

**INFORME N° PR-35-2026-DGN/GRT**  
**PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO**  
**Informe al 31/08/2026**

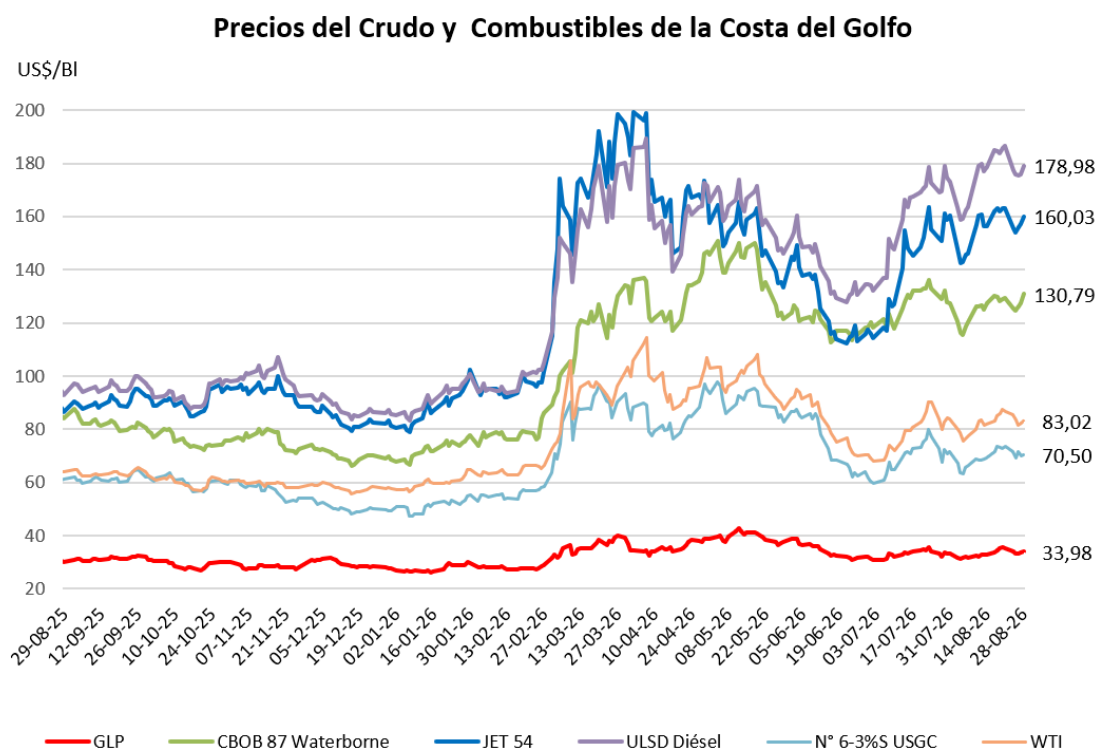
**1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA <sup>1</sup>**

Las variaciones registradas en los precios de referencia de los combustibles son consecuencia del comportamiento de los precios del petróleo crudo y combustibles en el mercado internacional, principalmente el de Estados Unidos, que es el mercado relevante para el GLP, Gasolinas, Diésel y Residuales comercializados en nuestro país.

**1.1. Mercado Internacional de Petróleo Crudo y Combustibles**

En la Gráfica N° 1, se muestra la evolución de los Precios del Petróleo Crudo y Combustibles de la Costa del Golfo y Mont Belvieu, en dólares por barril.

**GRAFICA N° 1:** Precios del Petróleo Crudo y Combustibles en la Costa del Golfo de EE.UU.



**Fuente:** Argus

**Elaboración:** Propia

A partir de enero 2021, los precios del petróleo crudo y combustibles comenzaron a recuperarse, luego de la crisis generada por la pandemia del Coronavirus en el año 2020, denotando un comportamiento alcista al cierre de julio 2021.

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

En agosto 2021, las expectativas en el mercado del petróleo cambiaron, respecto al mes de julio 2021; debido principalmente al impacto de la variante Delta del Coronavirus, que retrasó, a nivel global, la reactivación que habían experimentado los precios del petróleo y combustibles a lo largo de la pandemia.

Durante el primer semestre del año 2022, los precios del petróleo crudo y productos mostraron una tendencia alcista, en medio de la alta volatilidad registrada; mientras que a partir del segundo semestre los precios se movieron dentro de una banda de menor amplitud, con una tendencia a la baja, particularmente en el caso del petróleo crudo WTI y el GLP. Esta tendencia se mantuvo desde enero a junio 2023. Posteriormente, los precios del petróleo crudo y combustibles registraron una moderada recuperación impulsada principalmente por la reducción de la oferta y las expectativas de una mayor demanda a nivel global.

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

Asimismo, al cierre de la última semana del periodo de evaluación<sup>3</sup>, el precio del crudo WTI se ubicó en 81,85 US\$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 127 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 33,03 US\$/Bl.

En las semanas del 17.08.2026 al 28.08.2026, 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 21 de agosto del 2026**

Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se incrementaron en 0,1 millones de barriles alcanzando los 428,9 millones de barriles, ubicándose en un +1% por encima de la media de los últimos 5 años, para esta época del año.

Por su parte, las existencias de gasolinas se redujeron en 2,5 millones de barriles, reportando un total de 206,8 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción cayeron en 2,2 millones de barriles, ubicándose en 103,4 millones de barriles.

Finalmente, las existencias de propano se elevaron en 2,47 millones de barriles, registrando un nivel de 109,48 millones de barriles.

---

<sup>2</sup> Reflejo de las cifras macroeconómicas de China, Estados Unidos y algunos países de Europa.

<sup>3</sup> El periodo de evaluación comprende los diez últimos días hábiles en los que se publican las cotizaciones internacionales de petróleo crudo y combustibles.

- **EE.UU. e Irán pasan de la presión económica a nuevos ataques directos, mientras el Estrecho de Ormuz sigue restringido y el Estrecho de Bab el-Mandeb permanece vulnerable**

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 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.

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

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.

Entre el 1 y el 9 de agosto, la escalada de fines de julio dio paso a una nueva fase de desescalada diplomática, aunque sin una recuperación equivalente de los flujos energéticos. El 1 de agosto, EE.UU. suspendió una nueva ofensiva para dar espacio a la mediación regional; posteriormente, Omán y Catar intensificaron los contactos y, desde el 3 de agosto, EE.UU. informó avances hacia un acuerdo, aunque Irán negó negociaciones directas. Paralelamente, Irán y Omán avanzaron en un corredor marítimo, pero Irán mantuvo sus exigencias sobre sanciones, compensaciones y activos congelados. En el frente marítimo, entre el 3 y 6 de agosto solo 33 buques cruzaron el estrecho de Ormuz, frente a 50 la semana previa, mientras el estrecho de Bab el-Mandeb cayó a un solo tránsito el 5 de agosto antes de recuperarse a 26–28 al día siguiente. El 8 de agosto, Emiratos Árabes Unidos (EAU) denunció un nuevo ataque iraní contra un buque vinculado a ADNOC (Empresa petrolera estatal de EAU) y, el día 9, el gobierno iraní señaló que el acuerdo con Omán estaba en *“etapas finales”*, aunque sin garantizar todavía la reapertura efectiva del estrecho.

Entre el 10 y 16 de agosto, las señales iniciales de avance diplomático se deterioraron rápidamente. Aunque Omán y Catar señalaron al inicio de la semana que las conversaciones sobre la navegación estaban avanzadas, Irán reiteró que Ormuz permanecería restringido hasta que EE.UU. aceptara sus condiciones, mientras el gobierno estadounidense anunció que podía mantener indefinidamente el bloqueo naval y anticipó nuevas medidas de aislamiento económico. Paralelamente, Emiratos Árabes Unidos (EAU) atribuyó a Irán ataques contra buques de ADNOC, profundizando el repliegue de los armadores. El tránsito por Ormuz cayó desde ocho buques el 11 de agosto hasta solo dos el día 14; durante el fin de semana apenas cinco embarcaciones cruzaron el sábado y ninguna fue registrada el domingo, frente a más de 130 diarias antes de la guerra. En el estrecho de Bab el-Mandeb, los tránsitos también permanecieron condicionados por el bloqueo hutí. Se registraron 49 cruces durante el fin de semana, frente a 55 la semana anterior, sin embarques saudíes de petróleo rastreados.

Entre el 17 y 23 de agosto, la posibilidad de una salida diplomática volvió a deteriorarse. El plazo de 60 días del entendimiento de junio concluyó sin acuerdo y, el 18 de agosto, Trump afirmó que no existían conversaciones en curso ni programadas, mientras Irán condicionó

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

cualquier normalización al levantamiento del bloqueo portuario y de las sanciones petroleras, la liberación de activos congelados y el cese de las amenazas militares. El 20 de agosto, el secretario del Tesoro de EE.UU., Scott Bessent, anticipó las que calificó como las *“sanciones más duras de la historia”*, incluso con potencial alcance sobre países que mantuvieran relaciones económicas con Irán. Ante esto, el gobierno iraní rechazó estas amenazas el día 23. En el frente marítimo, Ormuz continuó severamente restringido. El miércoles 19 de agosto se registraron 14 cruces y el jueves 20 apenas 7, sin VLCC, superpetroleros capaces de transportar cerca de 2 millones de barriles de crudo, ni metaneros, buques especializados en transportar gas natural licuado. Posteriormente, se contabilizaron 16 tránsitos el viernes, 13 el sábado y solo 4 el domingo, manteniéndose el tráfico aproximadamente 90% por debajo del nivel preconflicto. Bab el Mandeb también permaneció volátil, con entre 22 y 34 tránsitos diarios al cierre de la semana, todavía condicionado por la amenaza hutí.

Entre el 24 y 30 de agosto, el conflicto alternó nuevamente entre señales diplomáticas y una escalada económica y militar. EE.UU. lanzó una nueva ofensiva de sanciones contra Irán, ampliando las actividades susceptibles de sanciones secundarias y designando cerca de 60 empresas, personas y buques, aunque inicialmente evitó las medidas más severas contra grandes socios comerciales de Irán. Paralelamente, Catar, Omán y Pakistán impulsaron nuevas gestiones para normalizar el tránsito marítimo por el estrecho de Ormuz, mientras Irán y Omán avanzaron en un esquema temporal de navegación y desminado. Sin embargo, el gobierno iraní reiteró el 28 de agosto que mantendría restringido el estrecho mientras EE.UU. no levantara las sanciones y el bloqueo, liberara activos congelados y ofreciera compensaciones por las pérdidas derivadas del conflicto.

En el frente marítimo, la recuperación continuó siendo irregular. El Estrecho de Ormuz registró 7 buques de materias primas el jueves, frente a 17 el miércoles y un promedio móvil de 15, mientras el Estrecho de Bab el-Mandeb descendió hasta 17 buques, confirmando que ambos corredores permanecían lejos de una normalización estable. El escenario volvió a deteriorarse el 30 de agosto, cuando EE.UU. atacó dos sistemas iraníes de lanzamiento de cohetes en la isla de Larak, alegando que estaban siendo preparados para desplegar minas en Ormuz. Irán respondió con misiles balísticos contra posiciones estadounidenses en Jordania, en el primer intercambio directo de esta magnitud desde finales de julio.

En consecuencia, durante la semana predominaron inicialmente las expectativas de una recuperación gradual del tránsito por el Estrecho de Ormuz, contribuyendo a reducir el riesgo geopolítico y los precios del petróleo. Sin embargo, los flujos físicos permanecieron muy restringidos y Bab el-Mandeb continuó vulnerable. La reanudación de ataques directos entre EE.UU. e Irán el 30 de agosto revirtió este balance al cierre del fin de semana y anticipa una presión alcista sobre los precios en la semana siguiente. A ello se suma el riesgo de un eventual ataque contra Kharg, principal nodo exportador iraní, que podría intensificar significativamente dicha presión si llegara a confirmarse.

- **La tregua entre Israel y Hezbolá permanece frágil tras nuevos ataques, mientras persiste el estancamiento sobre el desarme**

La implementación del acuerdo continuó condicionada por las diferencias sobre el desarme de Hezbolá y la retirada israelí del sur del Líbano. Israel mantuvo su posición de no completar

el repliegue mientras el grupo conserve capacidad militar, mientras Hezbolá reiteró que no aceptará un desarme integral mientras persista la presencia israelí.

Durante la última semana, la tregua volvió a deteriorarse. El 27 de agosto, Israel atribuyó a Hezbolá el lanzamiento de dos drones explosivos contra sus tropas y respondió con ataques aéreos sobre el sur del Líbano, que causaron la muerte de una mujer y dejaron seis heridos, incluido un niño. Un día después, el Consejo de Seguridad de la ONU discutió la continuidad de UNIFIL, reflejando las dificultades para consolidar un esquema estable de seguridad en la frontera.

En consecuencia, aunque no se produjo una nueva confrontación de gran escala, la tregua permaneció vulnerable y sin avances decisivos. Los nuevos ataques, la falta de consenso sobre el desarme de Hezbolá y la permanencia de fuerzas israelíes mantuvieron elevado el riesgo de una nueva escalada y retrasaron la implementación plena del acuerdo.

- **Intervención de EE.UU. en Venezuela amplía el acceso a reservas y apunta a reforzar su seguridad energética**

El 28 de agosto, Donald Trump anunció un acuerdo petrolero de largo plazo con Venezuela que otorgaría a EE.UU. acceso a 17 campos, principalmente ubicados en la Faja del Orinoco y el Lago de Maracaibo, asociados a alrededor de 64 a 65 mil millones de barriles de reservas recuperables, cerca de una quinta parte de las reservas venezolanas. El 30 de agosto, Delcy Rodríguez precisó que el proyecto tendría una vigencia de 25 años y una meta inicial superior a 1,5 millones de bpd, exclusivamente vinculada al acuerdo bilateral, frente a una producción venezolana reciente cercana a 1,1-1,2 millones de bpd. Reuters señaló además que EE.UU. tendría una participación prevista de 55% en la asociación, mientras alrededor de 60% de las exportaciones venezolanas ya se dirigían al mercado estadounidense.

El acuerdo también busca reforzar la seguridad energética estadounidense. El 30 de agosto, Trump señaló que parte del nuevo suministro venezolano se utilizaría para recomponer su Reserva Estratégica de Petróleo (SPR), que había descendido a unos 289,7 millones de barriles, su menor nivel desde 1982. La reposición, sin embargo, no sería inmediata ni implicaría petróleo “gratuito”, pues el incremento de producción requiere inversiones, rehabilitación de infraestructura y desarrollo de nuevos campos. En términos de mercado, el acuerdo constituye un factor bajista de mediano y largo plazo, al ampliar la disponibilidad potencial de crudo pesado para las refinerías estadounidenses y reducir su vulnerabilidad ante nuevas interrupciones internacionales.

- **Nuevos ataques ucranianos agravan la crisis de refinación rusa y extienden las restricciones a las exportaciones de combustibles**

Durante el 24 al 30 de agosto, Ucrania intensificó sus ataques contra la infraestructura energética rusa, provocando paradas de emergencia en importantes refinerías de Perm, Nizhny Novgorod y Yaroslavl. Como consecuencia, la producción de gasolina cayó hacia 80 mil toneladas diarias (Aprox. 680 mil bpd) al cierre de agosto, equivalente a solo 70% de una demanda interna estimada en 115 mil toneladas diarias (Aprox. 978 mil bpd), generando un déficit cercano a 35 mil toneladas por día (298 mil bpd). En promedio, agosto registró

alrededor de 90 mil toneladas diarias (765 mil bpd) de producción, cerca del 80% de las necesidades estivales, obligando a Rusia a incrementar importaciones desde Asia y Bielorrusia.

Las interrupciones llevaron al gobierno ruso a extender hasta el 30 de septiembre la prohibición de exportar diésel, combustible marino y gasóleos, buscando estabilizar el mercado doméstico. Rusia, habitualmente el segundo mayor exportador mundial de diésel después de EE.UU., ya venía reduciendo sus embarques por las restricciones internas y las menores tasas de refinación. En consecuencia, la combinación de capacidad fuera de servicio, déficit doméstico y menores exportaciones continúa retirando productos refinados del mercado internacional, especialmente el diésel.

- **El tramo final de la temporada de alta movilidad de transporte en EE.UU. pierde dinamismo, mientras el elevado precio del crudo mantiene la gasolina cerca de US\$4,10 por galón**

Durante la semana terminada el 21 de agosto, la demanda de gasolina repuntó de 8,69 a 9,04 millones de bpd. Sin embargo, el promedio de cuatro semanas se mantuvo prácticamente estable en 8,93 millones de bpd, 1,1% menos interanual; los destilados promediaron 3,80 millones de bpd (-2,2%) y el combustible de aviación 1,75 millones (-2,3%), confirmando una menor fortaleza respecto de 2025.

En las estaciones de servicio, los precios permanecieron prácticamente sin cambios. La gasolina regular promedió US\$4,10 por galón el 27 de agosto, apenas un centavo menos que la semana anterior, y se mantuvo por encima de US\$4 durante todo el mes. La persistencia respondió principalmente a un crudo todavía elevado y volátil por los riesgos de oferta, aunque el WTI retrocedió desde US\$ 87,06 por barril el 21 de agosto hasta US\$ 83,40 el día 28.

En consecuencia, el rebote semanal de la gasolina no modifica la tendencia de fondo, con el tramo final de la temporada de alta movilidad mantiene elevados los volúmenes absolutos, pero con menor dinamismo interanual. Al mismo tiempo, los elevados precios del crudo y la persistencia de riesgos sobre la oferta limitaron el descenso en estaciones de servicio, manteniendo la gasolina estadounidense alrededor de US\$4,10 por galón al cierre de agosto.

- **OPEP y AIE profundizan sus recortes de demanda, aunque persiste el déficit de oferta**

La OPEP redujo por cuarto mes consecutivo su previsión de crecimiento de la demanda mundial de petróleo para 2026, desde 780 mil hasta 580 mil bpd. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) mostró una visión aún más bajista y elevó su estimación de contracción anual desde 1,0 hasta 1,6 millones de bpd, atribuyéndola a los elevados precios de los combustibles, menor actividad de refinación y restricciones de suministro que están reduciendo particularmente el consumo de nafta y gasóleo en Asia y Oriente Medio.

Pese al deterioro de la demanda, la AIE estima que la oferta mundial caerá 4,3 millones de bpd en 2026, hasta 102,02 millones de bpd, una reducción considerablemente mayor que la del consumo. En consecuencia, proyecta un déficit promedio de 1,27 millones de bpd

durante 2026, que alcanzaría 1,8 millones de bpd en el tercer trimestre. Así, las menores perspectivas de demanda ejercen presión bajista sobre los precios, pero la persistente pérdida de oferta continúa sosteniendo un mercado estructuralmente ajustado.

## **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° 023-2026-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 28 de agosto de 2026 hasta el 29 de octubre de 2026.
- Mediante la Resolución N° 023-2026-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 28 de agosto de 2026 hasta el jueves 24 de septiembre 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° 023-2026-OS/GRT, le corresponde al MINEM publicar los Factores de Aportación y/o Compensación vigentes desde el martes 02 de septiembre de 2026 hasta el lunes 08 de septiembre de 2026.
- El día 01.09.2026, Petroperú publicó su lista de precios de venta de combustibles, con vigencia a partir del 01.09.2026. En dicha lista no se registraron variaciones en los precios en la planta de ventas Callao para la Gasolina Premium (-0,50 S/Gln), Gasolina Regular (-0,50 S/Gln), Gasohol Premium (-0,50 S/Gln), Gasohol Regular (-0,50 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (0,00 S/Gln), Diesel B5 S-50 (0,00 S/Gln), Petróleo Industrial N° 6 (+0,08 S/Gln) y Petróleo Industrial N° 500 (+0,09 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)**

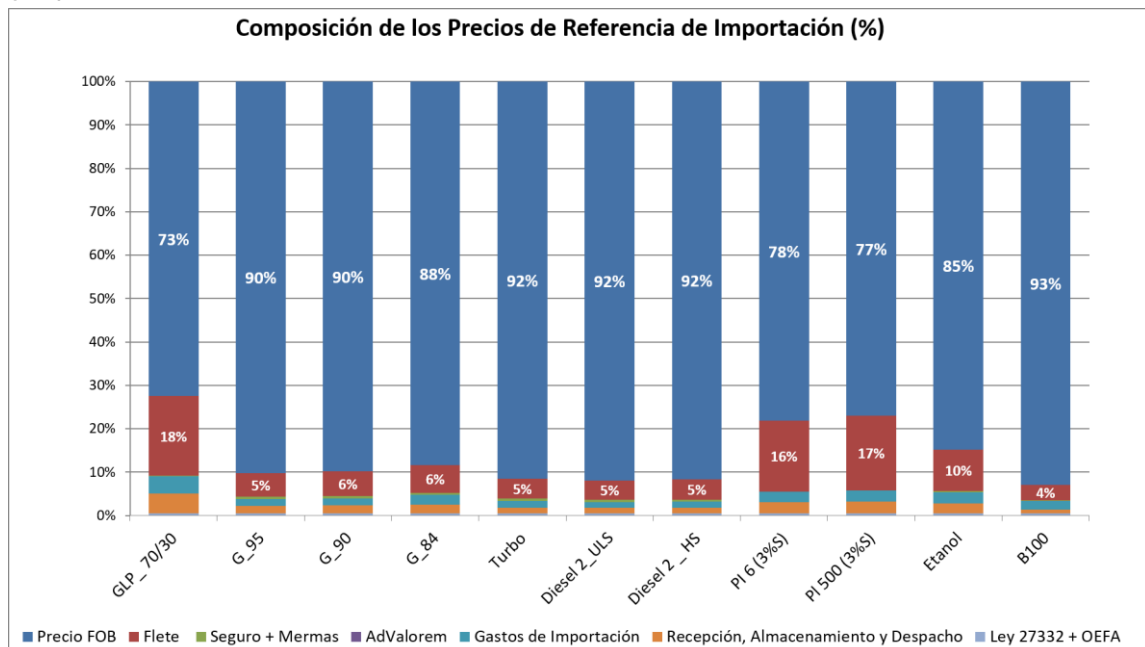
El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

## 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 Osinerghmin 174-2021-OS/CD<sup>4</sup> y sus respectivas modificaciones, establecidas con Resolución de Consejo Directivo 156-2024-OS/CD.

De acuerdo con la mencionada metodología, la composición porcentual de los Precios de Referencia de Combustibles, durante el periodo comprendido entre el 17/08/2026 y el 28/08/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

**GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia 1 (PRI) de los Combustibles, al 31-08-26, en %**



Fuente: Osinerghmin

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 73% del precio de referencia del GLP, 85% y 93% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiesel B100, respectivamente, 78% y 77% del precio de los residuales R6 y R500, respectivamente; y fue igual o superior al 88% del precio de referencia de los demás combustibles. Cabe recalcar que el Precio FOB incluye la tarifa "Terminalling" del GLP; el descuento por concepto de RVO, aplicado al precio de las Gasolinas y Diésel 2; y los ajustes de calidad para las Gasolinas, Diésel y Residual 500.

<sup>4</sup>[https://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/gart/precios\\_referencia\\_banda\\_precios/PreciosReferencia/Osinerghmin-174-2021-OS-CD-EP.pdf](https://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/precios_referencia_banda_precios/PreciosReferencia/Osinerghmin-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 31 de agosto 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 5,55 cent\$/galón equivalente a 2,33 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 13,44 US\$/Bl.
- **Ajuste de Calidad por RVP:** Se determinó un ajuste de -1,11 US\$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de -0,91 US\$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.
- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 2,40 US\$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -12,89 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 13,44 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 -5,02 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 -4,99 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 seis (06) días de demora. En ese contexto, de las diez cotizaciones consideradas en el presente reporte, algunos días registraron demoras superiores al umbral. Por tanto, los valores de flete utilizados para la presente semana 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 0,69 US\$/BI para el GLP, 1,11 US\$/BI para las gasolinas y 1,11 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 (8,33 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 : 31-Ago-26

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

| PR1 - US\$/BI                         | GLP 70/30    | Gasolina Premium | Gasolina Regular | Gasolina 84   | Turbo         | Diésel 2 Bajo Azufre | Diésel 2 Alto Azufre | Petróleo Industrial 6 (3%S) | Petróleo Industrial 500 (3%S) | Alcohol Carburante | B100          |
|---------------------------------------|--------------|------------------|------------------|---------------|---------------|----------------------|----------------------|-----------------------------|-------------------------------|--------------------|---------------|
| <b>Precio FOB</b>                     | 36,60        | 126,27           | 118,80           | 103,51        | 159,55        | 170,61               | 165,60               | 71,77                       | 66,77                         | 91,00              | 229,55        |
| Precio Marcador                       | 34,26        | 127,39           | 117,31           | 117,31        | 159,55        | 170,61               | 170,61               | 71,77                       | 71,77                         | 91,00              | 229,55        |
| Ajuste de Calidad                     |              | -1,11            | 1,48             | -13,81        |               |                      | -5,02                |                             | -4,99                         |                    |               |
| Terminalling                          | 2,33         |                  |                  |               |               |                      |                      |                             |                               |                    |               |
| <b>Flete Marítimo</b>                 | 9,26         | 7,55             | 7,55             | 7,55          | 8,02          | 8,37                 | 8,37                 | 14,98                       | 14,98                         | 10,35              | 8,91          |
| Seguro                                | 0,04         | 0,37             | 0,35             | 0,31          | 0,07          | 0,29                 | 0,28                 | 0,03                        | 0,03                          | 0,02               | 0,05          |
| Mermas                                | 0,00         | 0,30             | 0,28             | 0,25          | 0,81          | 0,54                 | 0,52                 | 0,00                        | 0,00                          | 0,24               | 0,25          |
| <b>Valor CIF</b>                      | 45,89        | 134,50           | 126,99           | 111,62        | 168,44        | 179,81               | 174,77               | 86,78                       | 81,78                         | 101,61             | 238,76        |
| Advalorem                             |              |                  |                  |               |               |                      |                      |                             |                               |                    |               |
| Gastos de Importación                 | 2,00         | 2,23             | 2,18             | 2,53          | 2,70          | 2,54                 | 2,51                 | 2,21                        | 2,17                          | 2,75               | 4,81          |
| 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                      | 0,22         | 0,73             | 0,70             | 0,63          | 0,77          | 0,90                 | 0,88                 | 0,45                        | 0,44                          | 0,56               | 1,09          |
| <b>Precio de Referencia Ex-Planta</b> | <b>50,47</b> | <b>139,84</b>    | <b>132,24</b>    | <b>117,15</b> | <b>174,28</b> | <b>185,64</b>        | <b>180,54</b>        | <b>91,82</b>                | <b>86,77</b>                  | <b>107,35</b>      | <b>247,09</b> |

(1) Los cálculos se han efectuado conforme a la Resolución Directoral N° 244-2020-MEM/DGH y Resolución de Consejo Directivo N° 174-2021-OS/CD

(2) PR1: Son Precios Netos Ex-Planta, sin incluir Impuestos (ISC, IGV, Rodaje), ni gastos de Gestión Comercial.

(3) Para el Diésel de alto azufre, se aplica un ajuste de calidad por contenido de azufre.

(4) El advalorem del etanol, se actualizará de acuerdo con el origen de las importaciones al Perú y los convenios internacionales vigentes.

(5) Para el ajuste por octanaje de las Gasolinas Regular y de 84 octano se usan los índices de octano de las Gasolinas Base. Se incluye un ajuste de calidad por RVP para todas las gasolinas.

(6) En el precio de referencia del GLP se considera la proporción de mezcla Propano/Butano = 70/30

(7) Los precios de los marcadores del diésel y gasolinas consideran un descuento por RVO.

(8) Las Gasolinas de alto octanaje se han formulado como una proporción de mezcla de las Gasolinas CBOB de la Costa del Golfo.

(9) El Precio de Referencia del Diesel BX, ha sido calculado considerando los porcentajes de Diésel y Biodiesel B100 utilizados en la mezcla.

(10) El Precio de Referencia de los Gasoholes, ha sido calculado considerando los porcentajes de Gasolina y Etanol utilizados en la mezcla.

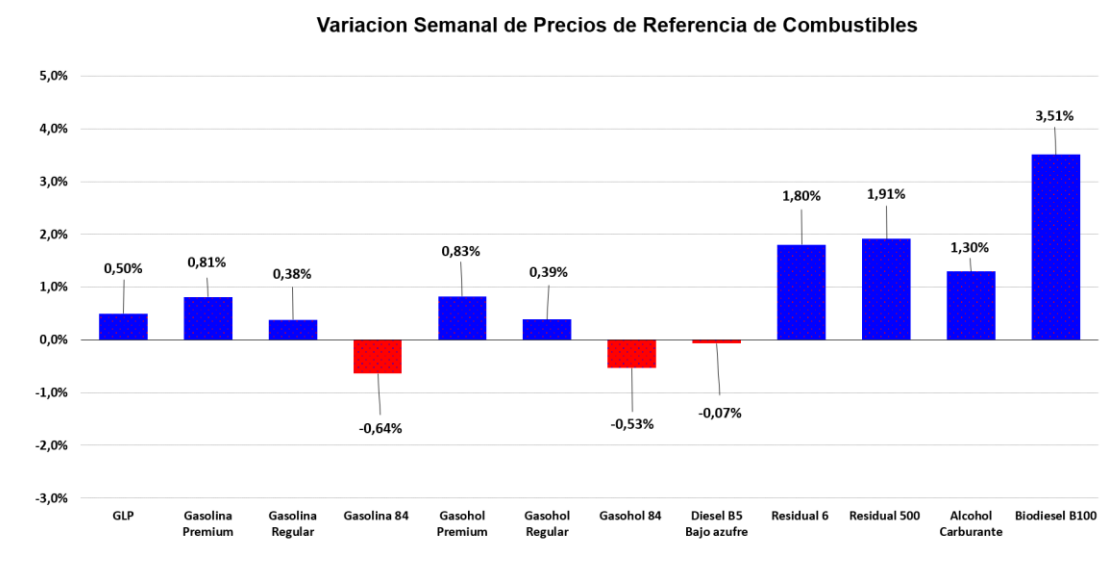
## 2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

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

| PRODUCTOS                | OSINERGMIN          |                     |                |
|--------------------------|---------------------|---------------------|----------------|
|                          | Precios<br>31/08/26 | Precios<br>24/08/26 | Variación<br>% |
| GLP                      | 2,03                | 2,02                | 0,50%          |
| Gasolina Premium         | 11,18               | 11,09               | 0,81%          |
| Gasolina Regular         | 10,57               | 10,53               | 0,38%          |
| Gasolina 84              | 9,36                | 9,42                | -0,64%         |
| Gasohol Premium          | 10,97               | 10,88               | 0,83%          |
| Gasohol Regular          | 10,41               | 10,37               | 0,39%          |
| Gasohol 84               | 9,30                | 9,35                | -0,53%         |
| Diesel B5<br>Bajo azufre | 15,08               | 15,09               | -0,07%         |
| Residual 6               | 7,34                | 7,21                | 1,80%          |
| Residual 500             | 6,93                | 6,80                | 1,91%          |
| Alcohol Carburante       | 8,58                | 8,47                | 1,30%          |
| Biodiesel B100           | 19,75               | 19,08               | 3,51%          |

(\*) 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

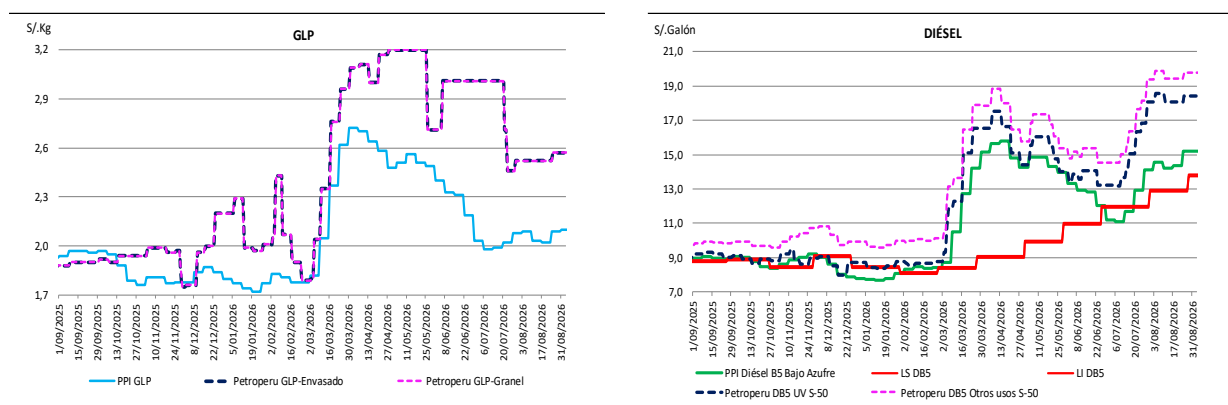
### 3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

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

| PRODUCTOS         | 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) % |
|                   | 01/09/26         | 25/08/26         | 31/08/26         | 31/08/26 | 31/08/26          | 31/08/26     |
| Gasolina Premium  | 15,14            | 15,64            | -3,2%            | 11,37    | 3,77              | 33,2%        |
| Gasolina Regular  | 13,90            | 14,40            | -3,5%            | 10,76    | 3,14              | 29,2%        |
| Gasohol Premium   | 14,86            | 15,36            | -3,3%            | 11,16    | 3,70              | 33,2%        |
| Gasohol Regular   | 13,78            | 14,28            | -3,5%            | 10,60    | 3,18              | 30,0%        |
| Diesel B5 UV S-50 | 18,43            | 18,43            | 0,0%             | 15,21    | 3,22              | 21,2%        |
| Residual 6        | 13,45            | 13,37            | 0,6%             | 7,53     | 5,92              | 78,6%        |
| Residual 500      | 13,06            | 12,97            | 0,7%             | 7,12     | 5,94              | 83,4%        |

### 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

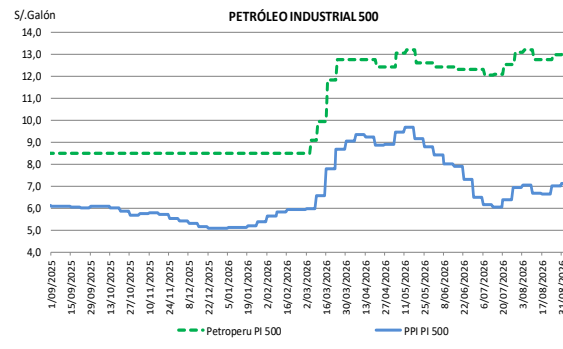
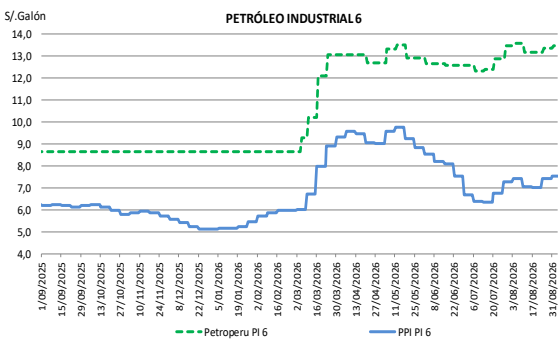
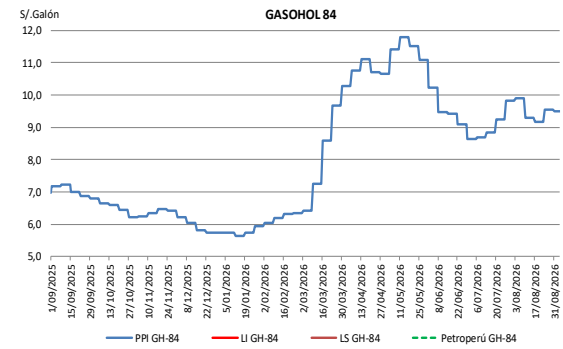
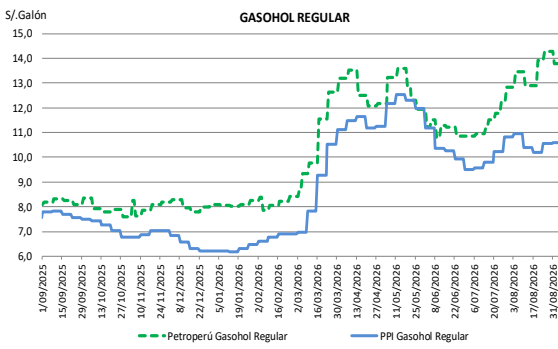
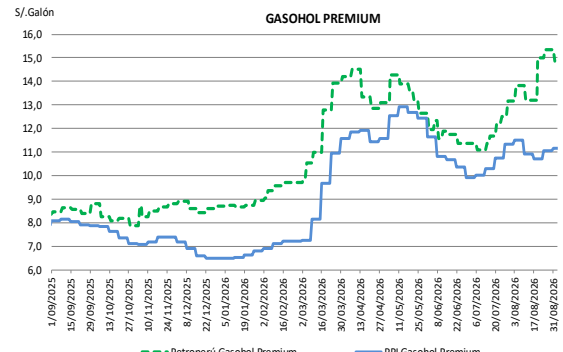
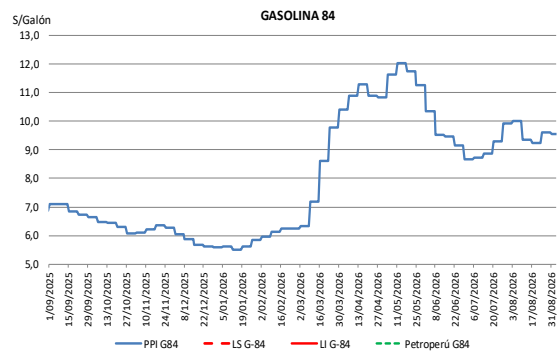
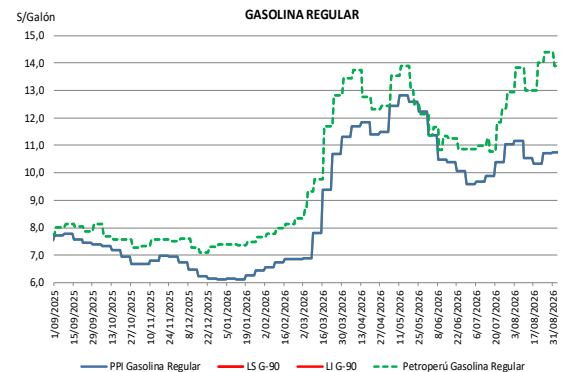
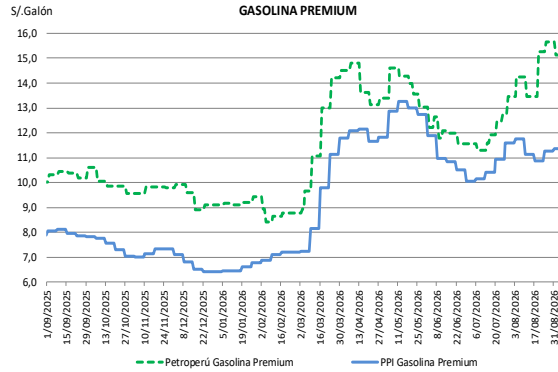


Fuentes: Osinerghmin y Petroperú\*

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

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

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

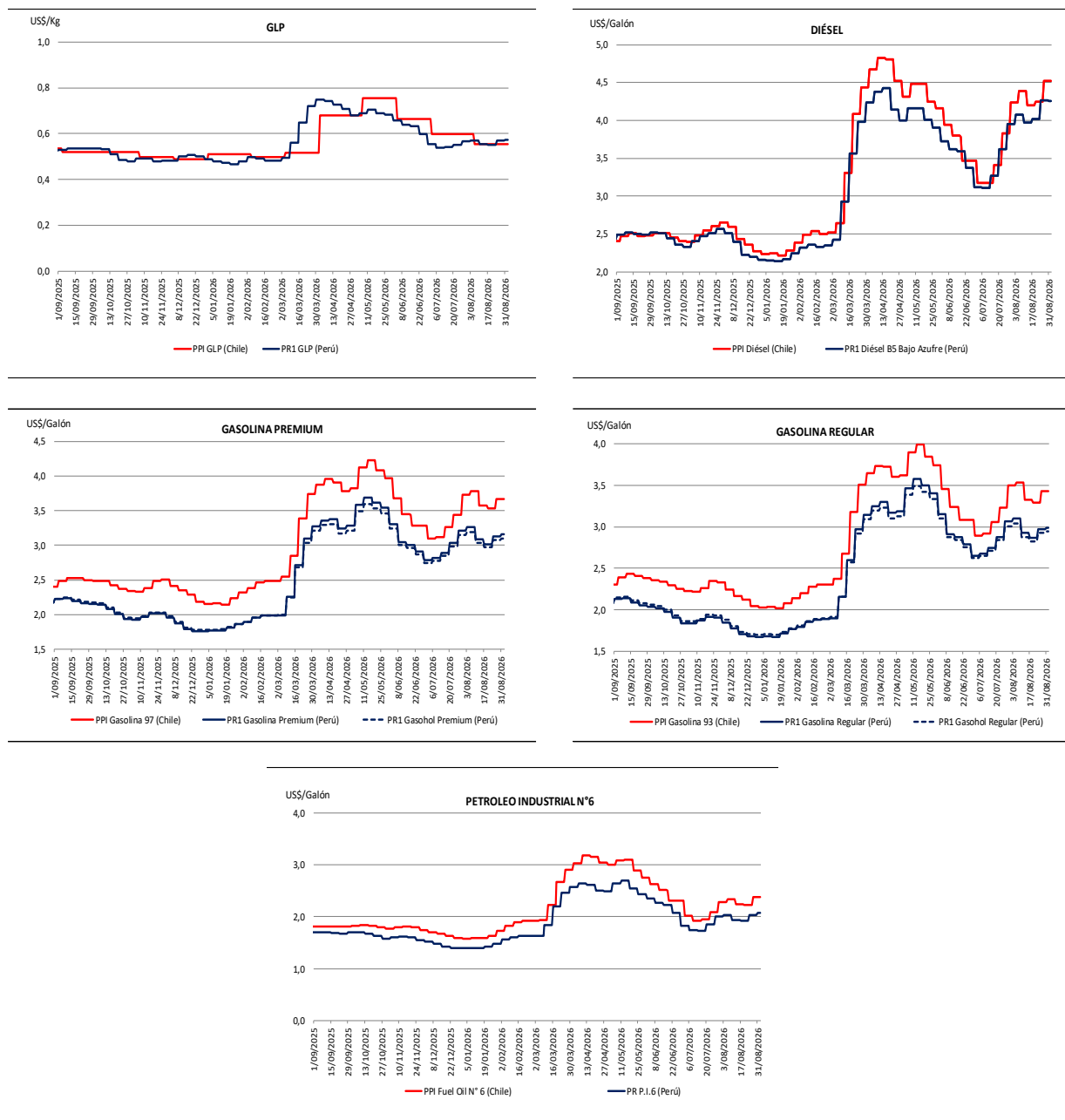


Fuente: Osinergrmin y Petrolerú

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.

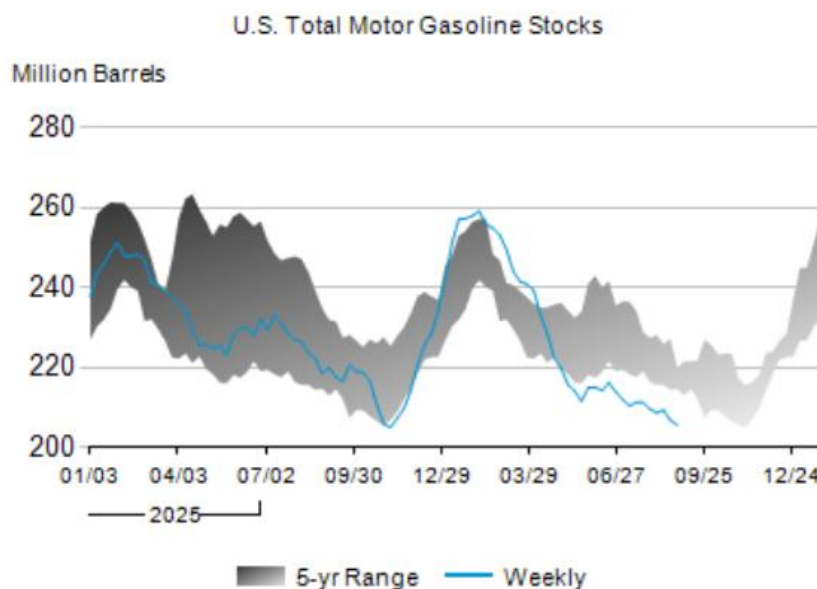
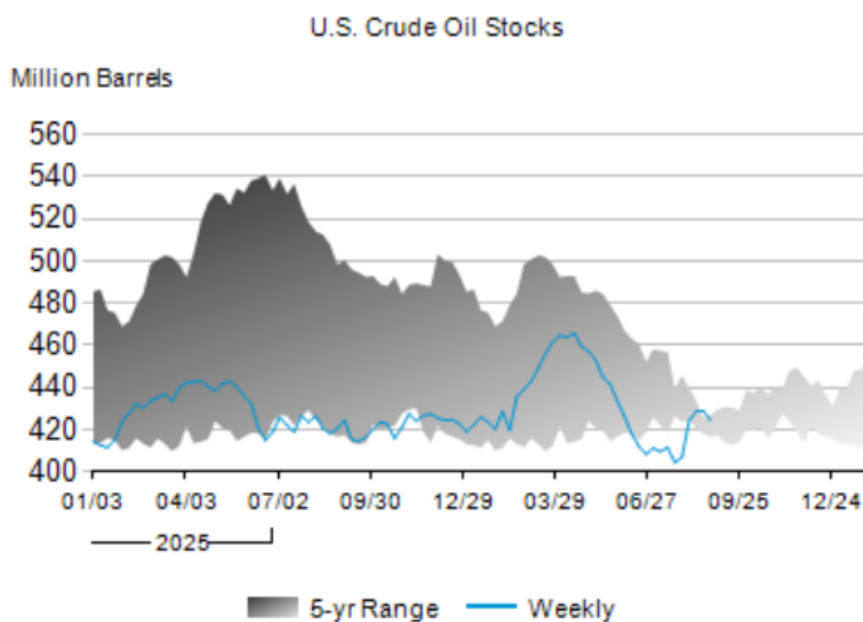
**GRAFICA N° 7:** Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US\$/Galón



Fuente: Osinergmin y ENAP

MMC / MMT / ASC

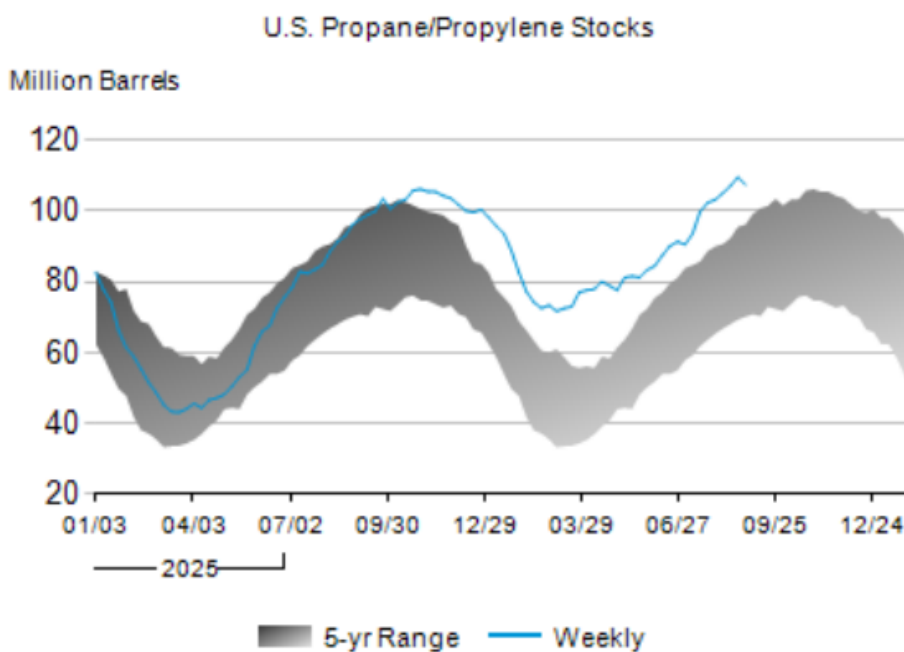
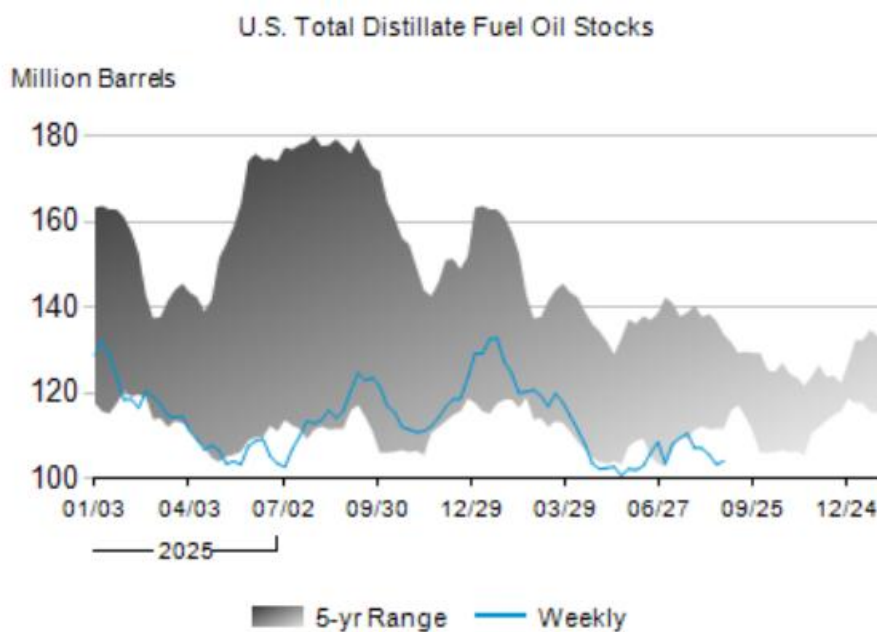
**ANEXO N° 1<sup>5</sup>**



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

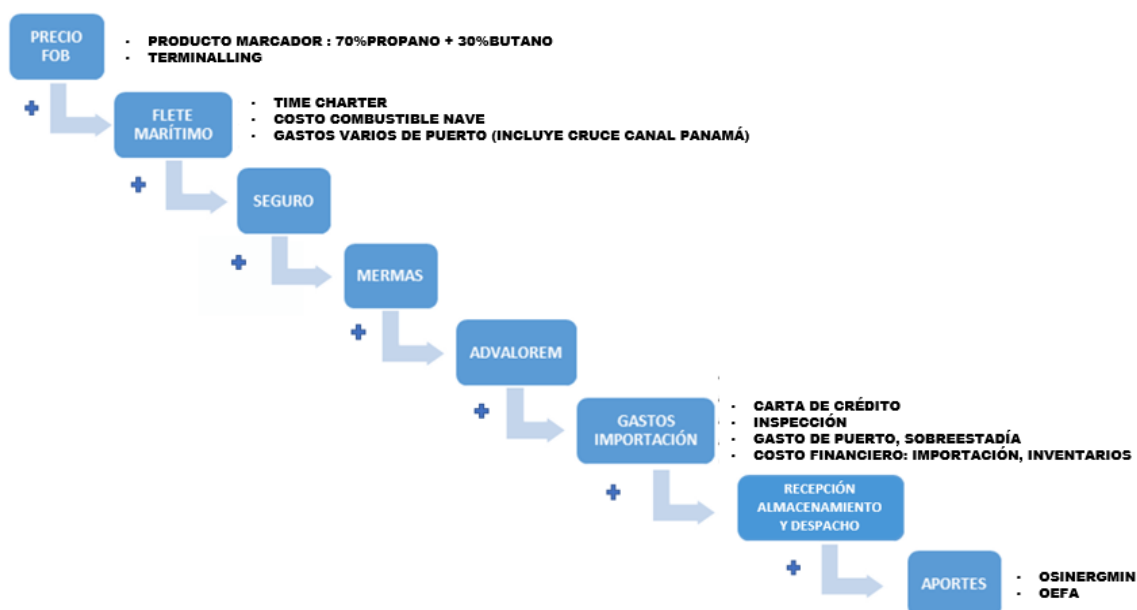


Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural



## ANEXO N° 2

### Estructura del Precio de Referencia de Importación (PRI) del GLP



Fuente: OSINERGMIN, MINEM-DGH

### Estructura del Precio de Referencia de Importación (PRI) de los Combustibles Líquidos



Fuente: OSINERGMIN, MINEM-DGH

Mayor información sobre los criterios metodológicos se puede encontrar en la siguiente dirección web:

[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/gart/precios\\_referencia\\_banda\\_precios/PreciosReferencia/Informe-Tecnico-479-2021-GRT.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/precios_referencia_banda_precios/PreciosReferencia/Informe-Tecnico-479-2021-GRT.pdf)