuvo la amenaza de volver a cerrarlo; al finalizar el mes, el tránsito seguía restringido, numerosos tanqueros permanecían retenidos y aumentaba el riesgo de que la disrupción se extendiera hacia el estrecho de Bab el-Mandeb.

En mayo, EE.UU. combinó nuevas sanciones e interceptaciones marítimas con negociaciones indirectas mediadas por Omán y Pakistán. Las señales de entendimiento permitieron la salida selectiva de tanqueros y redujeron temporalmente los precios, pero las diferencias sobre el uranio enriquecido, los peajes y la reapertura de Ormuz impidieron un acuerdo definitivo. A fines de mes surgió un memorando preliminar para extender el alto el fuego por 60 días y mantener abierto el estrecho durante las conversaciones, aunque continuaron las restricciones, las acusaciones de violación de la tregua y las dudas sobre su aplicación efectiva.

Durante junio, la negociación entre EE.UU. e Irán transitó desde avances frágiles y episodios militares hacia un memorando interino formalizado el 17 de junio. El acuerdo estableció una tregua de 60 días, la reapertura gradual de Ormuz, el levantamiento progresivo del bloqueo naval y una autorización temporal para las ventas de crudo iraní. La mejora permitió elevar los cruces en el Estrecho, desde unos 10 hasta 45 buques diarios y recuperar exportaciones regionales cercanas a 10 millones de bpd, reduciendo significativamente la prima geopolítica y provocando nuevas caídas del Brent y el WTI. Sin embargo, el tránsito permaneció alrededor de 64% por debajo de la normalidad y persistieron riesgos relacionados con seguridad marítima, seguros, desminado, sanciones y verificación nuclear.

Durante julio, el memorando interino perdió progresivamente efectividad hasta colapsar y dar paso a una nueva escalada militar y marítima. A inicios del mes, el tránsito por Ormuz descendió desde los máximos de junio hacia 20–25 buques diarios; posteriormente, ataques contra embarcaciones llevaron a EE.UU. a revocar el 7 de julio la autorización temporal para comercializar crudo iraní y reanudar sus operaciones militares. A mediados de mes, Washington restableció el bloqueo naval y Teherán respondió contra bases, instalaciones energéticas y buques, reduciendo los cruces por Ormuz a apenas tres o cuatro embarcaciones en algunos días y paralizando prácticamente el tránsito de metaneros. Desde el 20 de julio, la crisis se extendió hacia Bab el-Mandeb, donde los hutíes anunciaron un bloqueo contra Arabia Saudita y atacaron petroleros, mientras EE.UU. acumuló trece noches consecutivas de operaciones contra Irán. Una pausa táctica iniciada el 24 de julio permitió dos días sin ataques directos, pero no derivó en un alto el fuego: el 29 se reanudaron las hostilidades y, aunque Omán retomó su mediación, Irán rechazó una gestión regional conjunta de Ormuz. Al cierre del mes, el tránsito continuaba mínimo: seis buques

de materias primas cruzaron el 28 de julio y solo dos VLCC salieron el día 31, mientras Bab el-Mandeb mostraba una recuperación parcial, pero bajo persistente amenaza hutí.

Durante agosto, la confrontación entre EE.UU. e Irán alternó entre nuevos esfuerzos diplomáticos y una progresiva escalada económica y militar, sin lograr una normalización sostenida del transporte energético. A comienzos del mes, Omán, Catar y Pakistán intensificaron las gestiones para alcanzar un acuerdo sobre la navegación por Ormuz, mientras Irán y Omán avanzaban en un corredor marítimo temporal. Sin embargo, las diferencias sobre el levantamiento de sanciones, el bloqueo naval y la liberación de activos congelados impidieron concretar un entendimiento. A mediados de agosto, EE.UU. endureció sus amenazas económicas e Irán reiteró que mantendría las restricciones marítimas mientras no se atendieran sus exigencias. El 25 de agosto, EE.UU. amplió las sanciones contra empresas, personas y embarcaciones vinculadas con Irán, incluyendo la amenaza de sanciones secundarias contra terceros países. La tensión alcanzó un nuevo punto crítico el 30 de agosto, cuando fuerzas estadounidenses atacaron dos lanzadores iraníes en la isla de Larak, alegando preparativos para colocar minas en Ormuz, e Irán respondió con misiles contra posiciones estadounidenses en Jordania. Durante el mes, el tránsito marítimo permaneció severamente restringido y volátil, mientras los ataques contra embarcaciones, las dificultades para transportar hidrocarburos y las amenazas sobre Bab el-Mandeb mantuvieron elevada la incertidumbre sobre el abastecimiento energético internacional.

Durante septiembre, la confrontación entre EE.UU. e Irán se intensificó y comprometió severamente el transporte petrolero por el estrecho de Ormuz, mientras los ataques contra infraestructura saudí ampliaron los riesgos de suministro regional. El 5 y 9 de septiembre se registraron ofensivas contra petroleros iraníes y embarcaciones comerciales, reduciendo los flujos de crudo por Ormuz hasta aproximadamente 2 millones de bpd e impulsando al Brent por encima de US$ 100/barril. Paralelamente, ataques con drones provocaron la paralización temporal del oleoducto Este-Oeste de Arabia Saudita, que transportaba alrededor de 4 millones de bpd hacia Yanbu, obligando a suspender embarques y cancelar suministros. La posterior recuperación parcial de las exportaciones saudíes, junto con la reactivación del oleoducto el 22 de septiembre, moderó las preocupaciones de desabastecimiento. En el ámbito diplomático, EE.UU. amplió las sanciones contra Irán, mientras desde el gobierno iraní presentó, mediante la mediación de Catar, una propuesta para reabrir Ormuz, condicionada al levantamiento del bloqueo naval, las sanciones y el cese de hostilidades. Sin embargo, EE.UU. rechazó inicialmente la propuesta y las negociaciones permanecieron estancadas. Al cierre del mes, Catar retomó su mediación y transmitió la respuesta estadounidense a un plan de reapertura gradual, aunque persistieron importantes diferencias y restricciones marítimas.

Durante octubre, la confrontación entre EE.UU. e Irán estuvo marcada por el estancamiento de las negociaciones diplomáticas y la intensificación de los ataques contra embarcaciones comerciales en el estrecho de Ormuz, pese a los esfuerzos de mediación de Catar. A inicios del mes, ambos países evaluaron una propuesta de reapertura gradual del estrecho, aunque persistieron desacuerdos sobre el levantamiento del bloqueo naval estadounidense, las sanciones petroleras y las restricciones al programa nuclear iraní. El 9 de octubre, Trump calificó de productivas las conversaciones, generando expectativas de distensión que no se concretaron en acuerdos. Sin embargo, desde mediados del mes, la

inseguridad marítima se agravó con el hundimiento de dos buques comerciales y nuevos incidentes atribuidos a minas navales. Al 23 de octubre, los ataques confirmados o denunciados contra embarcaciones ascendieron a 28 durante el mes y 113 desde el inicio del conflicto, impulsando al Brent hasta US$ 116,72/barril. Pese a ello, Kpler estimó que las exportaciones petroleras regionales alcanzaron 24,6 millones de bpd durante la semana terminada el 18 de octubre, superando los niveles previos al conflicto mediante rutas alternativas y transbordos marítimos. Hacia finales del mes, Catar presentó una nueva propuesta de acuerdo, mientras las negociaciones se reanudaron en Teherán y Doha. No obstante, los ataques contra petroleros continuaron y persistieron diferencias sobre las condiciones para reabrir Ormuz, manteniendo la incertidumbre sobre el suministro energético regional.

Entre el 2 y el 8 de noviembre, las relaciones entre EE.UU. e Irán estuvieron marcadas por mayores expectativas de paz, aunque persistieron las hostilidades y restricciones al transporte petrolero. El 2 de noviembre, Irán confirmó la continuidad de las negociaciones mediadas por Catar y presentó una propuesta para reabrir el Estrecho de Ormuz en un plazo de dos días, condicionada al levantamiento del bloqueo naval estadounidense y las sanciones petroleras. Paralelamente, EE.UU. realizó ataques limitados contra instalaciones militares iraníes en la isla de Qeshm. Tras las elecciones estadounidenses del 3 de noviembre, la derrota republicana reforzó las expectativas de una moderación militar de Trump y una solución diplomática, provocando fuertes caídas del precio del petróleo. Sin embargo, entre el 5 y 8 de noviembre continuaron los incidentes marítimos, donde la UKMTO (La Oficina de Operaciones de Comercio Marítimo del Reino Unido) reportó ataques con proyectiles, explosiones e incendios en petroleros, algunos con evacuación de tripulaciones. Pese a estas hostilidades, las expectativas de normalización del tránsito por Ormuz y recuperación de las exportaciones petroleras del Golfo redujeron considerablemente el riesgo geopolítico. En consecuencia, entre el 30 de octubre y el 6 de noviembre, el Brent disminuyó de US$ 113,43 a US$ 98,32/barril (-13,32%), mientras el WTI retrocedió de US$ 104,12 a US$ 90,83/barril (-12,76%), registrando una de las mayores caídas semanales desde 2020.

En consecuencia, la semana estuvo dominada por las expectativas de distensión diplomática y normalización del suministro petrolero, que ejercieron fuertes presiones bajistas sobre los precios internacionales. No obstante, la ausencia de un acuerdo definitivo, la continuidad del bloqueo naval y los ataques contra petroleros mantuvieron elevados los riesgos de interrupciones de suministro y transporte.

- **Los hutíes intensifican sus ataques contra instalaciones de Saudi Aramco y mantienen elevados los riesgos de suministro petrolero**

Entre el 2 y 8 de noviembre, los hutíes continuaron sus ofensivas contra la infraestructura energética saudí. El 7 de noviembre, afirmaron haber atacado el complejo petrolero de Khurais y una estación de bombeo en Al-Duwadimi. El 8 de noviembre, anunciaron nuevos ataques contra el complejo de procesamiento de Abqaiq, depósitos petroleros de Aramco en Riad y el aeropuerto internacional Rey Khalid. Arabia Saudita confirmó la interceptación de varios misiles y daños menores por fragmentos en un edificio administrativo de Aramco en Riad, sin víctimas ni interrupciones productivas verificadas.

La continuidad de estas ofensivas incrementó los riesgos sobre la infraestructura saudí de producción, procesamiento y transporte petrolero, especialmente ante las restricciones en Ormuz y las amenazas sobre el mar Rojo y el Estrecho de Bab el-Mandeb.

- **EE.UU. y Europa avanzan en la liberación de reservas estratégicas para contener los precios del petróleo y aliviar la escasez internacional de diésel**

  El 15 de octubre, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) informó que se habían liberado aproximadamente 330 millones de barriles de reservas estratégicas y acordó acelerar las entregas de otros 100 millones pendientes, priorizando más de 20 millones de barriles de diésel. Posteriormente, el 29 de octubre, once países europeos comprometieron la liberación de 42,6 millones de barriles hasta enero de 2027, incluidos 20,5 millones de diésel. Paralelamente, EE.UU. completó las adjudicaciones correspondientes a su compromiso de 172 millones de barriles de crudo, aunque las entregas se realizarán progresivamente.

  Durante la semana del 2 al 8 de noviembre, se registraron nuevos avances. El 4 de noviembre, el Departamento de Energía estadounidense (DOE) adjudicó intercambios por 300 mil barriles de destilados de bajo azufre de su reserva del noreste, con entregas programadas hasta el 6 de noviembre, para aliviar la escasez de combustibles de calefacción. Asimismo, el 5 de noviembre, la Comisión Europea y la AIE reforzaron la coordinación para ejecutar las liberaciones acordadas por el G7 y promover una mayor producción de las refinerías. Estas medidas ejercen presiones bajistas al incrementar temporalmente la disponibilidad de suministros, especialmente de diésel; sin embargo, su efectividad dependerá de las entregas efectivas y de las persistentes restricciones internacionales de refinación y transporte.

- **Falla operativa en Freeport restringe las exportaciones estadounidenses de butano y mantiene riesgos sobre el mercado internacional de GLP**

  Durante la semana del 2 al 8 de noviembre, persistieron las restricciones a las exportaciones de butano de Phillips 66 desde su terminal de Freeport, Texas, tras un corte eléctrico y una falla de compresor. Sin embargo, según la empresa editorial OPIS, los embarques totales de GLP alcanzaron 166 200 toneladas semanales, sin reducciones significativas. Paralelamente, la prima del propano para entrega en Japón aumentó de US$ 47,50 a US$ 89 por tonelada entre el 22 de octubre y el 3 de noviembre, ante preocupaciones sobre la disponibilidad de suministros y una mayor demanda estacional.

  La interrupción mantiene riesgos alcistas sobre el precio internacional del butano y, potencialmente, del GLP. Sin embargo, la continuidad de los embarques y las expectativas de menor demanda del sector petroquímico asiático, uno de los principales consumidores de GLP, podrían moderar dichas presiones alcistas.

- **Ucrania intensifica los ataques contra refinerías rusas, mientras este último, busca ampliar sus exportaciones de diésel pese a dificultades comerciales**

Durante la semana del 2 al 8 de noviembre, Ucrania intensificó los ataques contra instalaciones petroleras rusas. El 3 de noviembre, drones provocaron incendios y daños en la refinería de Yaroslavl, con capacidad de procesamiento de 15 millones de toneladas anuales. Posteriormente, el 5 de noviembre, se reportó un posible ataque contra la refinería de Riazán. Paralelamente, Rusia mantuvo sus planes de ampliar las cuotas de exportación de diésel de 500 mil toneladas en octubre a 2 millones en noviembre, pese a las restricciones comerciales. Sin embargo, dos petroleros inicialmente dirigidos a EE.UU. desviaron sus rutas y otro permaneció sin destino de descarga confirmado, sin registrarse entregas efectivas al mercado estadounidense.

El 9 de noviembre, Rusia reafirmó su compromiso con el acuerdo bilateral de suministro de diésel. No obstante, los ataques contra refinerías y las dificultades legales y comerciales limitaron las expectativas de mayor oferta.

- **La recuperación de la producción estadounidense y del suministro petrolero del Golfo contrasta con las interrupciones en Libia y las restricciones de la OPEP**

Durante la semana del 2 al 8 de noviembre, la producción petrolera estadounidense consolidó su recuperación tras las interrupciones de octubre. Según la EIA (Administración de Información Energética de EE.UU.), el 4 de noviembre se informó que la producción alcanzó 14,003 millones de barriles diarios (bpd) durante la semana terminada el 30 de octubre, frente a 13,992 millones de bpd de la semana anterior. Paralelamente, Arabia Saudita mantuvo sus exportaciones de crudo mediante el oleoducto Este-Oeste hacia Yanbu, en el mar Rojo, evitando las restricciones en el Estrecho de Ormuz. Según la empresa Vortexa, los embarques saudíes permanecieron estables respecto de septiembre, mientras la empresa Kpler destacó la creciente utilización de rutas alternativas y transbordos marítimos para sostener el suministro regional.

Asimismo, el 3 de noviembre, Reuters informó que, según Vortexa, las exportaciones de crudo y condensados de Oriente Medio alcanzaron 14 millones de bpd en promedio para el mes de octubre, equivalentes al 86% de los niveles previos al conflicto. Por su parte, Kpler estimó embarques de 16,1 millones de bpd, frente a 17,09 millones en septiembre, evidenciando una recuperación todavía condicionada por la inseguridad marítima. En contraste, persistieron las interrupciones en Libia, donde el cierre del oleoducto Hamada-Zawiya amenazaba con comprometer aproximadamente 15 mil bpd destinados a la refinería de Zawiya. Asimismo, el 1 de noviembre, siete integrantes de la OPEP+ acordaron mantener sin cambios sus objetivos de producción para diciembre, conservando recortes adicionales cercanos a 2 millones de bpd hasta finales de 2026.

En conjunto, la recuperación de la producción estadounidense y la mayor disponibilidad de suministros del Golfo reforzaron las presiones bajistas sobre el petróleo. Sin embargo, las interrupciones en Libia, las persistentes restricciones marítimas en Ormuz y la decisión de la OPEP+ de mantener sus cuotas de producción limitaron dicho efecto.

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° 028-2026-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 30 de octubre de 2026 hasta el 31 de diciembre de 2026.

- Mediante la Resolución N° 028-2026-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 30 de octubre de 2026 hasta el jueves 26 de noviembre 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° 028-2026-OS/GRT, le corresponde al MINEM publicar los Factores de Aportación y/o Compensación vigentes desde el martes 10 de noviembre de 2026 hasta el lunes 09 de noviembre de 2026.

- El día 10.11.2026, Petroperú publicó su lista de precios de venta de combustibles. En dicha lista se registraron variaciones en los precios en la planta de ventas Callao para la Gasolina Premium (-0,66 S/Gln), Gasolina Regular (-0,62 S/Gln), Gasohol Premium (-0,64 S/Gln), Gasohol Regular (-0,60 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (-1,21 S/Gln), Diesel B5 S-50 (-1,21 S/Gln), Petróleo Industrial N° 6 (-0,44 S/Gln) y Petróleo Industrial N° 500 (-0,36 S/Gln), respecto de sus precios del 03 de noviembre.

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 sobreestadías.

Precio de Referencia de Exportación (PR2)

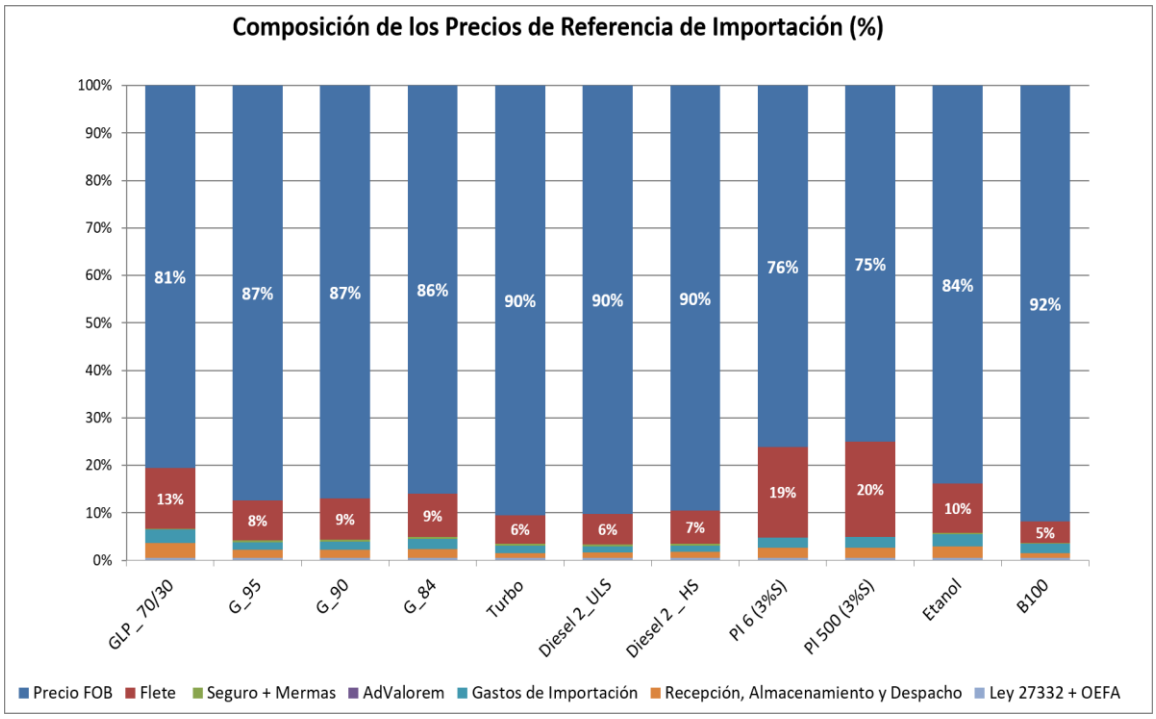
El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

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 Osinergmin 174-2021-OS/CD[4] 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 26/10/2026 y el 06/11/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia 1 (PR1) de los Combustibles, al 9-11-26, en %



***Fuente**: Osinergmin* *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 81% del precio de referencia del GLP, 84% y 92% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiesel B100, respectivamente, 76% y 75% del precio de los residuales R6 y R500, respectivamente; y fue igual o superior al 86% del precio de referencia de los demás combustibles. Cabe recalcar que el Precio

[4] https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/precios_referencia_banda_precios/PreciosReferencia/Osinergmi-174-2021-OS-CD-EP.pdf

FOB incluye la tarifa *"Terminalling"* del GLP; el descuento por concepto de RVO, aplicado al precio de las Gasolinas y Diésel 2; y los ajustes de calidad para las Gasolinas, Diésel y Residual 500.

A continuación, se presenta una descripción del cálculo del Precio FOB de los Combustibles, indicando los valores obtenidos para cada uno de sus componentes al 9 de noviembre 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 6,03 cent$/galón equivalente a 2,58 US$/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 12,10 US$/Bl.

- **Ajuste de Calidad por RVP**: Se determinó un ajuste de 1,53 US$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de 1,18 US$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.

- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 1,14 US$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -6,14 US$/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 12,10 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.

- **Ajuste de Calidad por Contenido de Azufre:** Corresponde al valor de -16,79 US$/Bl aplicable al Precio FOB del Diésel con alto contenido de azufre.

d. <u>Precio FOB de los Petróleos Industriales:</u>

- **<u>Precio del Producto Marcador:</u>** 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 -4,81 US$/Bl 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.

<u>Flete Marítimo</u>

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 seis (06) días de demora. En ese contexto, de las diez cotizaciones consideradas en el presente reporte, todos los días registraron demoras inferiores al umbral. Por tanto, los valores de flete utilizados para la presente semana no incorporan el costo por demora asociado a la priorización del cruce por el Canal de Panamá mediante subastas. Como resultado, los costos considerados ascienden a 0,28 US$/Bl para el GLP, 0,53 US$/Bl para las gasolinas y 0,53 US$/Bl para el Diésel y el Turbo.

<u>Gastos de Importación</u>

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

a. **Tasa de Carta de crédito**: Tasa promedio de apertura, confirmación y negociación de carta de crédito de 0,34%.

b. **Gastos de Inspección**: Diésel (0,04%), Etanol (0,20%), Gasolinas (0,05%), GLP (0,04%), Residuales (0,02%), Turbo (0,03%) y Biodiesel B100 (0,06%).

c. **Gastos de Puerto**: Tarifa regulada de embarque o descarga de carga líquida a granel del Tarifario APM Terminals Callao (8,33 US$/TM).

d. **Sobreestadías**: Diésel (0,12 US$/Bl), GLP (0,93 US$/Bl) y Gasolinas (0,27 US$/Bl).

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

Fecha de Publicación : **9-Nov-26**

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

PR1 - US$/Bl	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	61,40	115,34	111,33	104,05	182,63	179,09	162,30	79,74	74,92	82,76	209,79
Precio Marcador	58,87	113,80	109,01	109,01	182,63	179,09	179,09	79,74	79,74	82,76	209,79
Ajuste de Calidad		1,53	2,32	-4,96			-16,79		-4,81		
Terminalling	2,53										
Flete Marìtimo	9,58	12,12	12,12	12,12	12,96	13,60	13,60	21,82	21,82	11,38	10,44
Seguro	0,07	0,36	0,35	0,33	0,08	0,31	0,29	0,04	0,04	0,02	0,04
Mermas	0,00	0,29	0,28	0,26	0,94	0,58	0,53	0,00	0,00	0,22	0,23
Valor CIF	71,04	128,10	124,08	116,76	196,61	193,58	176,71	101,59	96,78	94,39	220,50
Advalorem											
Gastos de Importación	2,20	2,19	2,17	2,60	3,01	2,65	2,53	2,38	2,34	2,66	4,62
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	0,33	0,70	0,68	0,65	0,89	0,96	0,89	0,52	0,50	0,52	1,01
Precio de Referencia Ex-Planta	**75,93**	**133,37**	**129,30**	**122,39**	**202,88**	**199,57**	**182,51**	**106,87**	**101,99**	**99,99**	**228,55**

(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.

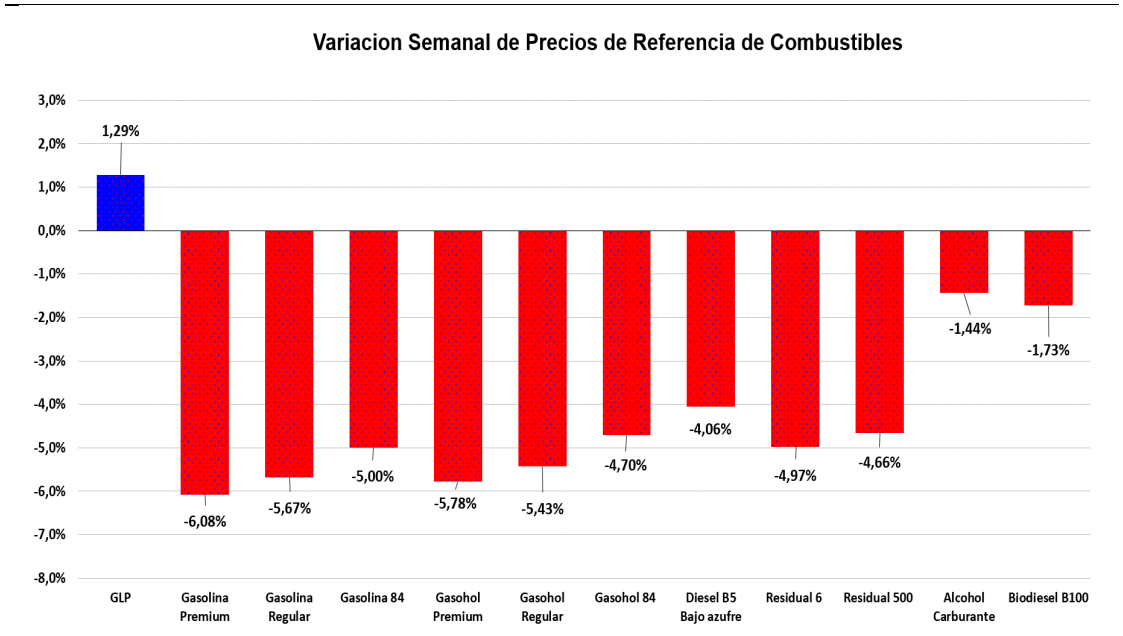
2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

***TABLA Nº 2**: Variación de PR Combustibles OSINERGMIN*

Soles/galón	OSINERGMIN		
PRODUCTOS	Precios 09/11/26	Precios 02/11/26	Variación %
GLP	3,15	3,11	1,29%
Gasolina Premium	10,97	11,68	-6,08%
Gasolina Regular	10,64	11,28	-5,67%
Gasolina 84	10,07	10,60	-5,00%
Gasohol Premium	10,76	11,42	-5,78%
Gasohol Regular	10,45	11,05	-5,43%
Gasohol 84	9,93	10,42	-4,70%
Diesel B5 Bajo azufre	16,54	17,24	-4,06%
Residual 6	8,79	9,25	-4,97%
Residual 500	8,39	8,80	-4,66%
Alcohol Carburante	8,23	8,35	-1,44%
Biodiesel B100	18,80	19,13	-1,73%

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

***GRÁFICA Nº 4**: Variación PR Combustibles OSINERGMIN*



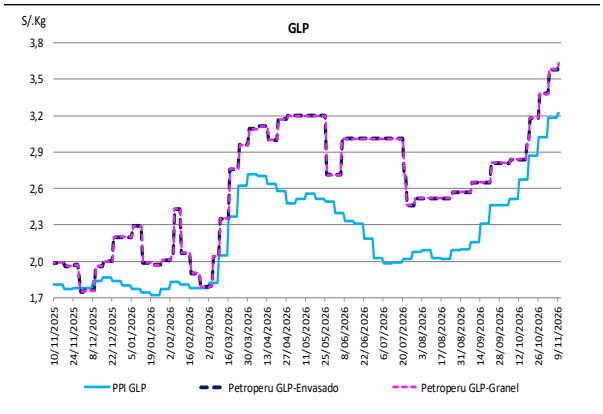
3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

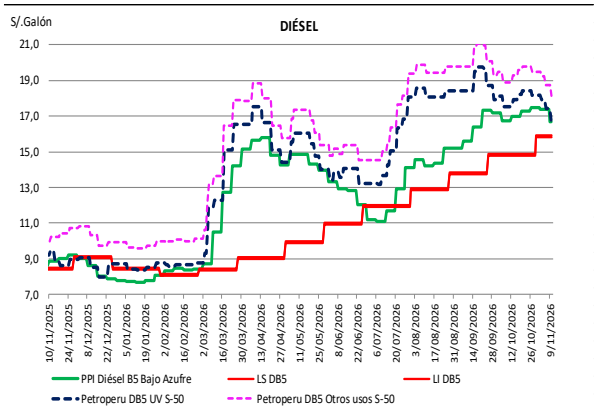
TABLA Nº 3: *Diferencia entre Precios de Referencia de Combustibles vs Precios de Venta PETROPERU*

Soles/galón	PETROPERU					
PRODUCTOS	A Precio Neto (PN)	B Precio Neto (PN)	A/B-1 Var% Precio Neto	PR1 + MC	PN vs. (PR1 + MC) S/./Gln	PN vs. (PR1 + MC) %
	06/11/26	10/11/26	09/11/26	09/11/26	09/11/26	09/11/26
Gasolina Premium	14,11	13,45	4,9%	11,16	2,95	26,4%
Gasolina Regular	12,94	12,32	5,0%	10,83	2,11	19,5%
Gasohol Premium	13,79	13,15	4,9%	10,95	2,84	25,9%
Gasohol Regular	12,80	12,20	4,9%	10,64	2,16	20,3%
Diesel B5 UV S-50	17,41	16,70	4,3%	16,67	0,74	4,4%
Residual 6	15,45	15,01	2,9%	8,98	6,47	72,0%
Residual 500	15,07	14,71	2,4%	8,58	6,49	75,6%

4. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES, PRECIOS DE VENTA LOCAL y BANDA DE PRECIOS.

GRAFICA Nº 5: *Comparación de Precios de Referencia y Precios de Lista en Soles/Galón*

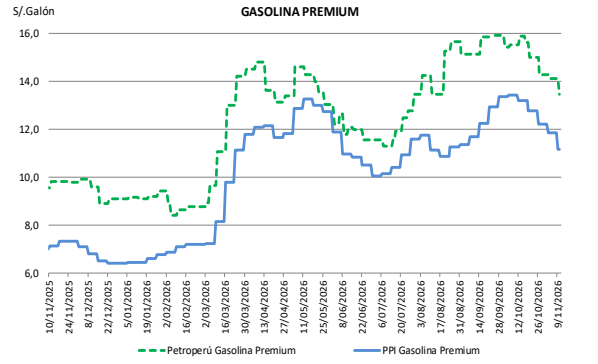


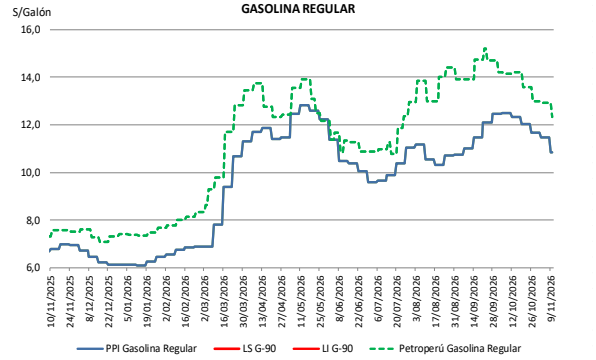


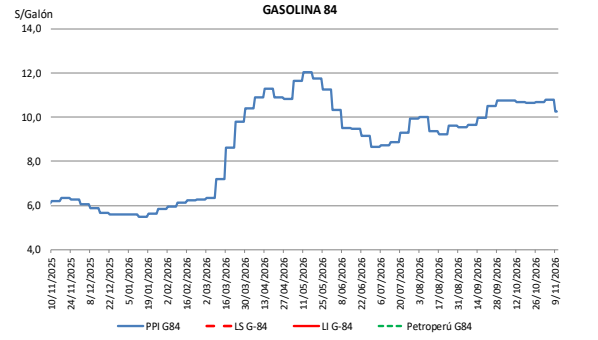
*Fuentes: Osinergmin y Petroperú**

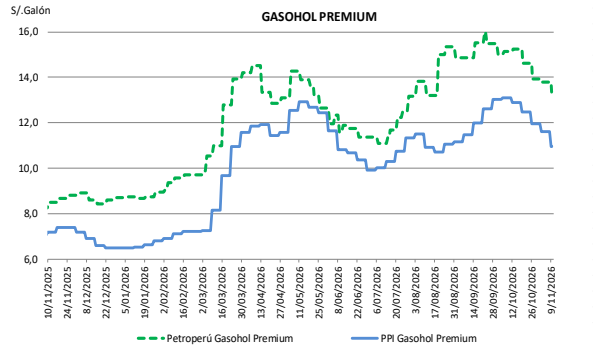
** Del 06 de enero al 16 de febrero y del 10 de marzo a la fecha Petroperú no publicó precios del GLP para el Callao. En dicho periodo se ha tomado los precios publicados para la Planta de Talara.*

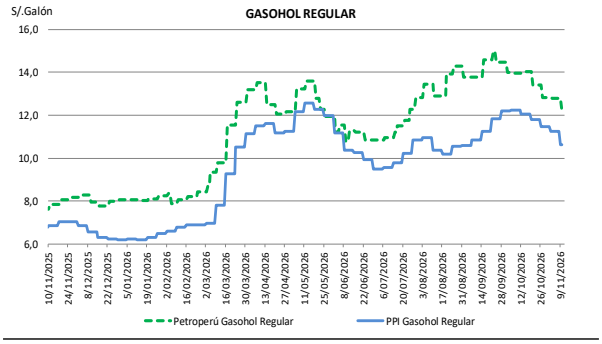
GRAFICA N° 6: *Comparación de Precios de Referencia y Precios de Lista en Soles/Galón*

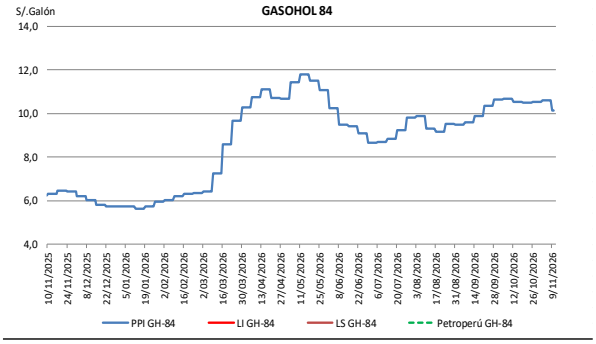


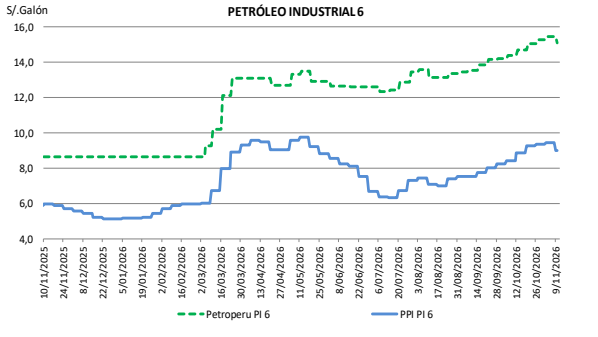


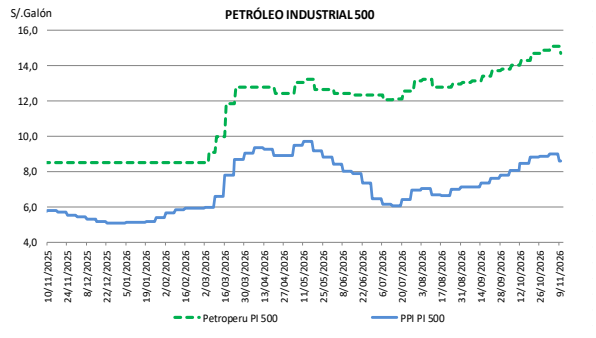








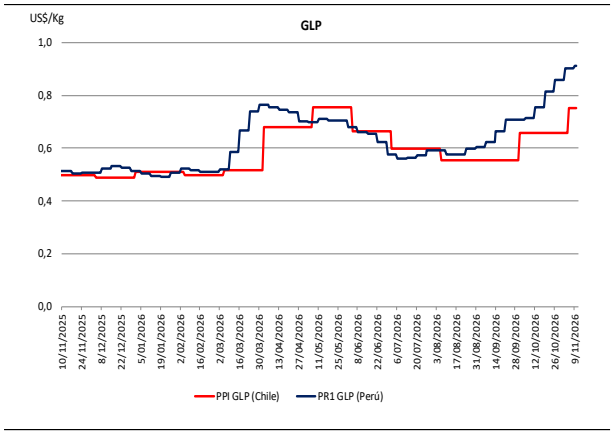


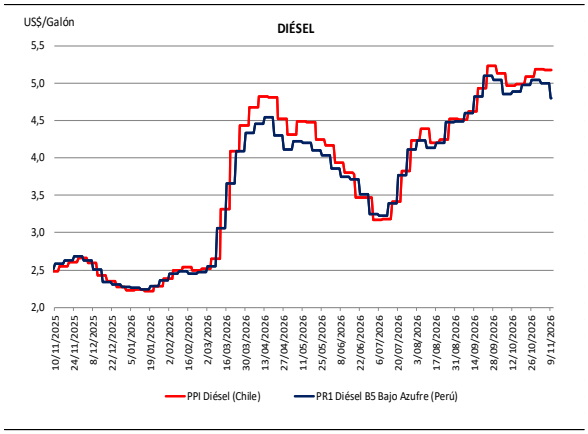


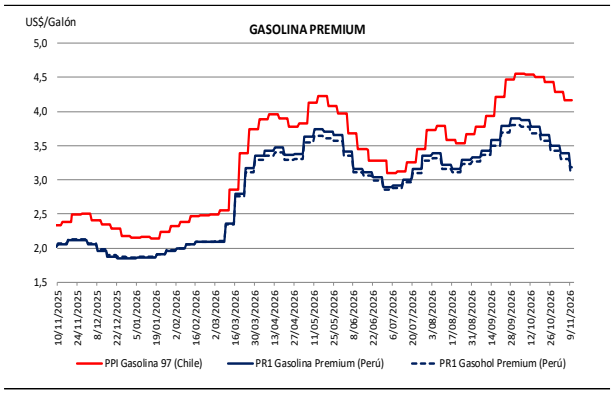
Fuente: Osinergmin y Petroperú

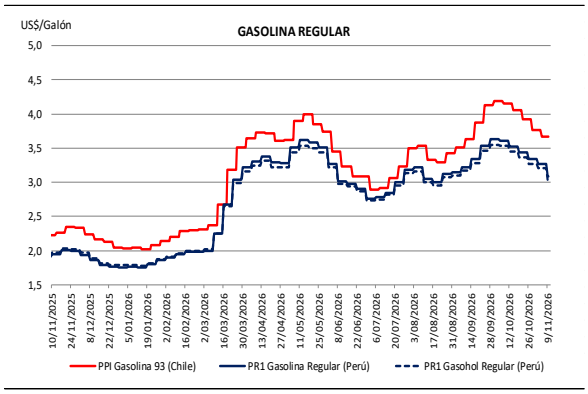
5. COMPARACIÓN DE PRECIOS DE REFERENCIA DE IMPORTACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE PARIDAD DE CHILE.

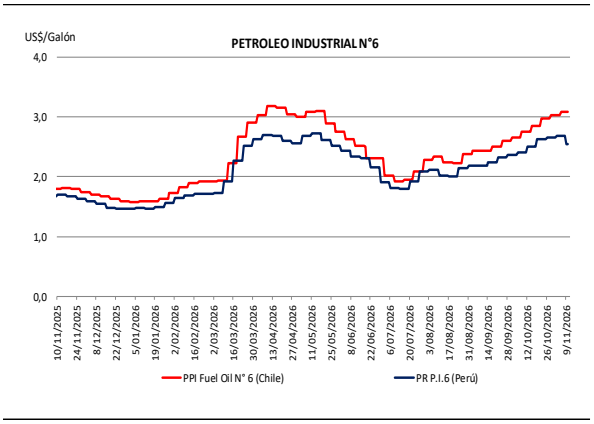
GRAFICA N° 7: *Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US$/Galón*







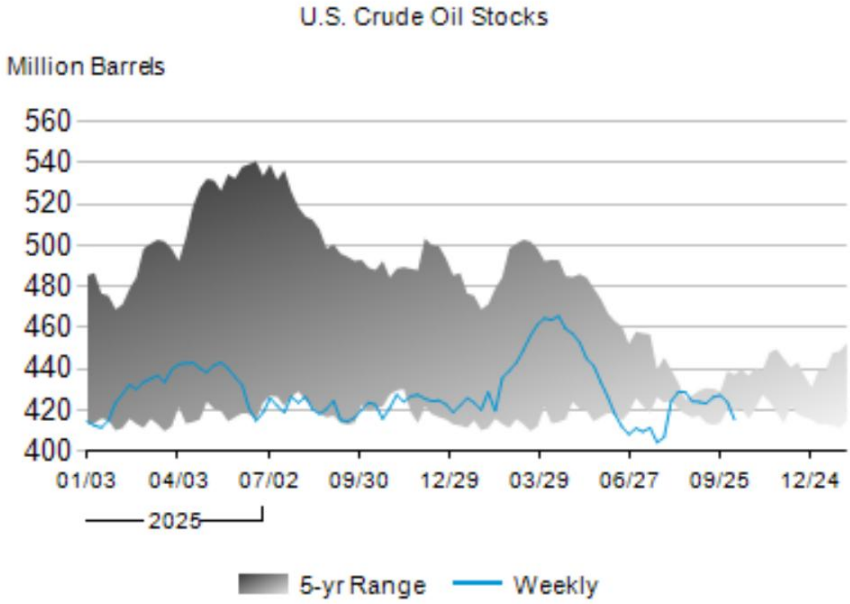


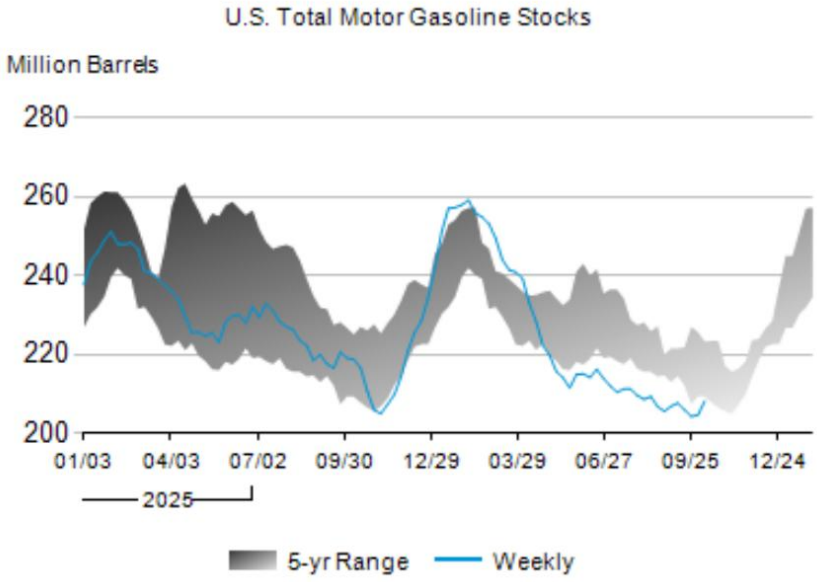


Fuente: Osinergmin y ENAP

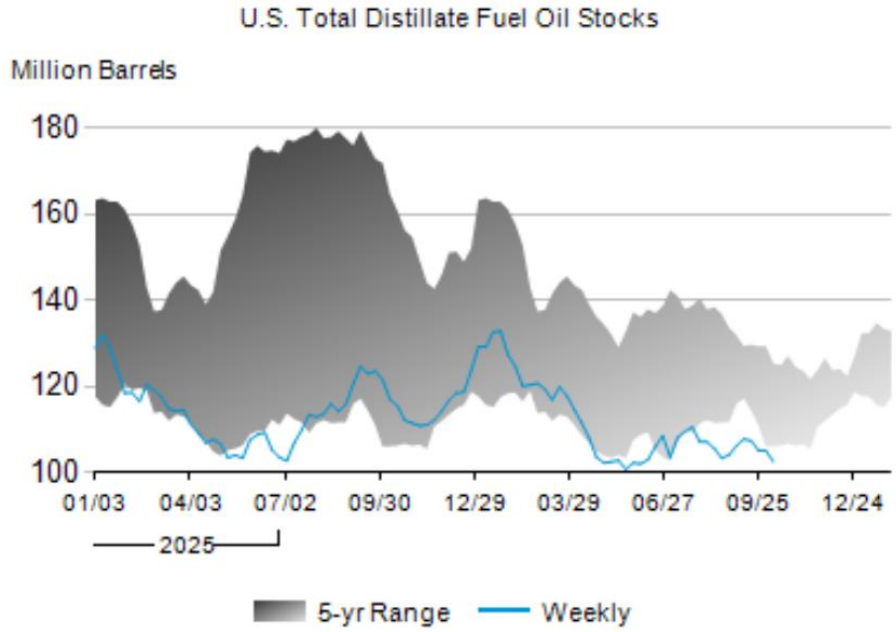
MMC / MMT / ASC

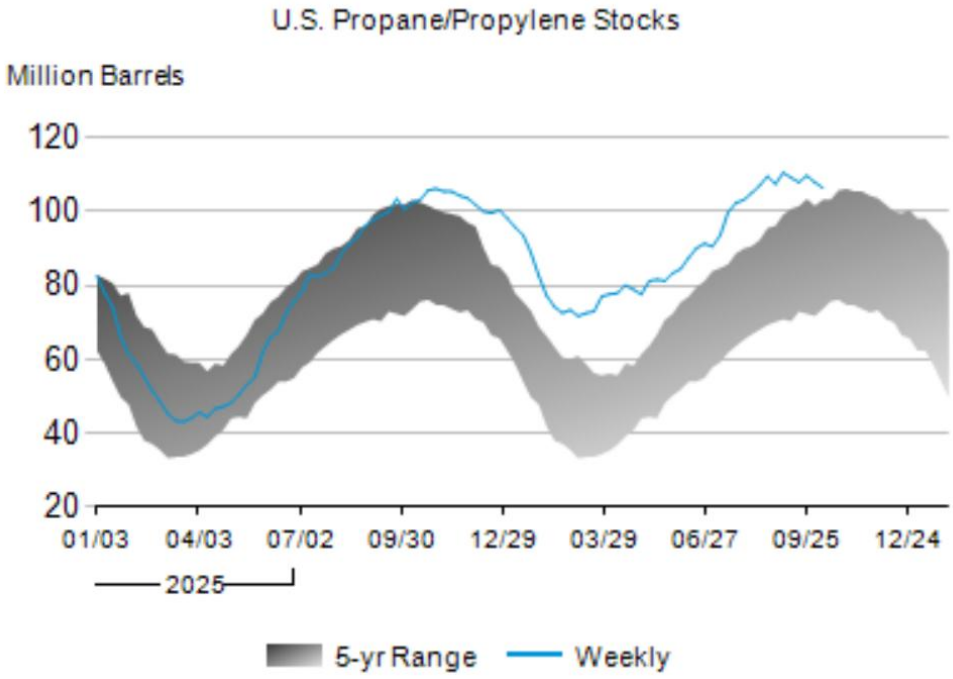
ANEXO Nº 1[5]





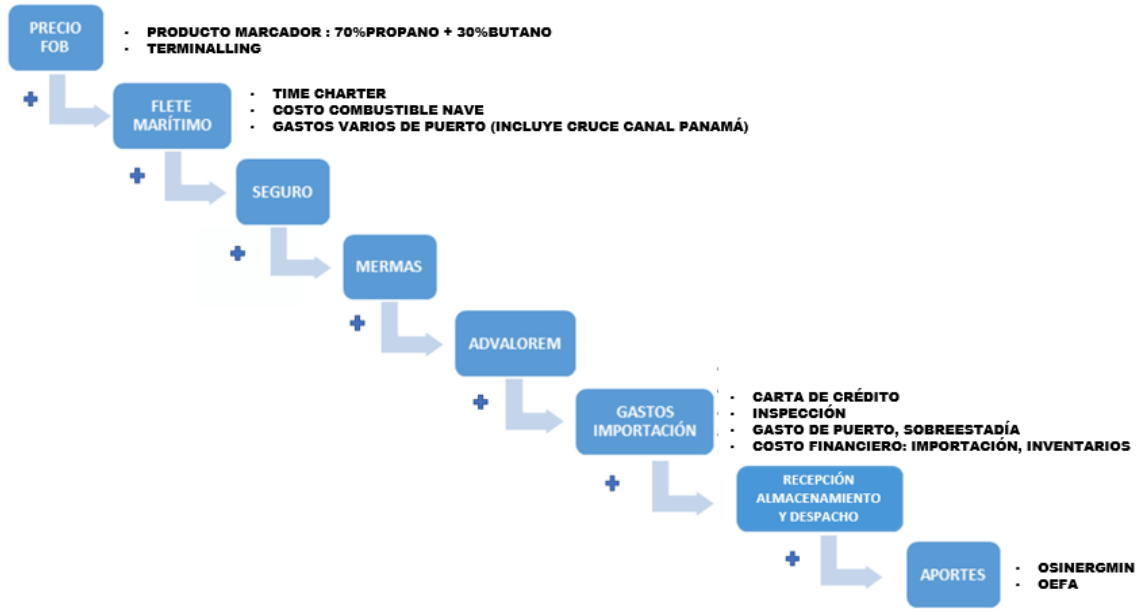
[5] *Gráficas tomadas de la última publicación semanal "Análisis y Proyecciones del EIA" (U.S. Energy Information Administration).*


U.S. Total Distillate Fuel Oil Stocks
Million Barrels
180
160
140
120
100
01/03
04/03
07/02
09/30
12/29
03/29
06/27
09/25
12/24
2025
5-yr Range
Weekly


U.S. Propane/Propylene Stocks
Million Barrels
120
100
80
60
40
20
01/03
04/03
07/02
09/30
12/29
03/29
06/27
09/25
12/24
2025
5-yr Range
Weekly

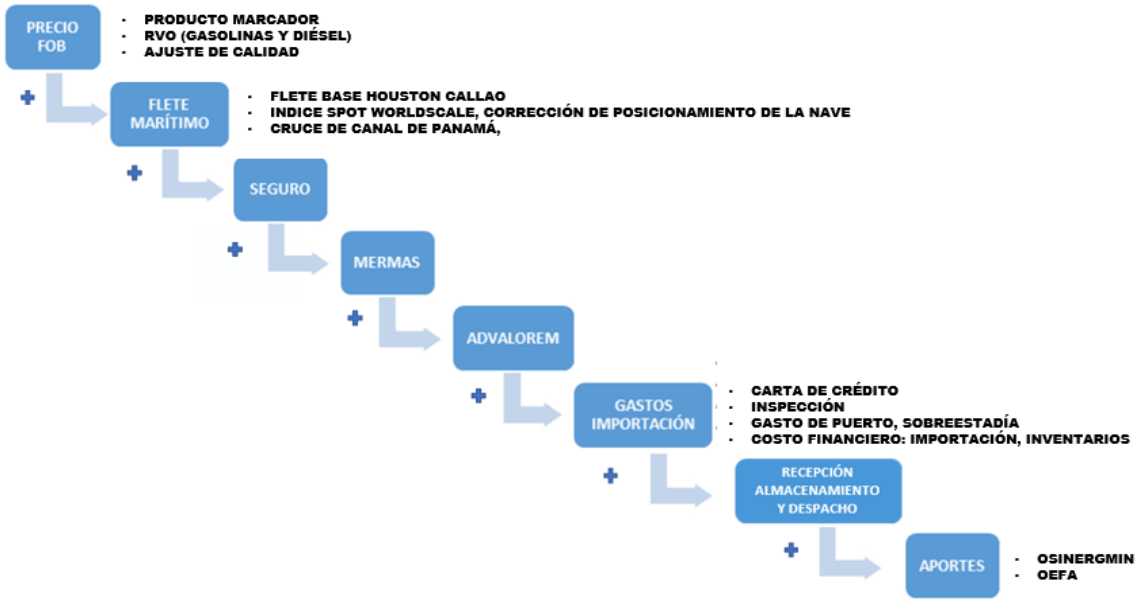
ANEXO Nº 2

Estructura del Precio de Referencia de Importación (PR1) del GLP



Fuente: ***OSINERGMIN, MINEM-DGH***

Estructura del Precio de Referencia de Importación (PR1) 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