

Comisión Nacional de Energía

REVISIÓN, ACTUALIZACIÓN Y PROPUESTA DE CONCEPTOS, CRITERIOS Y VALORES ASOCIADOS AL CÁLCULO DEL PRECIO DE PARIDAD DE IMPORTACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, GASEOSOS Y SÓLIDOS

INFORME FINAL COMBUSTIBLES LÍQUIDOS y GASEOSOS Primera Parte

UTP CONSULTORÍA
diciembre 2025

Índice

Primera Parte

	<u>Página</u>
1.- Resumen Ejecutivo	4
2.- Origen de las Importaciones de Combustibles en Chile.	13
2.1.- Origen de las Importaciones de Gasolinas	13
2.2.- Origen de las Importaciones de Kerosén	15
2.3.- Origen de las Importaciones de Petróleo Diesel	17
2.4.- Origen de las Importaciones de Petróleo Combustible	21
2.5.- Origen de las Importaciones de Gas Licuado de Petróleo	22
3.- Mercados para Importación de Combustibles a Chile	26
3.1.- Origen desde Norteamérica	29
3.1.1.- Gasolina	30
3.1.2.- Kerosén	31
3.1.3.- Petróleo Diesel	32
3.1.4.- Petróleo Combustible	34
3.1.5.- Gas Licuado de Petróleo	34
3.2.- Origen desde Europa	35
3.2.1.- Gasolina	36
3.2.2.- Kerosén	37
3.2.3.- Petróleo Diesel	38
3.2.4.- Petróleo Combustible	38
3.2.5.- Gas Licuado de Petróleo	39
4.- Análisis y Revisión de los Parámetros del Cálculo de los Precios de Paridad desde el Mercado del Golfo de EE.UU. (USG).	41
4.1.- Cálculo Precio FOB en origen - Indicadores de Precio	41
4.1.1.- Indicador Gasolina	44
4.1.2.- Indicador Kerosén	53
4.1.3.- Indicador Petróleo Diesel	57
4.1.4.- Efecto RINs : Descuento sobre Precio FOB de exportación	62
4.1.5.- Indicador Petróleo Combustible	65
4.1.5.- Indicador Gas Licuado de Petróleo	68
4.2.- Cálculo Transporte Marítimo	73
4.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel	74
Indicador, embarques, naves, peajes canal	74
Recargo Indicador – posicionamiento	85
4.2.2.- Petróleo Combustible	85
Indicador, embarques, naves, peajes canal	85
Recargo Indicador – posicionamiento	88
4.2.3.- Gas Licuado de Petróleo	92
Indicador, embarques, naves, peajes canal	92
Flete – Modalidad de Contratación	94
4.3.- Otros Costos hasta el arribo del combustible a Chile.	102
4.4.- Otros Costos en Chile.	106

	<u>Página</u>
5.- Análisis y Revisión de los Parámetros del Cálculo de los Precios de Paridad desde el Mercado del Norte de Europa (N.W.E.)	114
5.1.- Cálculo Precio FOB en origen - Indicadores de Precio	114
5.1.1.- Indicador Gasolina	116
5.1.2.- Indicador Kerosén	119
5.1.3.- Indicador Petróleo Diesel	120
5.1.4.- Indicador Petróleo Combustible	121
5.2.- Cálculo Transporte Marítimo	121
5.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel	121
Indicador, embarques, naves, peajes canal	122
Recargo Indicador – posicionamiento	124
5.2.2.- Petróleo Combustible	127
Indicador, embarques, naves, peajes canal	127
Recargo Indicador – posicionamiento	130
5.3.- Otros Costos hasta el arribo del combustible a Chile.	134
5.4.- Otros Costos en Chile.	135
Anexo N° 1 Uso del concepto de Arbitraje en los precios FOB	136
Anexo N° 2 Programa Renewable Fuel Standard, RVOs y RINs	139
Anexo N° 3 Actualización Tarifas de Peaje Canal de Panamá	153
Anexo N° 4 Características Técnicas nave gasera	159

1.- Resumen Ejecutivo y Conclusiones.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) contrató con UTP Consultoría la ejecución del presente estudio, “Revisión, actualización y propuesta de conceptos, criterios y valores asociados al cálculo del precio de paridad de importación de los combustibles líquidos, gaseosos y sólidos”.

Los objetivos del estudio son revisar, analizar, actualizar y proponer fundadamente perfeccionamientos a los conceptos, criterios y valores asociados al cálculo que la CNE desarrolla para determinar los precios de paridad de importación de los combustibles afectos al Mecanismo de Estabilización de Precios de los Combustibles, MEPCO (gasolina, petróleo diésel y gas licuado de petróleo), de los combustibles afectos al Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo, FEPP (kerosén doméstico), y los precios paridad de importación del petróleo combustible, y carbón térmico mineral.

El estudio se presenta dividido en dos Informes: en este Informe se presenta la materialización de los objetivos concernientes a los precios de paridad de importación la gasolina, kerosén doméstico, petróleo diésel, gas licuado de petróleo y petróleo combustible. En un Informe separado se presenta la materialización de los objetivos concernientes a los precios paridad de importación del carbón.

Una breve reseña de la industria del petróleo en Chile será útil para una mejor comprensión de los objetivos del estudio. Chile es deficitario en petróleo: el 98% del petróleo que procesan las refinerías de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), único refinador en el país es importado.

El mercado de los combustibles se caracteriza por libertad de precios y por la libre entrada a cada una de las actividades de la cadena de valor: importación, producción (refinación), distribución mayorista y distribución minorista.

El consumo nacional de combustibles derivados del petróleo, incluyendo el gas licuado del petróleo (GLP), fue de 20.7 millones de m³ en 2024. Este total fue abastecido en un 49% por producción en las refinerías de ENAP, y en un 51% por importación de combustibles.

Además de ser productor, ENAP es también un importante importador de combustibles, para completar la oferta a sus clientes, principalmente compañías distribuidoras mayoristas. Éstas, a su vez, como conjunto, importan una cantidad mayor de combustibles que ENAP.

Las mayores compañías distribuidoras en el segmento de combustibles líquidos son COPEC, ENEX y ARAMCO, y las mayores compañías distribuidoras en el segmento de GLP son LIPIGAS, GASCO y ABASTIBLE, todas las cuales son, a la vez, importadoras.

Dada la libre importación, la competencia, la libertad de precios y el carácter deficitario del mercado chileno, los precios de los combustibles en el mercado chileno están determinados por su costo de importación, es decir, son “precios paridad de importación”, actuando la competencia para asegurar que este costo sea el menor que permitan las condiciones del mercado internacional.

En este Informe se analizaron las importaciones de combustibles y sus orígenes. En los últimos años, 2020-2024, las importaciones corresponden a gasolina, kerosén de aviación, petróleo diésel, GLP y pequeños volúmenes de petróleo combustible (de calidad combustible marítimo). Las importaciones se realizan, principalmente, para compensar el creciente déficit nacional de estos productos que ENAP no es capaz de suplir con su producción propia, pero también para aprovechar oportunidades comerciales asociadas a grandes volúmenes.

Las importaciones de mayor volumen corresponden al petróleo diésel, que es importado principalmente por COPEC, ENAP y otras compañías distribuidoras; y al GLP importado por vía marítima por LIPIGAS, GASCO y ABASTIBLE. Los demás combustibles son importados en forma ocasional, principalmente por ENAP, de acuerdo con los requerimientos de su balance de producción y ventas, y por COPEC, según sus programas de compras a ENAP y sus ventas.

Para el desarrollo de este Informe se analizó y revisó cuales mercados en EE.UU. y Europa disponen actualmente de excedentes efectivos para exportación y para los que, además, existe información objetiva de precios disponible para determinar los valores FOB. Se revisaron algunas publicaciones de precios para esos mercados, concluyéndose que los precios publicados por Platts y Argus ofrecen alternativas apropiadas para determinar los precios FOB de los combustibles en los diversos mercados analizados. La CNE usa actualmente la información de Argus para calcular los precios de paridad.

El mercado de la Costa Atlántica de EE.UU. (USAC) es deficitario en todos los combustibles de las calidades requeridas por Chile, con la excepción de GLP, en el cual muestra un excedente, pero del orden de un décimo del excedente del mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. Solamente los mercados de la Costa del Golfo de EE.UU. (USGC) y el del noroeste de Europa (NWE) presentan excedentes capaces de cumplir con los requerimientos de volumen de importaciones de Chile.

En el caso del mercado USGC, el 83% las importaciones de diésel (el combustible importado en mayor volumen), el 100% de las importaciones de gasolina y el 100% de las importaciones de GLP por vía marítima, provinieron de este mercado en 2024. La importación de kerosén provino también mayoritariamente del mercado USGC, que aportó 83% del total.

En el cuadro N° 1.1 se presenta los volúmenes disponibles como excedentes para exportación en los mercados analizados.

De acuerdo con esta información se concluyó que debido a la condición deficitaria del mercado USAC, no es apropiado usarlo como mercado de referencia para determinar los precios FOB o calcular los precios de paridad de importación desde este mercado, ya que no cumple con un requisito fundamental que es disponer de excedentes efectivos de combustibles para exportación.

Cuadro N° 1.1 Exportación Neta Mercados: EE.UU. y Europa

<u>Origen / Mercado</u>	<u>Gasolina</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diésel</u>	<u>P.Comb.</u>	<u>GLP</u>
EE.UU. – USGC	44430	10090	58255	3891	90011
EE.UU. – USAC	---	---	---	---	9534
Europa – NWE	37873	7128	19757	7295	---

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration para EE.UU., y United Nations Statistical Division, Energy Statistics Database para Europa.
 Cifras del diésel corresponden a ULS Diesel de menos de 15 ppm de azufre
 Cifras de gas licuado de petróleo corresponden a propano
 Cifras de 2024 EE.UU., Cifras de 2023 Europa - Volúmenes en 1000 m3

En este Informe se revisaron los mercados relevantes en Estados Unidos y Europa para el suministro a Chile de gasolina, kerosén, petróleo diésel y petróleo combustible; se analizó y revisó los indicadores de precio más apropiados en estos mercados para estos combustibles; se comparó las calidades actuales de estos indicadores con la normativa vigente en Chile y se determinó los ajustes requeridos para corregir los indicadores en caso necesario; se revisó los diversos parámetros y variables necesarios para calcular el flete marítimo desde estos mercados a Chile; y finalmente se analizó y revisó el modelo de cálculo del precio de paridad de estos combustibles que aplica la CNE desde aquellos mercados.

Similar análisis al anterior se efectuó para el gas licuado de petróleo proveniente del mercado USGC. Como resultado, se ajustaron algunos parámetros del flete y se actualizó el modelo de cálculo a aplicar para el GLP manteniendo el modelo basado en calcular todos los costos del viaje de la nave considerando su arriendo por tiempo, su consumo de combustible navegando y en puerto, y sus gastos de puerto. Se usa este sistema porque las publicaciones técnicas no informan cotizaciones periódicas para las rutas desde el Golfo de EE.UU. a la Costa Oeste de Sudamérica.

La revisión de los precios que reporta Argus entregó los siguientes resultados: para la gasolina, en los mercados USGC y NWE se informan precios para calidades con distinto octanaje y distinta presión de vapor (según la época del año).

Para el kerosén, ambos mercados reportan precios de kerosene de aviación con contenido de azufre de 3000 ppm (mucho mayor que el kerosén doméstico en Chile). En el caso del diésel se observó que para el mercado USGC se informan precios para distintas calidades de este producto, en cuanto a azufre y número Cetano (esta última propiedad, desde septiembre 2023), mientras que en el mercado NWE se publican precios para diésel similar en calidad al de Chile.

En el caso del petróleo combustible, en el mercado USGC se informan precios para una calidad similar a la de Chile, mientras que en el mercado NWE se publican precios para dos calidades de este producto en cuanto a contenido de azufre.

En los cuadros N° 1.2 y N° 1.3 se presentan las características de calidad, gravedad específica y correcciones por calidad que requieren los indicadores de precios determinados para estimar los precios FOB de estos combustibles en los mercados USGC y NWE, respectivamente.

Cuadro N° 1.2 Corrección Indicadores Precios FOB USGC

<u>Origen</u>	EE.UU. - USGC					
	Gasolina	Gasolina	Kerosén	Diésel	P. Comb.	G L P
Indicador	87 M	93 V	Jet 54	ULS Diesel	R.F.O. 3%	Propane
	FOB	FOB	FOB	FOB	FOB	FOB
Calidad	87 (R+M)/2	93 (R+M)/2	Grado 54	11 ppm S	3% S	Propano
	80 ppm S	80 ppm S		40 Cetano		EPC
Grav.Esp.	0.731	0.731	0.800	0.840	0.9986	0.5077
<u>Corrección</u>						
Azufre	NO	NO	SÍ	NO	NO	NO
Octano	SÍ	SÍ				
R V P	SÍ	SÍ				
Cetano				SÍ		
Efecto RIN	SÍ	SÍ		SÍ		
Arbitraje						NO

En general se pudo analizar y revisar las correcciones de precio por octano, contenido de azufre, contenido de benceno y RVP para la gasolina, en tanto que para el diésel se pudo analizar las correcciones de precio por contenido de azufre y por número Cetano.

En el caso de las gasolinas se concluyó que era necesario mantener correcciones por octanaje y RVP, pero las diferencias en cuanto a benceno y azufre eran muy pequeñas haciendo innecesario introducir factores de corrección. En el caso del diésel, se revisó y actualizó la corrección por número Cetano para el diésel de EE.UU., mientras que, con la nueva especificación de 10 ppm de azufre a nivel nacional, la diferencia con los marcadores de EE.UU. y Europa (11 ppm y 10 ppm respectivamente) se concluyó como demasiado pequeña para requerir un factor de corrección.

Para otras propiedades de la gasolina, como el contenido de aromáticos, olefinas y oxígeno, y del diésel, como el contenido de aromáticos, temperatura del 90% de destilación, viscosidad, no se pudo determinar factores de corrección cuando la especificación de calidad del indicador de precios para estas propiedades difería de la

normativa de calidad en Chile. Esto se debe a que no hay cotizaciones de precios que solo discriminen por una de estas variables para poder estimar los premios o descuentos que el mercado asigna a la variación de esta especificación de calidad.

Cuadro N° 1.3 Corrección Indicadores Precios FOB NWE

<u>Origen</u>	NWE - Rotterdam				
	Gasolina	Gasolina	Kerosén	Diésel	P.Comb.
Indicador	Mogas 95R	Mogas 98R	JET	Diesel French	Fuel Oil 3.5%
	FOB	FOB	FOB	FOB	FOB
Calidad	95 Oct RON	98 Oct RON	DEFSTAN 91/091	10 ppm S	3.5% S
	10 ppm S	10 ppm S		51 Cetano	
Grav.Esp.	0.755	0.755	0.800	0.845	0.991
<u>Corrección</u>					
Azufre	NO	NO	SÍ	NO	SÍ
Octano	SI	SI			
R V P	SI	SI			
Cetano				NO	

En el caso del kerosén doméstico se calculó un factor para corregir el contenido de azufre del Jet 54 (kerosén de aviación) de 3000 ppm a 100 ppm del kerosén doméstico.

A estas correcciones por diferencias de calidad de los precios en los mercados de referencia para definir un precio FOB válido, se recomienda agregar un descuento por “efecto RINs” a los precios de diésel y gasolina informados en el mercado USGC, descuento que se origina en el ahorro para los refinadores de EE.UU. al estar exentos los volúmenes exportados del cálculo de la obligación de mezclar biocombustibles en la gasolina y diésel vendidos en EE.UU., obligación que desde 2013 solo han podido cumplir mediante la compra de créditos transables (RINs) contra dicha obligación.

Para el caso del transporte marítimo se analizaron y revisaron los fletes de las rutas informadas por Argus para el tráfico de EE.UU. y Europa que usa la CNE para el cálculo de los precios de paridad, de manera de establecer la vigencia de la aplicación de estas rutas y se actualizaron los factores de corrección que deben aplicarse a los fletes.

Para el transporte desde la Costa del Golfo de EE.UU., se analizaron las tarifas de flete para combustibles limpios desde USGC a Chile para naves de 38 mil toneladas informadas por Argus. Estos fletes los informa en base “suma alzada” (*lumpsum*) y corresponden al reporte que Argus hace con los “traders” (compañías comercializadoras

internacionales) y “brokers” (corredores de naves) para la actividad de fletes a Chile y otros países de la Costa Oeste de Sudamérica.

Estas tarifas representan el nivel efectivo de la actividad de fletes en estas rutas, no están referidas al sistema Worldscale, y pueden ser usadas para representar el valor del flete en el polinomio de cálculo de los precios de paridad de importación, tal como UTP Consultoría lo recomienda. Estas tarifas son usadas por ENAP en el cálculo de sus precios de paridad de importación. No obstante, las tarifas informadas por Argus en base Worldscale para la ruta USGC / Caribbean –UKCM con la corrección por posicionamiento de la nave, como actualmente se usan en el polinomio de cálculo de los precios de paridad de importación de la CNE, también son representativas del nivel de mercado del flete para la ruta de las Costa del Golfo de EE.UU. a Chile.

Para el caso de Europa se estableció la necesidad de mantener la aplicación de un recargo a los fletes de la ruta empleada para estimar el flete a Chile. Las rutas y sus factores de posicionamiento se indican en el cuadro N° 1.4 siguiente.

Cuadro N° 1.4 Rutas para Fletes a Chile

<u>Origen</u>	USG	USG	NWE	NWE
Ruta Argus	USG-Chile(1)	Carib-USGC	UKC-USAC	USG-UKC
Producto	Clean	Dirty	Clean	Dirty
Tamaño Nave	38 kt	50 kt	37 kt	70 kt
Puerto Carga	USGC	Corp.Christi	Rotterdam	Rotterdam
Base Lumpsum	US \$	--	--	--
Base WS (US\$/ton)	--	20.55	30.52	30.52
<u>Posicionamiento %</u>				
<u>Recargo</u>				
Flete bajo WS	--	192	150	147
Factor	--	1.20	1.15	1.10
Flete sobre WS	--	192	150	147
Factor	--	1.30	1.25	1.20

En el caso del GLP se revisó la tarifa de *Terminaling* en la Costa del Golfo, EE.UU. y se actualizaron los parámetros del polinomio de cálculo de flete Houston-Quintero, incorporando además la nueva estructura y nivel de tarifas del peaje del Canal de Panamá.

Respecto al cálculo del flete del GLP se revisaron y actualizaron los parámetros del polinomio los cuales se indican en el cuadro N° 1.5 siguiente.

Cuadro N° 1.5 Parámetros Flete GLP

Origen GLP	USG Coast
Puerto Carga	Houston
Puerto Descarga	Quintero
Carga Nave (m3)	82000
Constantes Polinomio	
A1 (dia/ton)	0.00068
A2 (ton IFO/ton)	0.02753
A3 (ton IFO/ton)	0.00111
GVU (US\$/ton)	5.2054
CP (US\$/ton)	18.9343

Fuente : Polinomios actualizados por UTP Consultoría – 2025

En el Capítulo 2 de este Informe se hace un análisis de las importaciones en Chile en los últimos 5 años, de los cinco combustibles analizados, detallando volúmenes y origen. Se observa que el gas licuado de petróleo y el petróleo diesel son los combustibles que se importan en mayor volumen.

En el Capítulo 3 se analizan los mercados de EE.UU. y Europa para el abastecimiento de combustibles importados y se determinan sus disponibilidades de excedentes de combustibles para exportación.

Se observa que el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. (USGC) es el más adecuado para calcular los precios de paridad de importación, en tanto que el mercado de Rotterdam en el norte de Europa (NWE) también dispone de excedentes de productos para exportación. Estos dos mercados cumplen con la disponibilidad de volúmenes para exportación y precios de gran liquidez y transparencia, condiciones que son fundamentales para poder usar un mercado como origen del producto en condición FOB para el cálculo de los precios de paridad.

En los Capítulos 4 y 5 de este Informe se detalla todo el análisis y revisión que se efectuó al procedimiento de cálculo de los precios de paridad de importación para la gasolina, kerosén, petróleo diésel, petróleo combustible y GLP desde los mercados de la Costa del Golfo de EE.UU. (USGC) y desde el Noroeste de Europa, Rotterdam (NWE), con las recomendaciones de modificaciones respecto del cálculo actual de la CNE.

En el Capítulo 6 se presenta la metodología y cronograma para la revisión y actualización de parámetros y variables de los cálculos de precios paridad de importación de los combustibles líquidos y GLP. Para tres parámetros importantes, en las paridades de importación del kerosén doméstico, petróleo diesel y GLP se recomienda la revisión y actualización con una frecuencia de dos años. Otras revisiones importantes son las referidas a los parámetros del polinomio de cálculo del flete del GLP y al costo de posicionamiento en cálculos de fletes de combustibles líquidos, para los que se recomienda una revisión cada cuatro años.

En el Capítulo 7 se hace un análisis del procedimiento de cálculo que emplea ENAP para determinar semanalmente los precios de paridad de importación, los cuales usa para las ventas de los productos a las compañías distribuidoras. En general se aprecia que hay algunas diferencias entre el procedimiento de ENAP y el que usa la CNE, siendo las más importantes el caso del kerosén doméstico respecto del premio por el contenido de azufre, y la inclusión, en el cálculo de ENAP, de un costo adicional por espera en el tránsito del Canal de Panamá.

En los capítulos siguientes se hace un análisis de las consideraciones que tienen presente GASCO y LIPIGAS, en el Capítulo 8, y COPEC y ENEX, en el Capítulo 9, respecto de sus importaciones directas. Éstas son complementadas con el abastecimiento con productos de ENAP.

Finalmente, en el capítulo 10 se hace un análisis comparativo de los precios de los precios FOB y los fletes incluidos en los precios de paridad calculados por la CNE con los precios efectivos FOB y fletes de las importaciones de diésel y de GLP informados por el Dirección Nacional de Aduanas para los dos últimos años. Se usó el caso de estos dos productos porque son los combustibles que se importan en mayor volumen y en forma regular.

En ambos combustibles se observa que los procedimientos de cálculo de los precios de paridad que usa la CNE y que han sido revisados en este estudio, presentan diferencias al compararlos con los precios efectivos pagados por las importaciones de estos productos debidos a diferencias por los tipos de contratos, precios fijos e indexados y fechas de arribo al puerto de descarga.

Conclusiones

- 1.- Del análisis y revisión del modelo de cálculo de los precios de paridad usado por la CNE se puede concluir que el procedimiento permite evaluar el costo alternativo de importar combustibles desde los mercados de EE.UU. y Europa, en condición ocasional (spot), considerando los efectos de los precios FOB y fletes para combustibles de similar calidad a la indicada en la normativa chilena para estos productos.
- 2.- Los indicadores de precio FOB informados por la publicación técnica internacional Argus, escogidos para los dos mercados (USGC y NWE), cumplen con las condiciones de liquidez, transparencia y representatividad del nivel de precios de mercado, necesarias para tener una buena estimación periódica de los precios FOB de estos combustibles.
- 3.- El análisis y revisión de los indicadores de precio FOB usados para cada origen, mostró que era necesario corregir el precio informado para el indicador, mediante algunos factores apropiados para ajustar el octanaje, contenido de azufre, presión de vapor y número Cetano, de manera de reflejar la diferencia de calidad de estos indicadores respecto a la calidad vigente de los combustibles en Chile.

4.- Las rutas de los tráficos analizados que usa la CNE para estimar el flete a Chile desde los dos mercados de origen en el modelo de cálculo de los precios de paridad, están referidas a rutas informadas por Argus y corresponden a patrones de tráfico con gran actividad, lo que garantiza niveles de liquidez y representatividad en los indicadores de fletes. En el caso de los productos limpios, se recomienda cambiar la ruta USGC / Caribs- UKCM en modalidad WS, para estimar el flete de los productos limpios desde el mercado de USG, por la tarifa en modalidad lumpsum USGC – Chile. En los demás casos, los factores de posicionamiento que corrigen los niveles de mercado de los fletes fueron revisados y modificados de acuerdo con un análisis estadístico de los niveles históricos y estacionales de los fletes de los últimos años.

5.- Del análisis efectuado a los mercados usados por el modelo de cálculo de precios de paridad se puede concluir que el mercado del norte de Europa (NWE) mantiene su condición de exportador con excedentes significativos de productos y precios con liquidez y transparencia apropiada, condiciones fundamentales para usar un mercado como origen de las importaciones para el cálculo del precio de paridad. En el mercado de EE.UU. solamente el mercado de la costa del Golfo (USG) mantiene esa condición. El mercado de la Costa Atlántica (NY), pese a tener precios con buena liquidez y transparencia, no presenta excedente de volúmenes para exportación y se muestra deficitario en todos los combustibles, presentando una altísima dependencia del mercado de la costa del Golfo de EE.UU. (USGC), por lo que se recomienda no usar este mercado para determinar precios FOB ni precios de paridad de importación.

6.- De la comparación de los precios de paridad calculados por la CNE con la metodología revisada en este estudio, con los precios efectivos de las importaciones de diesel y de gas licuado de los dos últimos años, se observa que estos precios de paridad de importación calculados siguen con desviaciones aceptables las tendencias observadas en los precios efectivos pagados por las importaciones de estos productos, según las cifras de la Dirección Nacional de Aduanas. Las desviaciones respecto a estos últimos precios se deben a las dispersiones que ellos presentan como consecuencia de los distintos tipos de contratos de abastecimiento, ocasionales o a plazo, precios indexados y fijos, y diferencias entre las fechas de arribo al puerto de descarga y la semana o mes en el cual se fijó el precio.

7.- Con el objeto de verificar la validez y vigencia de los indicadores que se usan en el cálculo de los polinomios, se recomienda su revisión según lo expuesto en el Capítulo 6 de este Informe. Los cambios posibles se pueden presentar debido, entre otros, a modificaciones en las especificaciones tanto en Chile como en los mercados de referencia, la liquidez de las cotizaciones, los eventuales cambios que realicen las agencias técnicas de precio, la aparición de arbitrajes de precios entre mercados que requieran corregir los precios del mercado de referencia, gastos asociados a la operación de las naves, etc.

2.- Origen de las Importaciones de Combustibles en Chile

En este capítulo se presenta el detalle del origen que han tenido las importaciones de gasolinas, kerosén, diésel, petróleo combustible y gas licuado de petróleo (GLP) en los últimos cinco años en Chile, período 2020 a 2024. Se detalla además la participación de ENAP y de las compañías distribuidoras en las importaciones de estos combustibles.

2.1.- Origen de las Importaciones de Gasolinas

En el cuadro N° 2.1 se presenta el detalle del origen de las importaciones de gasolinas. Se puede apreciar que, del volumen anual importado de gasolinas en el periodo, prácticamente la totalidad ha provenido de la Costa del Golfo de Estados Unidos, salvo dos cargamentos ocasionales provenientes de Perú y de España.

Esto se debe principalmente a que la gasolina de la Costa del Golfo de Estados Unidos cumple con los requerimientos de calidad de las gasolinas en Chile, tiene disponibilidad de grandes volúmenes para exportación y costos de transporte menores respecto a otros orígenes.

En el año 2020 se observa un bajo volumen de importaciones debido a la disminución de la demanda nacional que se produjo debido a la pandemia del COVID-19. Ese año la participación de mercado de la producción de ENAP subió al 88 %, como se muestra en el cuadro N° 2.4 siguiente.

En el año 2022 se aprecia un volumen de importaciones que duplica los volúmenes de los años previo y posterior. Este aumento de alrededor de 1 millón de m3 se debe a que ese año la Refinería Bío-Bío de ENAP tuvo un paro de operaciones por mantención que se extendió más de lo programado por una huelga de los trabajadores contratistas, la que impidió reanudar la operación en la fecha programada. Esto provocó una disminución de 0.8 millones de m3 en la producción de gasolinas de ENAP ese año, según se observa más adelante, en el cuadro N°2.4.

Cuadro N° 2.1 Origen Importaciones Gasolinas - Chile

<u>Origen</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>
España	--	--	--	61	--
Perú	37	--	--	--	--
Golfo EE.UU.	373	1078	2190	1068	790
Total	410	1078	2190	1129	790
% de EE.UU.	91	100	100	95	100

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas
Volumen en 1000 m3

En el cuadro N° 2.2 se muestran los volúmenes importados de las gasolinas de 93 octanos y de 97 octanos. Se observa que se importa una mayor proporción de gasolina de 93 octanos y el mayor importador de esta calidad es ENAP, ya que la importación de esta calidad le permite a ENAP ajustar de mejor manera el balance de octanaje con su producción propia de gasolinas.

Cuadro N° 2.2 Importaciones Gasolinas - Chile

<u>Producto</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>
Gasolina 93 oct	404	925	1982	1098	659
Gasolina 97 oct	5	153	208	31	131
Total	410	1078	2190	1129	790

Fuente: Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas
Volumen en 1000 m3

En el cuadro N° 2.3 se detalla la participación de ENAP y las compañías distribuidoras en las importaciones de gasolinas en el periodo que se indica.

ENAP es el principal importador de gasolina, principalmente para complementar la producción de sus refinerías en el abastecimiento de sus clientes nacionales, y también para suplir bajas en dicha producción por paros de mantenimiento o detenciones de plantas por eventos imprevistos.

Las importaciones de gasolinas por parte de las compañías distribuidoras se realizan para suplir el déficit de la demanda nacional que ENAP no abastece, ya que la producción de gasolinas de ENAP suple en torno al 80% de la demanda, según se indica en el cuadro N° 2.4 siguiente. Además, las compañías distribuidoras aumentan sus importaciones ocasionalmente, cuando se presentan oportunidades comerciales atractivas en el mercado internacional ya sea de la Costa del Golfo o de otros orígenes.

Cuadro N° 2.3 Importadores de Gasolinas - Chile

<u>Importador</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>
ENAP	280	423	1573	627	597
COPEC	130	644	617	502	193
ENEX	--	8	--	--	--
ESMAX	--	3	--	--	--
Total	410	1078	2190	1129	790

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas
Volumen en 1000 m3

En el cuadro N° 2.4 siguiente se detalla la distribución de la producción de gasolinas de las refinerías de ENAP y su participación en la demanda del mercado nacional de gasolinas en el periodo en análisis.

En el cuadro se aprecia que ENAP ha mantenido su nivel de producción en torno a los 4 millones de m3 anuales, salvo producciones menores en el año 2020 debido al COVID-19, y en el año 2022 debido a que el paro de mantención programada de la Refinería Bío-Bío tuvo una duración excesiva por paralización de faenas por la huelga del personal de contratistas que participaban en los trabajos.

Respecto a la participación de mercado de la producción de ENAP, se observa que ésta ha promediado 80 % en el quinquenio, aunque con desviaciones importantes en los años 2020 y 2022, por las razones mencionadas en el párrafo anterior.

Cuadro N° 2.4 Destino Producción Gasolinas ENAP

	2020	2021	2022	2023	2024
Producción	3497	4080	3276	4112	4453
Exportación	--	52	--	34	40
Venta Nacional ENAP	3821	4406	4779	4643	4565
Consumo Nacional	3932	4945	5301	5075	5061
Participación %	89	83	62	81	88

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), Memorias de ENAP y CNE
Volumen en 1000 m3

2.2.- Origen de las Importaciones de Kerosén

El kerosén se ha importado regularmente de calidad kerosén de aviación, para complementar la demanda que la producción de ENAP no cubre. Las importaciones provienen principalmente de EE.UU., con embarques ocasionales desde el lejano oriente.

En general la importación de kerosén se ha incrementado en los últimos años, debido a que ENAP ha tratado de producir más petróleo diésel para suplir en parte el aumento de la demanda y tratar de compensar la disminución progresiva en su participación en el mercado nacional de petróleo diésel, que se ha mantenido por debajo del 40%.

En el cuadro N° 2.5 se indica el detalle del origen de las importaciones de kerosén. Se observa que, en el periodo en análisis, ha habido embarques ocasionales provenientes de Japón, Corea del Sur y China, debido a que después de la pandemia COVID-19 estos orígenes se han vuelto apropiados para el abastecimiento debido a especificaciones del combustible adecuadas y porque se han producido arbitrajes de precio convenientes, esto es, el diferencial de precios internacionales entre estos mercados y la Costa del Golfo han permitido a los importadores chilenos aprovechar oportunidades, diversificando el origen del diésel y logrando condiciones más ventajosas que las habituales con EE.UU. En el Anexo N° 1 se explica en mayor detalle el concepto de arbitraje y también sus aplicaciones en la determinación de precios.

Oportunidades de arbitrajes favorables para la importación desde Corea del Sur, se han vuelto más frecuentes porque este país es principal proveedor de las importaciones de kerosén que llegan a EE.UU., con 65% del total. En los últimos años, las exportaciones provenientes de Corea del Sur a la Costa Oeste de EE.UU. se han mantenido entre 3.7 y 4.5 millones de m3 anuales, quedando en buena posición para combinar cargamentos a la costa oeste de Sudamérica.

Cuadro N° 2.5 Origen Importaciones Kerosén - Chile

	2020	2021	2022	2023	2024
EE.UU.	118	520	676	451	602
Japón	--	--	50	116	--
Corea del Sur	120	--	--	57	56
China	32	--	--	28	64
Total	270	520	726	652	722
% de EE.UU.	44	100	93	69	83

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas
Volumen en 1000 m3

En cuanto a las compañías importadoras, en el cuadro N° 2.6 se muestra la participación en las importaciones de kerosén. COPEC se ha mantenido como el mayor importador, ya que realiza las importaciones directamente en vez de comprar ese déficit de kerosén a ENAP. De esta forma mantiene un control logístico de la operación de abastecimiento importado, que es complementario al abastecimiento que recibe de ENAP.

La participación de las otras compañías distribuidoras ha ido aumentando, tal es el caso de ENEX, que opera su red de distribución con bandera Shell bajo licencia, mientras que ESMAX, que operaba su red de distribución con bandera PETROBRAS bajo licencia, mantuvo una presencia menor hasta 2024, año en que fue adquirida por ARAMCO, operando desde 2025 con su propia bandera. Estas compañías tienen hasta ahora una participación de mercado mucho menor que COPEC, por lo que no obtienen mayores ventajas logísticas con el abastecimiento de producto importado.

Cuadro N° 2.6 Importadores de Kerosén - Chile

Importador	2020	2021	2022	2023	2024
ENAP	80	--	40	--	154
COPEC	190	338	540	502	354
ENEX	--	109	104	110	159
ESMAX	--	73	42	40	55
Total	270	520	726	652	722

Fuente: Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas
Volumen en 1000 m3

En el cuadro N° 2.7 siguiente se presenta la distribución de la producción de kerosén de las refinerías de ENAP y su participación en la demanda del mercado nacional de kerosén en el periodo en análisis.

En dicho cuadro se aprecia que ENAP ha mantenido un nivel creciente de producción, partiendo de niveles bajos en el bienio 2020-2021 debido a la menor demanda ocasionada por la pandemia COVID-19.

Respecto a la participación de mercado de la producción de ENAP, se observa que ésta ha ido subiendo desde 2021, hasta alcanzar el 65% de 2024. La participación de la producción fue mayor, 74%, en 2020, debido al brusco e inesperado descenso del consumo nacional derivado del comienzo de la pandemia en Chile.

Cuadro N° 2.7 Destino Producción Kerosén ENAP

	2020	2021	2022	2023	2024
Producción	790	658	826	923	1096
Exportación	--	--	--	--	--
Venta Nacional ENAP	906	631	826	936	122
Consumo Nacional	1069	1165	1438	1577	1699
Participación %	74	56	57	59	65

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), Memorias de ENAP y CNE
Volumen en 1000 m3

2.3.- Origen de las Importaciones de Petróleo Diésel

En 2024 las importaciones de petróleo diésel alcanzaron un total de US\$ 4600 millones, constituyéndose en el principal producto de importación de Chile. Este monto corresponde al 46% del total de US\$ 9960 millones de combustibles y petróleo crudo importados ese año.

El petróleo diésel es el combustible que se importa en mayor proporción respecto a la demanda nacional. Las importaciones en los últimos cinco años se han mantenido entre 6.5 y 6.8 millones de m3, salvo para los años 2020 y 2022 en los cuales se importaron cantidades mayores debido al COVID-19 y a la menor producción de ENAP en 2022 debido a la mayor duración del paro de mantención programada de la Refinería Bío-Bío, que tuvo que extenderse debido a la huelga de los contratistas, como se mencionó antes.

En el cuadro N° 2.8 se presenta el detalle del origen y volúmenes importados de petróleo diésel para el periodo 2020-2024. Se observa que el origen principal del diésel ha sido de EE.UU., que ha mantenido una participación relevante, en torno al 85%, durante el periodo en análisis. En los últimos tres años las importaciones desde Corea del Sur y Japón han alcanzado una participación entre 13% y 18%, ya que se han producido arbitrajes favorables que han vuelto atractivos los volúmenes desde esos orígenes.

Cuadro N° 2.8 Origen Importaciones Diésel - Chile

	2020	2021	2022	2023	2024
EE.UU.	5383	5426	7200	6053	5629
Corea del Sur	95	205	94	76	571
Japón	147	450	806	650	613
China	613	465	--	24	--
Perú	59	--	--	--	--
Total	6297	6546	8100	6803	6813
% de EE.UU.	85	83	89	89	83

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas
Volumen en 1000 m3

En los últimos 10 años los excedentes de petróleo diésel en EE.UU. han crecido en gran magnitud debido a la mayor disponibilidad de petróleo de producción nacional proveniente de los yacimientos de “shale oil”. Este shale oil es un tipo de petróleo no convencional que se extrae de formaciones de roca de esquisto (shale) mediante nuevas técnicas como la fracturación hidráulica y la perforación horizontal. El gran aumento de la producción hecho posible por estas nuevas técnicas hizo que desde 2018 EE.UU. se consolidara como el mayor productor de petróleo del mundo.

Las refinerías de EE.UU. se adaptaron a la gran disponibilidad y características del shale oil (muy rico en hidrocarburos livianos) incrementando fuertemente la producción y exportaciones de gasolina, diésel y kerosén.

Las exportaciones de petróleo diésel de EE.UU. de muy bajo contenido de azufre (menos de 15 ppm), principalmente desde el mercado de la Costa del Golfo (USGC), han crecido un 60% en estos últimos 10 años, alcanzando un nivel de 58 millones de m3.

En el cuadro N° 2.9 se detallan las compañías importadoras de petróleo diésel en el periodo en análisis. Se puede observar que el principal importador es COPEC con una participación entre 65% y 69% del total importado, salvo los años 2020, por la pandemia COVID-19, y 2022, debido a la huelga de contratistas de ENAP ya mencionada.

Cuadro N° 2.9 Importadores Petróleo Diesel - Chile

Importador	2020	2021	2022	2023	2024
ENAP	2034	857	1873	856	892
COPEC	3567	4463	4853	4460	4525
ENEX	578	822	985	1046	949
ESMAX	118	404	389	441	447
Total	6297	6546	8100	6803	6813

Fuente: Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas
Volumen en 1000 m3

Con excepción de los años 2020 y 2022 ya mencionados, la participación de ENAP se ha mantenido en torno al 12%, en tanto que el resto de las importaciones las realizan ENEX y ESMAX.

Las compañías distribuidoras realizan las importaciones directamente, en vez de comprar ese déficit a ENAP, porque así logran un mejor control logístico de la operación de abastecimiento, aprovechan arbitrajes de precios y complementan la logística del volumen importado con la del abastecimiento que reciben de ENAP. En la práctica, las importaciones las distribuyen mediante descargas parciales de los buques-tanque que traen producto importado en los terminales del norte del país, eliminando la fase del transporte de cabotaje desde los terminales de Quintero y San Vicente hacia la zona norte del país.

En el cuadro N° 2.10 siguiente se detalla la distribución de la producción de las refinerías de ENAP y su participación en la demanda del mercado nacional de petróleo diésel en el periodo en análisis.

Cuadro N° 2.10 Destino Producción Petróleo Diesel ENAP

	2020	2021	2022	2023	2024
Producción	3010	3634	3123	3757	3740
Exportación	17	--	--	25	56
Venta Nacional ENAP	4783	4677	4813	4581	4462
Consumo Nacional	9290	10689	10864	10427	10628
Participación %	34	30	28	36	37

Fuente: Elaboración UTP Consultoría con datos de SEC, Memorias de ENAP y CNE
Volumen en 1000 m3

La participación de la producción de ENAP en el mercado nacional de petróleo diésel promedió 33% en el quinquenio con tendencia al alza.

La producción de ENAP ha tenido un modesto crecimiento, pero la empresa no ha hecho las inversiones mayores que le permitirían aumentar significativamente su capacidad de producción de petróleo diesel. Mientras que, por otra parte, se prevé que la demanda nacional por petróleo diésel crecerá más rápidamente como consecuencia de los mayores consumos en transporte carretero y en la minería, y posiblemente en generación eléctrica si el país sufriera un nuevo ciclo de sequía severo. Por esto, lo más probable es que las importaciones de petróleo diésel continuarán subiendo.

Las limitaciones a la producción de petróleo diésel de ENAP presentadas por la capacidad de refinación podrían salvarse parcialmente mediante la refinación de una dieta con una mayor participación de petróleos crudos "livianos" (esto es ricos en hidrocarburos livianos como gasoil y kerosén), como los que se exportan desde África Occidental (Nigeria, principalmente) y del Mar del Norte (Reino Unido y Noruega).

Estos petróleos crudos livianos formaban parte importante de la dieta de las refinerías de ENAP hasta comienzos de la década de los 2000. Pero esta situación cambió posteriormente al ir entrando en régimen numerosos tratados de libre comercio (TLC) y otros convenios de desgravación arancelaria total de Chile con EE.UU., la Unión Europea, Mercosur, Colombia, Ecuador y Perú, entre otros, en lo concerniente al petróleo crudo y sus derivados. Así, las importaciones de los productos derivados (gasolina, petróleo diésel, kerosene, y otros) provenientes de los mayores centros de refinación del mundo (EE.UU. y Europa) quedaron completamente desgravadas (arancel 0% en vez del arancel general de 6%) reduciendo a 0 la protección arancelaria a las refinerías locales. Por otra parte, también quedaron con arancel 0% las importaciones de petróleo crudo provenientes de Argentina, Brasil, Ecuador, Colombia, Perú, Reino Unido y EE.UU. Pero quedaron con el arancel general de 6% los petróleos crudos del resto del mundo (África Occidental, Medio Oriente, Noruega, y Eurasia), los que se hicieron prohibitivos para ENAP por el costo del arancel general.

Por unos años, ENAP pudo compensar la desventaja de no poder acceder a costos competitivos a los petróleos crudos livianos del África Occidental mediante la compra de crudos argentinos (en particular, los que importaba vía Oleoducto Trasandino a la Refinería Petrox, actual Refinería Bio-Bío) y con compras de petróleos crudos de la parte británica del Mar del Norte. No había posibilidad de importar crudos livianos de EE.UU. porque este país mantuvo prohibida la exportación hasta 2016.

Pero hacia 2005 se terminaron las exportaciones de petróleo argentino a Chile por el Oleoducto Trasandino debido al descenso de la producción de petróleo en Argentina, haciéndose asimismo esporádicas las importaciones de crudo argentino por vía marítima. Y, por otra parte, la declinación de la producción de petróleo británica en el Mar del Norte encareció mucho la importación de petróleo de ese origen a Chile.

Al irse reduciendo las posibilidades para acceder a crudos livianos como los de África Occidental y del Mar del Norte, las refinerías de ENAP entraron en un proceso de modificación mayor de sus operaciones y cambios en su infraestructura para optimizar la refinación con una dieta pobre en petróleos crudos livianos, y más abundante en crudos medianos y pesados (menos ricos en hidrocarburos livianos), provenientes de Brasil, Ecuador y Colombia, principalmente, pero no se logró evitar completamente la reducción de la producción de petróleo diésel.

Así, según las mismas fuentes del Cuadro 2.10, en 2003 con ENAP refinando crudos de África Occidental y de Argentina (vía el Oleoducto Trasandino), la producción de petróleo diésel de sus refinerías fue 4.7 millones de m³. En 2008, último año en que ENAP refinó crudos de África Occidental, la producción de petróleo diésel fue de 4.4 millones de m³. Estos volúmenes fueron 24% y 16% mayores, respectivamente, que la producción alcanzada en 2023 (3.7 millones de m³), refinando este último año solo petróleos crudos de Sudamérica.

En el segundo semestre de 2023, ENAP inició las pruebas para reanudar la compra de petróleo crudo desde Argentina, de los campos petrolíferos de Vaca Muerta, a través del Oleoducto Transandino. Ese año se recibieron 1.4 millones de m³ por el oleoducto. En 2024, el total subió a 4.5 millones de m³, con el oleoducto operando todo el año. Con este

nuevo abastecimiento de crudo argentino por el oleoducto, la producción de petróleo diésel de ENAP ha empezado a subir, mejorando su participación de mercado, tal como se notó más arriba.

2.4.- Origen de las Importaciones de Petróleo Combustible

El petróleo combustible se importa de manera ocasional para balancear las necesidades de producto para el mercado industrial y principalmente para la venta de combustible marítimo para naves (“rancho” o “bunker”) en la zona central de Chile, Valparaíso y San Antonio.

Cuadro N° 2.11 Origen Importaciones Petróleo Combustible

	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>
Perú	--	85	150	82	54
Total	--	85	150	82	54

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas
Volumen en 1000 m3

En el cuadro N° 2.11 se muestra el detalle del origen de las importaciones de petróleo combustible para el periodo 2020-2024. En este periodo solo hubo importaciones de volúmenes ocasionales provenientes de Perú. Este combustible importado fue de calidad IFO-380 con bajo azufre. Este IFO-380 es un petróleo combustible similar al petróleo combustible N°6, pero con menor viscosidad y menor contenido de azufre y metales (vanadio, principalmente), restricciones necesarias para la operación como combustible de motores para naves.

Respecto a las empresas importadoras, en el cuadro N° 2.12 se indica el detalle de los volúmenes importados. Se puede apreciar que todas las importaciones ocasionales las realizó ENAP, salvo una pequeña partida que importó COPEC.

Cuadro N° 2.12 Importadores de Petróleo Combustible

<u>Importador</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>
ENAP	--	85	150	82	47
COPEC	--	--	--	--	7
Total	--	85	150	82	54

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas
Volumen en 1000 m3

En el cuadro N° 2.13 siguiente se detalla la distribución de la producción de las refinerías de ENAP y su participación en la demanda del mercado nacional de petróleo combustible en el periodo en análisis.

Del cuadro se observa que el consumo nacional de petróleo combustible ha mantenido una tendencia a la baja, con un 28% menos en el periodo de 5 años, la que se ha debido principalmente a las mayores restricciones medio ambientales.

Se aprecia además que la producción de ENAP de petróleo combustible también ha disminuido en el periodo en análisis, pero no lo suficiente, por lo que ha debido realizar exportaciones de los excedentes que no puede colocar en el mercado nacional.

Del mismo cuadro, se deduce que ENAP acumuló inventarios de petróleo combustible en el bienio 2020-2021, pero que la disminución de la producción y el aumento de las exportaciones en los tres años siguientes le permitieron bajar el exceso de inventarios del bienio 2020-2021.

Cuadro N° 2.13 Destino Producción P. Combustible ENAP

	2020	2021	2022	2023	2024
Producción	803	1066	714	656	525
Exportación	141	344	418	202	171
Venta Nacional ENAP	506	629	453	556	428
Consumo Nacional	615	684	552	557	441
Participación %	100	100	100	100	100

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de la SEC, Memorias de ENAP y CNE
Volumen en 1000 m3.

La dieta de petróleos crudos de las refinerías de ENAP es muy intensiva en petróleos crudos medianos y pesados regionales, como se comentó antes, en la Sección 2.3, en relación con la producción de petróleo diésel. Esto, junto con el persistente descenso del consumo nacional de petróleo combustible es lo que hace que se produzca más de este producto que lo requerido por el mercado nacional y se deba exportar los excedentes, absorbiendo el costo del flete desde Chile al mercado de destino, normalmente América Central.

2.5.- Origen de las Importaciones de Gas Licuado de Petróleo

Tal como se puede apreciar en el Cuadro 2.14, el mercado de GLP en Chile es deficitario. La producción total de ENAP representó solo 32% del Consumo Nacional de GLP en el quinquenio 2020-2024. Un 60% de la producción se concentra en Magallanes, principalmente del fraccionamiento de líquidos del gas natural en la región y que se

exporta en su mayoría. El 40% restante se produce en las refinerías Aconcagua y Bio-Bío y se comercializa en la zona centro-sur de Chile.

Cuadro N° 2.14 Destino Producción GLP ENAP

	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>
Producción	893	800	757	964	1006
Exportación	--	367	461	497	485
Venta Nacional ENAP	866	407	270	365	377
Consumo Nacional	2589	2790	2792	2791	2890
Participación %	34	29	27	35	35

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de la SEC, Memorias de ENAP y CNE
Volumen en 1000 m3.

Por esta condición de mercado nacional deficitario es que deben hacerse importaciones regulares del producto, por vía terrestre, desde Argentina, y por vía marítima, casi en su totalidad desde EE.UU. hasta los terminales de Mejillones, Quintero y San Vicente.

En el cuadro 2.15 se detalla el origen de las importaciones de GLP para el periodo de 2020 a 2024, de acuerdo con estadísticas de la Dirección Nacional de Aduanas. Se observa que EE.UU. es el principal origen de las importaciones, con un 71% del total en el quinquenio, siendo el restante 29% importado desde Argentina.

Las importaciones de GLP por vía marítima fueron provenientes de EE.UU. casi en su totalidad, registrándose importaciones ocasionales desde Argentina por esta vía, totalizando solo 64 mil toneladas en el quinquenio.

Cuadro N° 2.15 Origen Importaciones GLP - Chile

	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>
Argentina	418	378	415	483	512
EE.UU.	980	1070	1190	975	1063
Total	1398	1448	1605	1458	1575
% EE.UU.	70	74	74	67	67

Fuente: Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas
Cantidad en 1000 ton

En el cuadro N° 2.16 se detalla la distribución de las importaciones de GLP según el medio de transporte.

Cuadro N° 2.16 Medio de Importación GLP - Chile

	2020	2021	2022	2023	2024
Marítima	1000	1070	1201	1008	1063
Poliducto	270	227	244	273	254
Terrestre	<u>128</u>	<u>151</u>	<u>160</u>	<u>177</u>	<u>258</u>
Total	1398	1448	1605	1458	1575

Fuente: Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas
Cantidad en 1000 ton

Las importaciones provenientes de Argentina se hacen principalmente por vía terrestre con camiones de 17 a 23 ton de capacidad, en distintas regiones, y por poliducto a ENAP en la zona de Magallanes.

En el caso de las importaciones por vía terrestre en camiones, éstas se realizan desde Argentina, a Antofagasta por el paso Jama desde Salta; a la Región Metropolitana por el paso Los Libertadores desde Mendoza; y a Concepción por el paso de Pino Hachado desde Neuquén.

Estas importaciones vía terrestre han aumentado significativamente, duplicándose desde un nivel de 130 mil toneladas en 2020 hasta el nivel de 260 mil toneladas en 2024, debido principalmente a la mayor obtención de GLP proveniente de la extracción de gas y petróleo crudo del yacimiento no convencional de Vaca Muerta, y a cambios en las condiciones de la economía de Argentina, depreciación del peso y medidas arancelarias que han vuelto más competitivo el precio del gas licuado para exportación.

En cuanto a las compañías importadoras de GLP, en el cuadro N° 2.17 se detallan los volúmenes importados por vía marítima por cada compañía. Se aprecia que ENAP no importó GLP por vía marítima en el periodo.

En 2015 LIPIGAS inicio importaciones de GLP por vía marítima con recepción en el terminal de Oxiquim en Quintero, con embarques en naves de 40 mil m3 de capacidad. La descarga la hace a un estanque refrigerado de 50 mil m3 construido por Oxiquim y que es operado por LIPIGAS con un contrato a 25 años, hasta 2040.

Cuadro N° 2.17 Importadores de Gas Licuado – Vía Marítima

	2020	2021	2022	2023	2024
GASMAR	682	696	325	--	--
ABASTIBLE	--	--	456	383	404
GASCO	--	--	--	272	287
LIPIGAS	<u>318</u>	<u>374</u>	<u>420</u>	<u>353</u>	<u>372</u>
Total	1000	1070	1201	1008	1063

Fuente: Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas
Cantidad en 1000 ton

En el año 2018 el Tribunal de la Libre Competencia (TDLC) realizó una investigación respecto de la participación de ABASTIBLE y GASCO en la propiedad de GASMAR. El informe del TDLC, que determinó que ambas compañías debían vender su participación en GASMAR fue apelado ante la Corte Suprema, la cual en noviembre de 2019 ratificó lo determinado por el TDLC y ordenó la venta de GASMAR. La venta se materializó en julio de 2021 al fondo de inversión norteamericano Arroyo Energy. GASMAR entonces dejó de importar y cambió su modelo de negocios a un modelo de servicio de descarga, almacenamiento y logística para terceros.

En la actualidad, en Quintero están los terminales de almacenamiento de GLP refrigerados de GASMAR, con 145 mil metros cúbicos de capacidad, y el terminal de Oxiquim operado por LIPIGAS con 50 mil metros cúbicos de capacidad. En 2021 inicio las operaciones el terminal de Hualpén con una capacidad de 40 mil metros cúbicos. Ese mismo año comenzó a operar el terminal de Mejillones, con una capacidad de 20 mil metros cúbicos de GASMAR y de 10 mil metros cúbicos de LIPIGAS. Todos estos terminales pueden recibir naves del rango de 80000 metros cúbicos de capacidad. Algunos de los cargamentos de importación en estas naves se descargan parcialmente en Quintero y el saldo en combinación con el terminal Hualpén de San Vicente o con el de Mejillones.

En el cuadro N° 2.18 se detallan los orígenes de las importaciones de GLP vía marítima para el periodo analizado. Se observa que el abastecimiento casi en su totalidad ha provenido desde EE.UU. con algunos embarques ocasionales desde Argentina.

Cuadro N° 2.18 Origen Importaciones vía Marítima GLP

	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>
Argentina	20	--	11	33	--
EE.UU.	<u>980</u>	<u>1070</u>	<u>1190</u>	<u>975</u>	<u>1063</u>
Total	1000	1070	1201	1008	1063

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas
Cantidad en 1000 ton

Durante el periodo analizado se observa que el total importado desde EE.UU. se ha mantenido en el nivel de 1 millón ton anuales. Solamente en el año 2022 se aprecia un desvío importante, un alza de 120 mil toneladas respecto del año anterior.

3.- Mercados para Importación de Combustibles a Chile

Para el cálculo de los precios de paridad de importación, actualmente la CNE usa la información de indicadores de precios del mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. (USG) para gasolinas, kerosén, petróleo diésel y petróleo combustible. Aunque actualmente la CNE no hace un seguimiento de los precios de estos combustibles en el mercado del Noroeste de Europa - NWE, sí tiene acceso a información para verificar dichos precios.

Para el cálculo del precio de paridad de importación del gas licuado de petróleo (GLP), la CNE usa la información de precios del mercado USG.

En este estudio se revisó y actualizó la relevancia de ambos mercados, USG y NWE, respecto del abastecimiento de estos combustibles. Para ello se tomaron en cuenta los aspectos de disponibilidad de producto para exportación en forma regular; indicadores de precio con suficiente liquidez, profundidad y transparencia; las diferencias de especificaciones de calidad de los combustibles con relación a las normas chilenas (establecidas por Decreto Supremo 39 Ministerio de Energía, del 28.06.2024); y las diferenciales de costo de transporte.

Para determinar los precios de paridad de importación de estos combustibles, se consideraron las especificaciones de calidad en Chile, excluyendo la Región Metropolitana, de la gasolina de 93 octanos (10 ppm de azufre), la gasolina de 97 octanos (10 ppm de azufre), el kerosén (100 ppm de azufre), el Petróleo Diésel B-1 (10 ppm de azufre), el petróleo combustible N°6 y el gas licuado de petróleo.

Para la indexación de los precios FOB en cada origen, la CNE usa actualmente la información de las cotizaciones diarias de precios de combustibles informadas por la agencia de precios Argus Media (en adelante, Argus). Las cotizaciones de esta fuente son las más apropiadas, ya que corresponden a precios informados para los diversos mercados relevantes para Chile, con una gran liquidez y representatividad derivadas del reporte de un gran número de transacciones diarias. Además, corresponden a cotizaciones usadas ampliamente en el mercado internacional como precios de referencia para un gran número de transacciones físicas de productos. Los precios informados corresponden a los precios de combustibles con calidad y condiciones de entrega estándar.

Fuente de los Precios de Referencia

Entre las más de 30 diversas “agencias de precios”, esto es, publicaciones técnicas que informan precios de combustibles en mercados locales y en el mercado internacional, destacan Platts (fundada en 1923), Argus (fundada en 1970) e ICIS, como las de mayor cobertura de mercados y precios para diversas especificaciones de productos. Las plataformas informativas como Thomson Reuters y Bloomberg también publican precios para algunos productos y mercados, pero su cobertura es muy limitada y en general no se usan como referentes de precios para empresas en el negocio del petróleo.

Históricamente, Platts es la que tenía la mayor aceptación en la industria, por lejos, mientras que las demás agencias de precios disputaban su preeminencia solo en algunos nichos. Por ejemplo, ICIS en precios petroquímicos y OPIS en precios del GLP. Pero

desde mediados de la década 2001-2010, Argus se convirtió en un potente competidor de Platts, aumentando su cobertura de mercados y desarrollando nuevos marcadores de precios. Aunque no se puede saber con certeza, este período de ascenso de Argus coincide con la implementación de una nueva forma de “price discovery” por parte de Platts (que se describe más abajo) en vez del tradicional reporte, método que continuó y continúa usando Argus; y coincide además con el desarrollo de nuevos marcadores de precios por parte de Argus, de gran aceptación, indicando una mayor sintonía de esta agencia con las cambiantes necesidades de información de mercado para las empresas y gobiernos.

En 2009 se registra un cambio importante en este mercado de las agencias de precios, al adoptar Arabia Saudita el nuevo índice de precios de crudos “sour” (crudos con alto contenido de azufre) del Golfo de México creado por Argus (Argus Sour Crude Index, ASCI), como referente para fijar los precios de venta a EE.UU. de su petróleo crudo, mayoritariamente de calidad “sour”, desestimando como referente el precio del West Texas Intermediate (WTI), crudo este de calidad con muy bajo contenido de azufre (“sweet”). En el caso del GLP, Argus creó el Argus Far East Index (AFEI), un índice de precios que es el referente para el comercio internacional de importación en el Lejano Oriente.

En 2012, la Agencia Internacional de Energía reemplazó a Platts por Argus como proveedor de precios de productos y crudos, lo que fue seguido en años siguientes por las agencias gubernamentales de Chile (en 2013); Ecuador, Colombia y Portugal (en 2015); y por la OPEP (en 2016).

No existe información sobre las participaciones de mercado actuales de Platts y Argus en la provisión del servicio de información de precios de productos refinados, pero sí está claro que se ha consolidado un tremendo avance en el uso de los precios de Argus en relación con la preeminencia de que gozó Platts en el pasado. No obstante, las diferencias de metodología de “price discovery” entre estas agencias, se acepta que los precios publicados por ambas son equivalentes en cuanto a validez y representatividad del valor de los combustibles en los mercados específicos respecto de los cuales son informados.

Estas publicaciones usan distintos métodos para determinar los precios diarios en los mercados. Hasta el año 2006, para el mercado norteamericano, Platts y Argus usaban como método el reporte a compradores y vendedores en cada mercado durante una ventana de tiempo amplia durante el día, 9:30 hrs a 16:30 hrs, para evaluar las transacciones producidas en el mercado y estimar entonces el precio representativo de la actividad del día. No se trata de un simple promedio de las transacciones reporteadas, sino que la agencia de precios hace una evaluación (“assessment”) sobre la significancia de tales transacciones para representar el precio del día, basándose en su conocimiento del mercado, de los jugadores y de los efectos de contingencias. Como cada agencia tiene sus propios criterios de evaluación, normalmente los precios informados por Platts y Argus mostraban diferencias, más bien pequeñas y sin patrones repetitivos.

En 1992 Platts modificó su metodología cambiando la base para su “assessment” del precio, reemplazando el reporte de transacciones a lo largo del día por las transacciones registradas en una plataforma propia y durante una ventana de tiempo más estrecha, que representara de mejor forma la información de precios al terminar la jornada. Esta

modificación la implementó inicialmente en los mercados de Asia, para luego aplicarla en Europa en 2002 y finalmente en el mercado norteamericano en 2006.

De acuerdo con esta metodología, los precios que Platts informa para cada combustible y mercado son determinados según los precios de transacciones registradas en su plataforma en un periodo de tiempo ubicado hacia el término de la jornada de transacciones. Esta ventana de tiempo previa al cierre del mercado varía entre 30 y 45 minutos según el producto y el mercado. En EE.UU. es en torno a las 15:30 horas (Hora Estándar del Este), y en Europa es en torno a las 16:30 horas de Londres.

Platts llamó esta nueva metodología “Al cierre del Mercado” (Market on Close, MOC), basada en la información de precios de transacciones a firme y que puedan ser verificadas por Platts. En esta ventana de tiempo no se aceptan nuevas cotizaciones. De esta forma se pretende establecer un nivel de precios que incluya toda la información de la jornada, pero que además refleje la actividad en el periodo hacia el cierre del mercado que es la etapa del día con mayor actividad.

Este proceso de estimación de precios al cierre del mercado es similar al proceso aplicado en las bolsas de valores, en las cuales el precio de cierre (“settlement”) de las acciones se determina de manera similar, en un lapso establecido al final del periodo de actividad de la bolsa en ese día. Las bolsas de los mercados de futuros también usan un proceso similar para determinar los precios de cierre de los contratos de futuros.

Argus, por su parte, ha mantenido hasta hoy la modalidad tradicional de estimación de precios de mercado, usando como base todas las transacciones reporteadas durante la totalidad de la jornada del mercado, tal como se describió más arriba.

Ajustes por diferencias de calidad

En este estudio se revisaron para cada mercado, las especificaciones de calidad de los indicadores de precio informados diariamente por Argus para cada uno de los combustibles. En general, se observó que en un mismo mercado se informan precios para las gasolinas con distinto octanaje y con distinta presión de vapor (RVP) en función de la época del año.

Para la gasolina se pudo analizar, entonces, las correcciones de precio por octano y por presión de vapor, RVP. Para otras propiedades, como el contenido de benceno, aromáticos, olefinas y oxígeno, no se pudo determinar factores de corrección cuando la especificación de calidad del indicador de precios para estas propiedades difería de las especificaciones de calidad de la gasolina de 93 octanos y 97 octanos (10 ppm de azufre máx.) en Chile.

No parece apropiado usar algunos factores de corrección que se encuentran en la bibliografía y que son costumbre en la industria para corregir alguna de estas propiedades, puesto que podrían cometerse errores de orden de magnitud, debido a que ellos fueron determinados para niveles históricos de precios de los combustibles y que podrían ser muy distintos a los que se obtendrían con los precios más recientes.

En el caso del kerosén de aviación no es necesario efectuar correcciones puesto que los indicadores de precio de Argus corresponden a la calidad estandarizada internacionalmente, si bien en algunos mercados se encuentran pequeñas diferencias en algunas especificaciones que no son críticas. Para el caso del kerosén doméstico sí fue necesario corregir la cotización de precio en el mercado de referencia por el contenido de azufre.

En el caso del diésel se observó que en un mismo mercado solamente se informan precios con distinto contenido de azufre. Es por ello por lo que para el diésel se pudo analizar solamente las correcciones de precio por esta propiedad. Para otras propiedades, como el contenido de aromáticos, temperatura del 90% de destilación, viscosidad, no se pudo determinar factores de corrección cuando la especificación de calidad del indicador de precios para estas propiedades difería de las especificaciones de calidad del Diésel B-1 (10 ppm de azufre máx.) en Chile.

Al igual que lo expresado para la gasolina, no parece apropiado usar algunos factores de corrección que se encuentran en la bibliografía y que son costumbre en la industria para corregir alguna de estas propiedades del petróleo diésel, puesto que podrían cometerse errores de orden de magnitud, debido a que ellos fueron determinados para niveles históricos de precios de los combustibles y que podrían ser muy distintos a los que se obtendrían con los precios más recientes.

Pero, en el caso del número Cetano, desde septiembre de 2022 en el mercado USG se ha agregado información de precios para un diésel con número Cetano 51, que permite hacer una corrección por esta especificación, la que se presenta en la Sección 4.1.3

En el caso del petróleo combustible N°6 se observó que no es necesario efectuar cambios al indicador usado actualmente por la CNE, pues corresponde a la calidad del petróleo combustible N°6 en Chile.

Para el caso del gas licuado de petróleo, tampoco se observó que sea necesario efectuar cambios al indicador usado actualmente por la CNE, basado en la cotización del propano, pues éste corresponde a la calidad del GLP en Chile.

3.1.- Origen desde Norteamérica

Para el caso de Norteamérica, en la actualidad la CNE calcula los precios de paridad de importación para combustibles importados desde la Costa del Golfo de EE.UU. (USG), usando las cotizaciones de precio de la publicación Argus. El otro mercado alternativo en EE.UU. para exportaciones por vía marítima a Chile es la Costa Oeste de EE.UU. (USWC), con precios informados para Los Angeles, San Francisco y Portland (Oregon). El mercado de la Costa Atlántica de EE.UU. (USAC) no presenta excedentes para exportación porque se abastece mediante importaciones y transferencias de otras regiones de Norteamérica.

Estos tres mercados tienen una gran actividad de transferencia de productos, con un gran número de embarques y los precios informados en estos mercados cumplen con las

condiciones de liquidez, transparencia y profundidad, por lo que constituyen buenos indicadores de precios.

Sin embargo, de acuerdo con consideraciones de calidad y disponibilidad de producto según los balances de importación y exportación de los tres mercados que se presentan en detalle más adelante en esta sección, se puede observar que solamente el mercado Costa del Golfo de EE.UU. (USG) presenta excedentes significativos de volúmenes para exportación de los cinco tipos de combustibles considerados.

En el caso del mercado de la Costa Atlántica de EE.UU. (USAC), no presenta excedentes netos para exportación para ninguno de los cinco tipos de combustibles, salvo pequeños excedentes de petróleo diésel de contenido de azufre entre 15 y 500 ppm, y de GLP.

Este es un mercado muy deficitario, cuyo abastecimiento depende de las transferencias de combustibles desde el mercado de la Costa del Golfo y de importaciones desde el norte de Europa y Canadá. Las transferencias de productos se realizan a través del oleoducto Colonial Pipeline y por vía marítima. En general, en los últimos años este suministro interno se ha mantenido, al igual que las importaciones complementarias desde el norte de Europa y Canadá.

El mercado de la Costa Oeste de EE.UU. (USWC) presenta excedentes de productos para exportación para la gasolina, petróleo diésel, y GLP, aunque con volúmenes muy inferiores a los del mercado USG.

De acuerdo con lo anterior, el mercado de la costa del Golfo de EE.UU. (USG) aparece como el más representativo entre las alternativas existentes como fuente de importación para los cinco tipos de combustible. El mercado de la Costa Atlántica de EE.UU. (USAC), por su condición de mercado neto importador, interno y externo, no es adecuado para servir de referente para los precios de paridad de importación a Chile.

Por todo lo expuesto, se recomienda usar las cotizaciones del mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. (USG) para el cálculo de los precios de paridad de importación.

3.1.1 Gasolina

Para el caso de la gasolina, en el Cuadro N° 3.1 se presenta el balance de importación y exportación para cada uno de los tres mercados considerados en Norteamérica. Se han incluido solamente volúmenes de gasolina convencional, excluyéndose la gasolina oxigenada y la reformulada por no corresponder a las calidades comercializadas usualmente fuera de EE.UU.

Se puede observar que el mercado que presenta el mejor saldo neto para exportación es el mercado USG con un total de 44 millones de m³, según cifras de 2024 de la Energy Information Administration (EIA). Las exportaciones de gasolina desde este mercado constituyen el 97% del total exportado por EE.UU., cuyo balance total actual es de neto exportador de gasolinas.

Cuadro N° 3.1 Balance Imp. / Exp. Gasolina Conv – EE.UU.

<u>Región</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Netto (*)</u>
USG	--	44430	44430
USAC	4800	130	--
USWC	<u>877</u>	<u>2166</u>	<u>1289</u>
Total	5677	46726	45719

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, (EIA) EE.UU.

(*) Solo regiones con saldos exportables
Cifras de 2024 - Volumen en 1000 m3

El principal destino del total de gasolina convencional exportada por EE.UU. es México con el 60% del total el año 2024. Una parte relevante se exporta desde la Costa del Golfo (USG) con destino al Caribe y Centro América con 16% del total y corresponde a gasolina de octanaje medio. Las exportaciones a Sudamérica también son importantes, destacando Brasil con 4.1%, Ecuador 2.4% y Colombia 4.7%.del total. Las exportaciones a Chile corresponden al 2.9% del total exportado por la Costa del Golfo de EE.UU.

El mercado de la Costa Atlántica de EE.UU. (USAC) es un mercado marcadamente deficitario como se mencionó anteriormente. Recibe grandes volúmenes de gasolina por transferencias por vía marítima y por el oleoducto Colonial Pipeline desde el mercado de la Costa del Golfo (USG), por lo que es altamente dependiente de este último mercado.

Se observa además que el mercado USAC, no presenta saldos disponibles para exportación. Este mercado es un importador neto con casi 5 millones de m3 en 2024, nivel en torno al cual se ha mantenido en los últimos años.

La gasolina de la Costa del Golfo cumple con las especificaciones de calidad del Colonial Pipeline, un poliducto que transporta combustibles limpios desde Texas hasta el Noreste de EE.UU., el cual tiene grados similares a la normativa de calidad de Chile.

3.1.2 Kerosén

Para el caso del kerosén, en el Cuadro N° 3.2 se indica el balance de importación y exportación para cada uno de los tres mercados considerados en Norte América. Se han incluido solamente volúmenes de kerosén correspondiente al grado de aviación o de doble propósito, excluyendo los volúmenes de otra calidad, los cuales son de menor magnitud.

Se puede observar que el único mercado que presenta un saldo neto para exportación es la Costa del Golfo de EE.UU. con un total de 10 millones de m3, según cifras de 2024. Las exportaciones de kerosén desde este mercado constituyen el 84% del total exportado por EE.UU., cuyo balance total es de neto exportador de kerosén.

En el año 2024 los principales destinos del kerosén exportado fueron México, con un 28%, y Canadá, con un 11%, del total exportado desde la Costa del Golfo de EE.UU.

Se observa además que el mercado de la Costa Atlántica de EE.UU., no presenta saldos disponibles para exportación. Este mercado fue un importador neto con 1.3 millones de m3 en 2024. Esta condición de importador neto se ha mantenido en los últimos años.

Cuadro N° 3.2 Balance Imp. / Exp. Kerosén – EE.UU.

<u>Región</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Netto (*)</u>
USG	--	10110	10090
USAC	1314	192	NO
USWC	<u>5015</u>	<u>1691</u>	<u>NO</u>
Total	6329	11993	10090

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, (EIA) EE.UU.

(*) Solo regiones con saldos exportable.

Cifras de 2024 - Volumen en 1000 m3

El mercado de la Costa Atlántica de EE.UU., como ya se indicó es deficitario y en el caso del kerosén recibe volúmenes por transferencias por vía marítima y por oleoductos desde el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. (USG).

El kerosén de la Costa del Golfo de EE.UU. cumple con las especificaciones de calidad del kerosén de aviación grado 54, que es una calidad similar a la normativa de calidad en Chile.

3.1.3 Petróleo Diésel

Para el caso del petróleo diésel, en el Cuadro N° 3.3 se indica el balance de importación y exportación para cada uno de los tres mercados considerados en Norte América, según las cifras de 2024. Se han incluido los volúmenes de diésel distribuidos según el contenido de azufre: para calidad menor o igual a 15 ppm, para calidad entre 15 ppm y 500 ppm, y para calidad mayor a 500 ppm. Estas calidades corresponden a las publicadas por Argus para el ULS Diesel (11 ppm S) y Heating Oil (0.2% S, 2.000 ppm S).

Se puede observar que los mercados Costa del Golfo de EE.UU. (USG) y Costa Oeste (USWC) presentan un saldo neto para exportación de diésel de menos de 15 ppm de azufre. El mercado USG, con un saldo neto exportador de 58 millones de m3, representa el 91% del total de saldo exportador de los tres mercados considerados para esta calidad.

De los 5.6 millones de m3 de petróleo diésel de esta calidad que se exportaron a Chile en 2024, 4.4 millones de m3 provinieron del mercado USG, y los 1.2 millones de m3 restantes, del mercado USWC.

El mercado de la Costa Atlántica de EE.UU. es un mercado deficitario en diésel de esta calidad y presenta un saldo neto importador con 4.6 millones m3. Este mercado recibe el 90% del total de las importaciones de esta calidad de diésel en los tres mercados considerados. Este mercado neto importador recibe además grandes volúmenes de diésel por transferencia por vía marítima y por poliductos desde el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. (USG).

Cuadro N° 3.3 Balance Imp. / Exp. Pet. Diésel – EE.UU.

<u>Región</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Netto (*)</u>
<u>Diésel < 15 ppm S</u>			
USG	--	58255	58255
USAC	6463	1867	---
USWC	720	6663	5943
Total	7183	66785	64198
<u>Diésel 15 < < 500 ppm S</u>			
USG	--	4900	4900
USAC	--	41	41
USWC	--	107	107
Total	--	5048	5048
<u>Diésel > 500 ppm S</u>			
USG	--	2953	2953
USAC	67	123	56
USWC	--	541	541
Total	67	3617	3550

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, (EIA) EE.UU.

(*) Solo regiones con saldos exportables
Cifras de 2024 - Volumen en 1000 m3

Las exportaciones de petróleo diésel de menos de 15 ppm de azufre constituyen el 88% del total de este combustible exportado por EE.UU. para las tres calidades analizadas.

En 2024, los principales destinos del petróleo diésel de menos de 15 ppm de azufre exportado desde la Costa del Golfo de EE.UU. fueron México con un 22% del total, Chile con un 7%, Perú con un 7%, Ecuador con un 6% y Brasil con 4% del total exportado.

Para el petróleo diésel de calidad entre 15 y 500 ppm de azufre, solamente el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. (USG) presenta excedentes para exportación de 4.9 millones de m3, con los otros dos mercados sin excedentes significativos.

Para el petróleo diésel con más de 500 ppm de azufre se presenta una condición similar a la anterior, con el mercado del Golfo de EE.UU. con un excedente para exportación de 3 millones de m3, con los otros dos mercados sin excedentes significativos.

3.1.4 Petróleo Combustible

Para el caso del petróleo combustible, en el Cuadro N° 3.4 se indica el balance de importación y exportación para cada uno de los tres mercados considerados en Norte América según las cifras de 2024. Se han incluido los volúmenes de petróleo combustible distribuidos según el contenido de azufre, para calidad menor o igual a 0.3%, para calidad entre 0.3% y 1.0%, y para calidad mayor a 1.0%.

Se puede observar que ninguno de los tres mercados presenta un saldo neto de petróleo combustible para exportación de calidad menor de 0.3% de azufre y de calidad entre 0.3% y 1.0% de azufre. Solamente el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. (USG) presenta un excedente significativo para exportación de 3.9 millones de m3 de calidad mayor a 1.0% de azufre.

En el mercado de la Costa Oeste se aprecia un pequeño excedente de 0.8 millones de m3. El mercado de la Costa Atlántica de EE.UU. no presenta saldo neto exportable para ninguna de las tres calidades.

Cuadro N° 3.4 Balance Imp. / Exp. Pet. Combustible – EE.UU.

<u>Región</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Netto (*)</u>
<u>P.Comb. < 0.3% S</u>			
USG	123	--	--
USAC	297	--	--
USWC	50	--	--
Total	470	--	--
<u>P.Comb. 0.3% > < 1.0% S</u>			
USG	179	--	--
USAC	486	--	--
USWC	101	--	--
Total	766	--	--
<u>P.Comb. > 1.0% S</u>			
USG	2702	6593	3891
USAC	2055	787	--
USWC	31	816	785
Total	4788	8196	4676

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, (EIA) EE.UU.

(*) Solo regiones con saldos exportables
Cifras de 2024 - Volumen en 1000 m3

3.1.5 Gas Licuado de Petróleo

Para el caso del gas licuado de petróleo (GLP), en el Cuadro N° 3.5 se presenta el balance de importación y exportación para cada uno de los tres mercados considerados en Norte América según las cifras de 2024. Se han incluido los volúmenes de GLP distribuidos

según se trata de propano o de butano. Esta desagregación es relevante porque el propano es el producto que se importa a Chile por vía marítima.

Se puede observar que, en el caso del propano, el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. (USG) no registra importaciones y que presenta un saldo neto para exportación de 90 millones de m³, que corresponde al 90% del total de las exportaciones netas de propano de EE.UU. En 2024 los principales destinos de exportación fueron en millón de m³: Japón 25.8, China 17.7, México 9.2, Sur Corea 7.9, Indonesia 3.9 y Países Bajos 3.2.

Del mercado de la Costa del Golfo provino prácticamente la totalidad del propano importado por mar a Chile, 1.96 millones de m³ (1.1 millones de toneladas) en 2024.

Durante 2024, el mercado de la Costa Atlántica de EE.UU. (USAC) registra un saldo exportable neto de 9.5 millones de m³, mientras que el mercado de la Costa Oeste de EE.UU. (USWC) presenta un saldo exportable neto de menos de 0.7 millones de m³.

Cuadro N° 3.5 Balance Import. / Export. GLP – EE.UU.

<u>Región</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Neta (*)</u>
<u>Propano</u>			
USG	--	90011	90011
USAC	1548	11082	9534
USWC	1690	2349	659
Total	3238	103086	100204
<u>Butano</u>			
USG	--	24196	24196
USAC	94	2902	2818
USWC	1432	1266	--
Total	1526	28364	27004

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, (EIA) EE.UU.

(*) Solo regiones con saldos exportables
Cifras de 2024 - Volumen en 1000 m³

En el caso del butano se aprecian saldos exportables netos en los mercados de la Costa del Golfo con un volumen relevante (24 millones de m³) y en el mercado de la Costa Atlántica de EE.UU. con un volumen menor (2.8 millones de m³). El mercado de la Costa Oeste no presenta excedentes para exportación.

3.2.- Origen desde Europa

Actualmente la CNE no hace un seguimiento a precios paridad de importación a Chile de los distintos combustibles con origen en Europa. Sin embargo, los cambios que se están produciendo este año en el comercio internacional, debido a las decisiones que ha estado tomando Estados Unidos en relación con sus socios comerciales, incluyendo los tratados de libre comercio pactados, podrían afectar la desgravación arancelaria de que gozan

actualmente las importaciones de combustibles de EE.UU. a nuestro país, abriendo la posibilidad de que se altere la condición del mercado de la Costa del Golfo como mercado de referencia para los precios en Chile.

Es relevante, por lo tanto, considerar precios de paridad de importación a Chile desde Europa, siempre y cuando existan las calidades y las capacidades adecuadas para exportar los combustibles derivados del petróleo en forma permanente a nuestro país.

Los dos mercados más importantes en Europa son el del Noroeste de Europa - NWE (Rotterdam) y el del Mediterráneo – MED (Italia). A continuación, se revisa y analiza la calidad y disponibilidad de los distintos productos, de acuerdo con los balances de importación y exportación de ambos mercados.

3.2.1 Gasolina

En el Cuadro N° 3.6, se presenta el balance de importación y exportación de gasolina en cada mercado para aquellos países que presentan altos volúmenes de exportaciones.

Se puede observar que el saldo neto para exportación en el mercado NWE (Rotterdam), con cifras de 2023 informadas en la **Energy Statistics Database** de las Naciones Unidas, es de 37.9 millones de m3 por año, que es mayor que aquel disponible en el mercado MED (Italia), de 19.3 millones de m3 anuales. Salvo Francia, todos los países en dicho cuadro presentan importantes excedentes exportables. Y los que registran mayores volúmenes netos para exportación son los Países Bajos y el Reino Unido, en el mercado NWE, e Italia en el mercado MED.

Cuadro N° 3.6 Balance Import. / Export. Gasolina - Europa

<u>País</u>	<u>NWE (Rotterdam)</u>			<u>MED (Italy)</u>		
	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Netto (*)</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Netto (*)</u>
Alemania	4851	7355	2504			
Bélgica	1657	7592	5935			
Finlandia	795	3835	3040			
Francia	3400	1993	----			
Países Bajos	8635	27774	19139			
Reino Unido	4266	11521	7255			
Italia				971	9656	8685
España				757	5065	4308
Grecia				58	6397	6339
Total	23604	60070	37873	1786	21118	19332

Fuente : Elaborado por UTP Consultoría con datos de United Nations Statistical Division, Energy Statistics Database.
 (*) Solo países con saldos exportables
 Cifras de 2023 - Volumen en 1000 m3

La gasolina en estos dos mercados, NWE y MED, cumple con las especificaciones de calidad de la Comunidad Europea, según el estándar EN-228, el cual tiene grados similares a la normativa de calidad de Chile.

3.2.2 Kerosén

Para el caso del kerosén se han incluido solamente volúmenes de kerosén correspondiente al grado de aviación, excluyendo los volúmenes de otra calidad que son de muy menor magnitud y escasa liquidez. Se puede observar en el Cuadro N° 3.7 que tanto el mercado NWE del kerosén como un todo, como el mercado MED como un todo son deficitarios. Se presenta además el balance de importación y exportación en cada mercado para aquellos países que presentan saldos netos para exportación según cifras de 2023.

Se puede observar que el saldo neto para exportación en el mercado NWE (Rotterdam) de 7.1 millones de m3 por año, equivale a casi cuatro veces a aquel disponible en el mercado MED (Italia), de 1.8 millones de m3 anuales. Los países con volúmenes significativos para exportación son los Países Bajos, en el mercado NWE, y Grecia en el mercado MED.

El kerosén de aviación en estos dos mercados, NWE y MED, cumple con las especificaciones de calidad de la Comunidad Europea, DEFSTAN 91/91, antes conocida como DERD 2494, la cual es similar a la normativa de calidad de Chile.

Cuadro N° 3.7 Balance Import. / Export. Kerosén - Europa

<u>País</u>	<u>NWE (Rotterdam)</u>			<u>MED (Italy)</u>		
	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Netto (*)</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Netto (*)</u>
Alemania	8266	1945	----			
Bélgica	1407	1497	90			
Finlandia	29	0	----			
Francia	6930	1484	----			
Países Bajos	3294	10332	7038			
Reino Unido	12368	1815	----			
Italia				2931	145	----
España				1872	664	----
Grecia				159	1922	1763
Total	32294	17073	7128	4962	2731	1763

Fuente : Elaborado por UTP Consultoría con datos de United Nations Statistical Division, Energy Statistics Database
 (*) Solo países con saldos exportables
 Cifras de 2023 - Volumen en 1000 m3

3.2.3 Petróleo Diésel

Para el caso del diésel, en el Cuadro N° 3.8 se presenta el balance de importación y exportación en cada mercado para aquellos países que presentan saldos netos para exportación. Se puede observar que el saldo neto para exportación en el mercado NWE (Rotterdam) de 19.8 millones de m3 por año, casi el doble de aquel disponible en el mercado MED (Italia), de 11.9 millones de m3 anuales. Pero mientras el mercado NWE como un todo es deficitario en diésel, el mercado MED como un todo es excedentario.

Cuadro N° 3.8 Balance Import. / Export. Pet. Diésel - Europa

<u>País</u>	<u>NWE (Rotterdam)</u>			<u>MED (Italy)</u>		
	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Netto (*)</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Netto (*)</u>
Alemania	19913	11219	----			
Bélgica	8840	12735	3895			
Finlandia	1865	3320	1455			
Francia	23456	2529	----			
Países Bajos	16311	30718	14407			
Reino Unido	15556	4019	----			
Italia				5324	10193	4869
España				7495	7363	----
Grecia				1281	8306	7025
Total	86031	64540	19757	14100	25862	11894

Fuente : Elaborado por UTP Consultoría con datos de United Nations Statistical Division, Energy Statistics Database
 (*) Solo países con saldos exportables
 Cifras de 2023 - Volumen en 1000 m3

Los países con volúmenes significativos para exportación son los Países Bajos, Bélgica y, en menor medida, Finlandia. En el mercado MED registran importantes volúmenes excedentes para exportación Italia y Grecia.

El petróleo diésel en estos dos mercados, NWE y MED, cumple con las especificaciones de calidad de la Comunidad Europea, según el estándar EN-590, el cual tiene grados similares a la especificación de calidad de Chile.

3.2.4 Petróleo Combustible

Para el caso del petróleo combustible, en el Cuadro N° 3.9 se muestra el balance de importación y exportación en cada mercado para aquellos países que presentan saldos netos para exportación. Se puede observar que el mercado NWE (Rotterdam) es un mercado exportador con un gran excedente neto del producto.

En contraste, la situación que presenta el mercado MED (Italia) es de un mercado deficitario, con un solo país que registra un excedente neto para exportación, Italia con 2,4 millones de toneladas anuales.

Cuadro N° 3.9 Balance Import. / Export. Pet.Comb. - Europa

País	NWE (Rotterdam)			MED (Italy)		
	Import	Export	Exp.Netó (*)	Import	Export	Exp.Netó (*)
Alemania	1230	3080	1850			
Bélgica	3944	1735	--			
Finlandia	141	1332	1191			
Francia	1409	3561	2152			
Países Bajos	24077	22698	--			
Reino Unido	459	2561	--			
Italia				1073	3492	2419
España				5321	2240	--
Grecia				1828	1700	--
Total	31260	34967	7295	8222	7432	2419

Fuente : Elaborado por UTP Consultoría con datos de United Nations Statistical Division, Energy Statistics Database
 (*) Solo países con saldos exportables
 Cifras de 2023 - Volumen en 1000 ton

3.2.5 Gas Licuado de Petróleo

Para el caso del gas licuado de petróleo (GLP), en el Cuadro N° 3.10 se muestra el balance de importación y exportación en cada mercado para aquellos países que presentan saldos netos para exportación. Se puede observar que el mercado NWE (Rotterdam) es un mercado importador con un déficit neto de producto.

Esta condición es similar a la que presenta el mercado MED (Italia), con un solo país que registra un pequeño excedente neto para exportación, Grecia con 126.000 toneladas anuales.

El GLP en estos dos mercados, NWE y MED, cumple con las especificaciones de calidad de la Comunidad Europea, el cual tiene grados similares a la especificación de calidad de Chile.

Cuadro N° 3.10 Balance Import. / Export. GLP - Europa

<u>País</u>	NWE (Rotterdam)			MED (Italy)		
	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Netto (*)</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Netto (*)</u>
Alemania	1206	238	----			
Bélgica	2805	837	----			
Finlandia	700	4	----			
Francia	2932	774	----			
Países Bajos	3412	2050	----			
Reino Unido	432	414	----			
Italia				2556	351	----
España				1031	457	----
Grecia				55	181	126
Total	11487	4317	----	3642	989	126

Fuente : Elaborado por UTP Consultoría con datos de
 United Nations Statistical Division, Energy Statistics Database
 (*) Solo países con saldos exportables
 Cifras de 2023 - Volumen en 1000 ton

4.- Análisis y Revisión de los Parámetros del Cálculo de la Paridad desde el Mercado del Golfo de EE.UU. (USG).

En este capítulo se analizarán y revisarán los diversos parámetros que componen el procedimiento que emplea la CNE para calcular los precios de paridad de importación con origen en la Costa del Golfo de EE.UU. de las gasolinas, kerosén, petróleo diésel, petróleo combustible y gas licuado de petróleo. Para aquellos parámetros que requieran cambios, se propondrá un nuevo indicador o valor, el cual será fundamentado.

4.1.- Cálculo Precio FOB en Origen

Indicadores de Precio FOB

Para calcular los precios FOB en el puerto de origen, la CNE usa las cotizaciones diarias publicadas por Argus Media Inc. (en adelante, Argus), correspondientes a los valores “US Gulf Coast waterborne (USG wb)” informados para el mercado Costa del Golfo de EE.UU., para las gasolinas, kerosén de aviación, petróleo diésel y petróleo combustible, y el valor “Mont Belvieu” para el gas licuado de petróleo.

Las cotizaciones de Argus para los precios del USG en condición “waterborne” informados para la gasolina, kerosén de aviación y diésel, no se determinan según el reporte diario de cotizaciones de precio para cargamentos por vía marítima, como en el caso de los precios “waterborne” informados por Platts.

Argus calcula los precios para entrega en condición “waterborne” como los precios informados para las entregas en Houston al poliducto Colonial Pipeline, más un recargo fijo que representa el costo estimado (“assessed”) por Argus de transportar y poner el producto a bordo de una nave en un puerto de la Costa del Golfo, normalmente en el gran Houston, Port Arthur o Lake Charles.

El valor de este recargo, que es 1.75 US\$ cpg (US\$ 3.30 por m³) actualmente, es revisado anualmente y modificado si las condiciones del mercado lo ameritan.

Argus fundamenta esta metodología como más apropiada para reflejar los cargamentos típicos del comercio internacional, en naves de 37 kton (lotes de 40.000 a 45.000 m³), que se programan con alrededor de 30 días de anticipación a la fecha de carga, y que, por lo tanto, normalmente no están sujetos a recargos para salvar atochamientos en terminales de carga en la Costa del Golfo. Así, sólo se agrega el recargo fijo indicado, que corresponde al costo de transportar el producto al buque-tanque en el puerto de carga.

De acuerdo con Argus, y sobre todo en el caso de la gasolina, el mercado “waterborne” que informan otras agencias de precios está muy influenciado por cargamentos en pequeños lotes, cargados a barcas para comercio costero, y que deben pagar premios para lograr cupos en casos de premura o falta de capacidad en los terminales de carga y, por lo tanto, no reflejaría adecuadamente el nivel de precios para los cargamentos de comercio internacional.

En el Cuadro N° 4.1 se indican el origen, los indicadores y su calidad, usados actualmente por la CNE para evaluar los precios de paridad de importación.

Las especificaciones de las gasolinas, kerosén de aviación y diésel de los precios publicados por Argus y Platts corresponden a las especificaciones del poliducto Colonial Pipeline.

Cuadro N° 4.1 Indicadores Argus FOB usados actualmente por la CNE

	<u>Gasolinas</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diésel</u>	<u>Pet Comb</u>	<u>GLP</u>
Origen	USG wb	USG wb	USG wb	USG wb	Mt. Belvieu
Indicador	a) 87 Conv M b) 93 Conv V	Jet Kero 54	ULSD 62	Resid FO 3% S	Propane EPC
Calidad	a) 87 US oct b) 93 US oct 80 ppm S	Grado 54 0.3% S	11 ppm S 40 Cetano	3% S	Propano 90% mín.
<u>Corrección</u>					
Azufre Factor o adición	Sí 1.0086	Sí +(ULSK-JK) x(2900/2985) +7		No	No
Octano Factor	Sí 0.1667x (93V- 87M)				
RVP Factor	Sí 0.028 a) x 93 V - C4 b) x 87M - C4				
Cetano (Adición)			Sí 2.35 US\$ cpg		
Arbitraje					No

Desde octubre de 2018, cuando el procedimiento de cálculo de precios de paridad que aplica la CNE fue revisado y actualizado por SCG Consultoría, cambiaron las especificaciones de calidad de algunos combustibles en Chile. En el Cuadro N°4.2 se muestra los cambios que UTP Consultoría recomienda implementar en los indicadores. FOB de acuerdo con el análisis y revisión que se detalla en el presente punto 4.1 de este estudio

Cuadro N° 4.2 Indicadores Argus FOB propuestos para USG

	<u>Gasolinas</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diésel</u>	<u>Pet Comb</u>	<u>GLP</u>
Origen	USG wb	USG wb	USG wb	USG wb	Mt. Belvieu
Indicador	a) 87 Conv M b) 93 Conv V	Jet Kero 54	ULSD 62	Resid FO 3% S	Propane EPC
Calidad	a) 87 US oct b) 93 US oct 80 ppm S	Grado 54 0.3% S	11 ppm S 40 Cetano	3% S	Propano 90% mín.
<u>Corrección</u>					
Azufre Factor	No	Sí 1.1397	No	No	No
Octano Factor	Sí 0.1667x (93V-87M)				
RVP Factor	Sí 0.028 a) x 93 V - C4 b) x 87M - C4				
Cetano Adición			Sí 1.308 US\$ cpg		
Efecto RIN Descuento (Sec 4.1.4)	Sí 100% RVO		Sí 100% RVO		
Arbitraje					No

El factor de corrección del octano multiplica a la diferencia de precio de los indicadores de la gasolina 87M y 93M. El factor de corrección de la presión de vapor multiplica a la diferencia de precio entre el precio de la gasolina (87M o 93 V, según corresponda) y el precio del butano. El factor de corrección del azufre del kerosene multiplica al precio del Jet Kero 54 USG. El factor de corrección del número Cetano se adiciona al precio del indicador del diésel.

A continuación, se detalla los indicadores de precios propuestos.

4.1.1.- Indicador Gasolina

Actualmente la CNE emplea para la gasolina 93 RON el indicador de precio **87 M Conv US Gulf Coast Waterborne** informada por **Argus US Products**. Esta cotización diaria de precio corresponde al precio de la 87 Conventional Gasoline Grado M en el punto de entrega al poliducto Colonial Pipeline, más un “premio” fijo de 1.75 US\$ cpg, que representa el costo estimado de transportar el producto a un puerto de embarque en la Costa del Golfo. Este premio se revisa anualmente y se modifica si las condiciones de mercado lo hacen pertinente

Esta cotización diaria de precio corresponde a una gasolina de 87 octano EE.UU. mínimo, medido éste como el promedio del octanaje Research y Motor (RON y MON), con 82 octano MON mínimo, con 80 ppm de azufre máximo, con 3.8% (vol.) de benceno máximo y con un RVP variable que depende de la época del año y del destino de la gasolina. El octanaje 87 octano EE.UU. equivale a un octano RON promedio alrededor de 92 octano. Esta gasolina corresponde a la calidad grado M del poliducto Colonial Pipeline.

Actualmente la CNE emplea para la gasolina 97 RON el indicador de precio **93 V Conv US Gulf Coast Waterborne** informada por **Argus US Products**. Esta cotización diaria de precio corresponde al precio de la 93 Conventional Gasoline Grado V en el punto de entrega al poliducto Colonial Pipeline, más un “premio” fijo de 1.75 US\$ cpg, que representa el costo estimado de transportar el producto a un puerto de embarque en la Costa del Golfo. Este premio se revisa anualmente y se modifica si las condiciones de mercado lo hacen pertinente

Esta cotización diaria de precio corresponde a una gasolina de 93 octano EE.UU. mínimo, medido éste como el promedio del octanaje Research y Motor (RON y MON), con 80 ppm de azufre máximo, con 3.8% (vol.) de benceno máximo y con un RVP variable que depende de la época del año y del destino de la gasolina. El octanaje 93 octano EE.UU. equivale a un octano RON promedio alrededor de 98 octano. Esta gasolina corresponde a la calidad grado V del poliducto Colonial Pipeline.

Aunque el contenido de benceno máximo permitido en dicho grados M y V es 3.8% (vol), de acuerdo con lo establecido por la Agencia de Protección del Medio Ambiente de estadounidense (EPA), autorizada por ley CAA (Clean Air Act) de Estados Unidos, desde 1° de enero de 2011 el contenido de benceno máximo de la gasolina se estableció en 0.62 % (en volumen) calculado como promedio anual de los volúmenes comercializados, por cada refinador o importador, aceptándose un promedio de hasta 1.3 % mediante la presentación de créditos transables para ajustarse al límite de 0.62 %.

Asimismo, no obstante, el contenido de azufre máximo permitido en dicho grados M y V es de 80 ppm, de acuerdo con lo establecido en la fase III del programa de la ley CAA antes mencionada, a partir del 1° de enero de 2017 el contenido de azufre máximo de la gasolina se redujo de 30 ppm a 10 ppm, calculado como promedio de los volúmenes comercializados, por cada refinador o importador manteniéndose en 80 ppm el contenido de azufre máximo aceptable para partidas individuales de gasolina.

De acuerdo con lo anterior, debe considerarse que las especificaciones efectivas para las gasolinas en el Golfo EE.UU. son más restrictivas que las que se informan para los grados M y V del poliducto Colonial Pipeline: 10 ppm de azufre máximo (80 ppm máximo para partidas individuales) y 0.62 % máximo para el benceno.

En el caso de Chile, las especificaciones correspondientes para las gasolinas 93 RON y 97 RON son de 1% máximo contenido de benceno y de 10 ppm máximo contenido de azufre.

Aunque la especificación de contenido máximo de azufre es 10 ppm en Chile y es más estricta que en EE.UU., donde el límite puede superarse hasta 80 ppm en partidas individuales, UTP Consultoría recomienda no incluir un ajuste por este concepto en el precio informado por Argus para las gasolinas 87 M y 93 V.

Considerando que la especificación de benceno en EE.UU. es algo más restrictiva que la de Chile, pero requiere un cumplimiento solo como promedio anual, pudiendo incluso llevar dicho promedio hasta 1.3% mediante la adquisición de créditos transables, UTP Consultoría recomienda no incluir un ajuste por este concepto en el precio informado por Argus para las gasolinas 87 M y 93 V.

De esta forma, UTP Consultoría recomienda continuar usando los indicadores de precio **87 M Conv US Gulf Coast Waterborne** y **93 V Conv US Gulf Coast Waterborne** informados por Argus, para representar los precios FOB de las gasolinas 93 octano RON y 97 octano RON, respectivamente, en la Costa del Golfo de EE.UU., con las correcciones por número de octano y por presión de vapor (RVP) que a continuación se detalla.

Corrección por Octanaje

En cuanto al octanaje, la cotización **87 M Conv US Gulf Coast Waterborne** corresponde a una gasolina de 87 octano EE.UU. $((RON + MON)/2)$, con mínimo de 82 octanos MON. Esta gasolina corresponde a 92 octanos RON equivalente, la cual difiere en 1 octano respecto a la gasolina en Chile de 93 octanos RON.

La corrección del precio de la gasolina 87 M, de 87 octano EE.UU. (92 RON), por la diferencia de octano con la gasolina en Chile de 93 RON, se puede hacer linealmente como proporción entre los precios de las gasolinas 87 M (de 87 octano EE.UU.) y 93 V (de 93 octano EE.UU., 98 RON) que también es informada por Argus en el USG.

Dado que hay 6 octanos de diferencia entre las gasolinas 93 V y 87 M, el valor de un octano resulta de la división de la diferencia de precios entre ambas gasolinas dividida por seis.

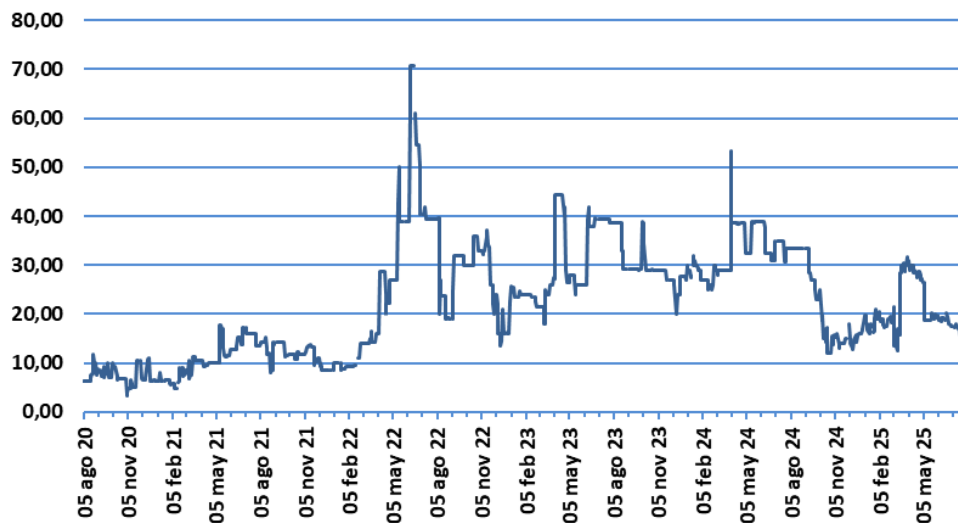
En la Figura N° 4.1 se muestra la evolución de los promedios mensuales de las diferencias de precio entre estas dos gasolinas para el periodo Agosto 2020-Julio 2025. Se observa una gran volatilidad en la serie de cinco años. Durante prácticamente en todo el período la diferencia superó los 10 US\$ cpg (el promedio en los cinco años fue 22.3 US\$ cpg). Al nivel de 10 US\$ cpg de diferencia entre los precios de las gasolinas 93 V y 87 M, la corrección para un número de octano es del orden de US\$ 1.7 US\$ cpg, que excede el rango de 0.5 a 1.0 US\$ cpg con que son informados los precios de las gasolinas (máximo y mínimo).

Por lo tanto, considerando los niveles observados de diferencia de precio por distinto octanaje de la gasolina, es apropiado corregir el precio de la gasolina 87 octano EE.UU. (92 RON) para representar el precio de la gasolina de 93 RON en Chile.

La corrección se puede hacer usando un valor promedio de las diferencias de precio calculado para un periodo de tiempo o aplicando la diferencia diaria informada entre estos dos precios. Pero, si en condiciones de alta volatilidad se usa un valor promedio en US\$ cpg, éste presentará grandes desviaciones respecto a las diferencias diarias de precio.

Por esto, es más apropiado usar la diferencia diaria de precio por número de octano para corregir el precio de la gasolina 87 octano EE.UU. (92 RON).

**Figura N° 4.1 Diferencia de precios diarias (US\$ cpg)
Gasolina USG 93 V - Gasolina USG 87 M**



Fuente: Elaborado por UTP Consultoría con series de precios entregada por la CNE para propósitos de este estudio

UTP Consultoría recomienda usar el factor de corrección **0.1667** (aproximación de 1/6) aplicado sobre la diferencia de precio entre las dos gasolinas y sumarlo al precio informado para la gasolina **87M Conv US Gulf Coast Waterborne**, para corregir el precio de esta gasolina de manera que represente la gasolina 93 RON en Chile.

En el caso de la gasolina 97 RON de Chile, el indicador de precios en la Costa del Golfo, **93 V Conv US Gulf Coast Waterborne**, se refiere a una gasolina de 93 octanos EE.UU. Esta gasolina corresponde a 98 octanos RON equivalente, la cual excede en 1 octano la especificación chilena.

Aplicando el mismo razonamiento antes expuesto para corregir por octanaje el indicador **87 M Conv US Gulf Coast Waterborne** para representar el precio FOB de la gasolina 93 RON, en este caso, UTP Consultoría recomienda usar el factor de corrección **0.1667** (aproximación de 1/6) aplicado sobre la diferencia de precio entre las dos gasolinas y restarlo al precio informado para la gasolina **93 V Conv US Gulf Coast Waterborne**, para corregir el precio de esta gasolina de manera que represente la gasolina 97 RON en Chile.

Corrección por Presión de Vapor

Actualmente la CNE usa el indicador **87 M Conv US Gulf Coast Waterborne** informado por Argus para representar el precio FOB de la gasolina de 93 octanos RON en Chile; y el indicador **93 V Conv US Gulf Coast Waterborne** informado por Argus para representar el precio FOB de la gasolina de 97 octanos RON en Chile.

Como se explicó más arriba, las gasolinas 87 M y 93 V de la Costa del Golfo de EE.UU. (USG) cumplen con las especificaciones de calidad del Colonial Pipeline, un poliducto de 8900 km que transporta combustibles limpios desde Houston, Texas, a Nueva York y otras localidades en la Costa Atlántica de EE.UU.

Respecto de la presión de vapor (RVP) de las gasolinas, esta propiedad varía dependiendo de la época del año y del área geográfica, según lo establecido por las normas de la EPA (autorizadas en la Clean Air Act) que definió los límites de RVP para las diversas áreas geográficas de EE.UU. y el periodo del año según las condiciones climáticas y grado de contaminación.

Para el caso del Colonial Pipeline, el RVP de la gasolina que se embarque en el área de Houston variará durante el año y coexistirán gasolinas con dos o más valores diferentes de RVP, dependiendo del RVP requerido en el área de destino del embarque.

La programación de la operación del poliducto está dividida en ciclos de bombeo durante el año. El programa consiste en 72 ciclos de 5 días cada uno, con lo que en promedio hay 6 ciclos de bombeo por cada mes. En estos ciclos se bombean todos los tipos de productos en una secuencia determinada que garantiza que la calidad se mantenga durante el transporte de los combustibles.

Durante el año, al cambiar el RVP requerido para las gasolinas en los diversos destinos que cubre el poliducto, pueden coexistir en el poliducto partidas de gasolina con distinto

RVP. En el Cuadro N° 4.3 se presenta el calendario de los periodos del año en que se bombearán gasolinas con diversos RVP para las gasolinas de calidad tipo “M” y tipo “V”.

Cuadro N° 4.3 Calendario Colonial Pipeline RVP Gasolinas

<u>Período</u>			<u>RVP Gasolina (psi)</u>
1 enero	al	4 marzo	13.5
5 marzo	al	12 marzo	11.5
13 marzo	al	31 marzo	11.5
1 abril	al	31 agosto	9.0
1 sept.	al	13 octubre	11.5
14 octubre	al	31 dic.	13.5

Fuente : Calendario Poliducto Colonial Pipeline 2025 (Platts)

Para el caso de las gasolinas en Chile, la especificación de RVP establece que para la gasolina calidad resto país (R.P.) el máximo es 10.0 psi durante todo el año. Para la gasolina de calidad para la Región Metropolitana (R.M.), el RVP máximo es de 10.0 psi en el invierno, desde el 1° de abril al 31 de agosto de cada año, en tanto que el RVP para el resto del año es de máximo 8.0 psi.

Como se puede apreciar, las especificaciones del RVP de las gasolinas en Chile difieren durante el año con las del Colonial Pipeline debido a la diferente estacionalidad de los hemisferios, ya que nuestro invierno corresponde al verano del hemisferio norte.

En el Cuadro N° 4.4 siguiente se ha listado el calendario de RVP de las gasolinas en Chile, para la R.M. y R.P., junto con el calendario del RVP de las gasolinas del Colonial Pipeline.

Se destaca en negrita los periodos del año en los cuales el RVP de la gasolina en Chile es menor que el RVP de la gasolina del Colonial Pipeline.

Cuadro N° 4.4 Calendario RVP Gasolinas Colonial Pipeline y Chile

<u>Período</u>			<u>RVP Gasolinas (psi)</u>		
			<u>Colonial Pipe</u>	<u>R. Met.</u>	<u>R.País</u>
1 enero	al	4 marzo	13.5	8.0	10.0
5 marzo	al	12 marzo	11.5	8.0	10.0
13 marzo	al	31 marzo	9.0	8.0	10.0
1 abril	al	31 agosto	9.0	10.0	10.0
1 sept.	al	13 octubre	11.5	8.0	10.0
14 octubre	al	31 dic.	13.5	8.0	10.0

Fuente : Elaboración propia UTP Consultoría

Para la gasolina de la R.M. se observa que lo anterior sucede para el periodo comprendido entre el 1° de septiembre y el 31 de marzo del año siguiente, en tanto que para la gasolina del R.P., el RVP es menor que el del Colonial Pipeline en el periodo entre el 1° de septiembre y el 12 de marzo del año siguiente.

En los periodos antes indicados, el refinador en la Costa del Golfo (USG) deberá disminuir el RVP de su gasolina para cumplir con la especificación de la gasolina en Chile para ese periodo. En el resto del año el refinador podrá entregar la gasolina sin ajustar el RVP pues éste será menor que el máximo requerido en Chile.

En el Cuadro N° 4.5 siguiente se indican las diferencias de RVP de las gasolinas en Chile respecto de las gasolinas del Colonial Pipeline para los diversos periodos del año.

Para cumplir con los cambios de RVP requeridos por las normas de la EPA durante el año para las diferentes áreas geográficas, las refinerías estadounidenses deben variar la composición de las gasolinas.

En general, las gasolinas son producidas mezclando diversas corrientes de las plantas de la refinería, tales como gasolina de topping, gasolina de cracking, reformato, alquilato, isomerato, gasolina de hidrocracking, butanos y pentanos. Cada uno de estos productos intermedios tiene distintas características en cuanto a densidad, octanaje y RVP.

Cuadro N° 4.5 Diferencias RVP Gasolinas Colonial Pipeline y Chile

Periodo			RVP Gasolinas (psi)		
			Col. Pipe	R. Met.	R. País
1 enero	al	4 marzo	13.5	- 5.5	- 3.5
5 marzo	al	12 marzo	11.5	- 3.5	- 1.5
13 marzo	al	31 marzo	9.0	- 1.0	+1.0
1 abril	al	31 agosto	9.0	+1.0	+1.0
1 sept.	al	13 octubre	11.5	- 3.5	- 1.5
31 oct.	al	31 dic.	13.5	- 5.5	- 3.5

Fuente : Elaboración propia UTP Consultoría

Para definir la mezcla de componentes que darán origen a la gasolina, se debe tener presente el cumplimiento de las especificaciones de octanaje y de RVP. Los productos componentes de la gasolina con RVP más altos son los butanos y pentanos, por lo que el contenido de estos componentes constituye la principal variable de ajuste en el RVP de la gasolina, ya que ellos inciden en mayor medida en el RVP de la mezcla final.

Durante el verano en EE.UU. cuando la gasolina requiere un bajo RVP, del orden de 9.0 psi, las refinerías solamente deberán ajustar el contenido de butano de las corrientes de gasolina de la refinación del petróleo crudo para obtener una mezcla con el RVP requerido.

Esta corrección del contenido de butano se hace ajustando la operación de las columnas de destilación tales como los separadores de nafta de topping, los estabilizadores de reformación, los debutanizadores de cracking y otras columnas de ajuste de contenido de livianos. En estas torres de destilación los livianos y gran parte de los butanos son separados por la parte superior de la columna.

Una segunda etapa en la remoción de compuestos livianos para disminuir el RVP, es el ajuste del contenido de pentanos de la gasolina de cracking, mediante una columna de destilación llamada despentanizadora, que puede separar gran parte del contenido de compuestos C5 (pentanos), dejando los C6+ en la corriente de fondo de la columna.

Durante el invierno, las refinerías además pueden aumentar el RVP de las gasolinas mediante la adición directa de butano a la gasolina terminada durante la cadena de distribución de ésta.

El butano puede ser agregado en la línea de distribución a la salida de la refinería, en el poliducto de distribución o en los estanques de almacenamiento del terminal de recepción de las gasolinas en destino.

Ajuste por mezcla

En las refinerías las operaciones de mezclas son muy comunes con el objeto de obtener productos que cumplan con las especificaciones finales a partir de productos intermedios provenientes de las diversas plantas de producción. Los cálculos de mezclas se hacen con modelos computacionales en línea que correlacionan las propiedades físicas de los productos intermedios, los inventarios en estanques y los costos asociados a cada producto.

Cuando existe suficiente información se usa programación geométrica, puesto que los componentes no se mezclan en forma lineal y los valores dependen de las características de cada componente y de su concentración en la mezcla.

Uno de los métodos más usados en las refinerías para el cálculo de mezclas es el uso de índices empíricos de mezcla (Blending Index Numbers) los cuales reemplazan a la propiedad que se quiere mezclar y se relacionan de forma lineal. De esta manera se corrige el efecto de la simplificación que implica correlacionar de forma lineal esas propiedades.

En las refinerías se usan estos índices de mezcla para el octanaje, la presión de vapor, la viscosidad, el punto de inflamación, entre otras propiedades.

En el caso de la presión de vapor (VP), la correlación empírica es del tipo:

$$BIVP(i) = VP(i)^{1.25}$$

Donde BIVP es el Blending Index Number para la presión de vapor.

Para el caso de la gasolina de 93 RON de calidad R.P. en Chile, se tiene una diferencia en el valor del RVP con la gasolina **87 M Conv US Gulf Cost Waterborne**, que varía durante el año. En el Cuadro N° 4.6 siguiente se muestran las diferencias de RVP entre las dos gasolinas para los diversos periodos del año y los porcentajes de butano que se deben agregar o retirar para obtener el RVP requerido.

Como se explicó anteriormente, en la Costa del Golfo las refinерías producen en el invierno una gasolina de 11.5 psi y según los requerimientos de las áreas de destino entregan gasolina con RVP de 11.5 psi hasta 13.5 psi ajustando el RVP mediante la adición de butano durante la cadena de distribución, en poliductos y estanques.

Por esto durante el invierno del hemisferio norte, para una eventual entrega de un embarque a Chile, la refinерía deberá ajustar la gasolina base de 11.5 RVP, removiendo butano en la planta de tratamiento de livianos para cumplir con el RVP de 10.0 psi de la gasolina de calidad R.P. Los precios publicados por Argus de las gasolinas 87 M Conv US Gulf Coast Waterborne y 93 V US Gulf Coast Waterborne en ese periodo no contemplarán este ajuste de RVP. Por esto para el periodo desde el 1° de septiembre hasta el 12 marzo, el ajuste será de 11.5 psi a 10.0 psi ya que la refinерía producirá la gasolina a partir de la gasolina base de 11.5 psi, que es la misma que distribuye en su área de cobertura geográfica y que ajusta con adición de butano durante la distribución para valores de RVP mayores de 13.5 psi y 15.0 psi.

Durante el verano del hemisferio norte, del 13 de marzo al 31 de agosto, la refinерía producirá gasolinas de 7.0 psi, 7.8 psi y 9.0 psi, según los diversos límites impuestos por la CAA para distintos mercados regionales abastecidos desde la Costa del Golfo. De acuerdo con esto, en el caso de un eventual embarque de gasolina de calidad R.P. para Chile, la refinерía producirá la gasolina para Chile a partir de la gasolina de 9.0 psi, a la cual le podrá agregar butano hasta un RVP de 10.0 psi (1.8% butano). Por esto el precio debería, en principio, disminuirse de acuerdo con la cantidad de butano agregado a la gasolina, pero normalmente este beneficio (vender butano a precio de gasolina) que obtiene la refinерía no es traspasado al precio.

Cuadro N° 4.6 Diferencias RVP Gasolinas Colonial Pipeline y Resto País, Chile

<u>Período</u>	<u>RVP Gasolinas (psi).</u>		<u>Dif. RVP</u>	<u>% Butano agrega - retira</u>
	<u>Col. Pipe</u>	<u>R.País</u>		
1 enero al 4 marzo	13.5	10.0	- 3.5	- 2.8
5 marzo al 12 marzo	11.5	10.0	- 1.5	- 2.8
13 marzo al 31 marzo	9.0	10.0	+1.0	+ 1.8
1 abril al 31 agosto	9.0	10.0	+1.0	+ 1.8
1 sept. al 13 oct.	11.5	10.0	- 1.5	- 2.8
14 oct. al 31 dic.	13.5	10.0	- 3.5	- 2.8

Fuente : Elaboración propia UTP Consultoría

El porcentaje de butano retirado de la gasolina corresponde al costo de oportunidad que tiene la refinería al dejar de vender butano a precio de gasolina. Para el invierno del hemisferio norte, los precios de las gasolinas **87 M Conv US Gulf Coast Waterborne** y **93 V Conv US Gulf Coast Waterborne** se deben corregir por un factor que representa este costo de oportunidad.

La corrección será igual al **2.8%** de la diferencia de precio entre la gasolina **87 M Conv US Gulf Coast Waterborne** o gasolina **93 V Conv US Gulf Coast Waterborne**, según corresponda, y el precio del butano, correspondiente al precio del “**Normal Butane Enterprise**” (antes “**Normal Butane Non LST**”) informado para Mont Belvieu.

UTP Consultoría recomienda usar este factor **2.8%** de butano, aplicado sobre la diferencia de estos precios para corregir la presión de vapor de la gasolina **87 M Conv US Gulf Coast Waterborne** de manera que represente el precio de la gasolina 93 RON con la presión de vapor requerida en Chile en el período del 1° de septiembre al 12 de marzo. De igual forma, UTP Consultoría recomienda usar este factor **2.8%** de butano, aplicado sobre la diferencia de estos precios para corregir la presión de vapor de la gasolina **93 V Conv US Gulf Coast Waterborne** de manera que represente el precio de la gasolina 97 RON con la presión de vapor requerida en Chile en el período del 1° de septiembre al 12 de marzo.

Para obtener el valor del porcentaje de butano para corregir el RVP de una gasolina de 11.5 psi para obtener una gasolina con 10.0 psi se tiene lo siguiente.

RVP Gasolina	= 10.0 psi (69.0 kPa)	BIVP = 17.80
RVP Gasolina	= 11.5 psi (79.3 kPa)	BIVP = 21.18
RVP Butano	= 51.6 psi (355.9 kPa)	BIVP = 138.31
Pct butano en mezcla	= B	

Para el ajuste de 10.0 psi a 11.5 psi, se calcula la mezcla con los BIVP en forma lineal.

$$\begin{aligned}
 17.80 * (1 - B) + 138.31 * B &= 21.18 \\
 17.80 - 17.80 * B + 138.31 * B &= 21.18 \\
 B * (138.31 - 17.80) &= 21.18 - 17.80 \\
 B &= (21.18 - 17.80) / (138.31 - 17.80) \\
 \mathbf{B} &= \mathbf{0.0280}
 \end{aligned}$$

Esto implica que retirando un 2.8% de butano en la mezcla se obtiene una disminución del RVP de la gasolina desde 11.5 a 10.0 psi.

Los índices de mezcla para la presión de vapor (Blending Index Vapor Pressure - BIVP) se pueden obtener del manual **Refining Processes Handbook** de Surinder Parkash, 2003. Mayores detalles de la corrección del precio de la gasolina por diferente presión de vapor y la tabla completa de los índices de mezcla BIVP, se pueden encontrar en el informe **Corrección Precio Gasolina por Presión de Vapor**, realizado para la CNE por el consultor Carlos Zegers en septiembre de 2011.

Además del costo de oportunidad por la extracción del butano, la refinería incurre en otros costos al ajustar el RVP de la gasolina. Estos costos corresponden a los costos de capital,

operacional y de contenido energético. Todos estos costos no se reflejan en el precio, puesto que la refinería los tiene asumidos como costos hundidos que son necesarios para cumplir con la normativa vigente.

4.1.2.- Indicador Kerosén

Actualmente la CNE emplea para el kerosén el indicador de precio **Jet 54 US Gulf Coast Waterborne** informado por **Argus US Products**. Esta cotización diaria de precio corresponde al precio del **Jet Kerosene Grado 54** en el punto de entrega al poliducto Colonial Pipeline, más un “premio” fijo de 1.75 US\$ cpg, que representa el costo estimado de transportar el producto a un puerto de embarque en la Costa del Golfo. Este premio se revisa anualmente y se modifica si las condiciones de mercado lo hacen pertinente.

Las especificaciones de este kerosén de aviación corresponden a la calidad Aviation Kerosene Grade 54 establecida por el Colonial Pipeline.

Esta calidad corresponde a un kerosén de aviación que cumple con la especificación DEFSTAN 91-091, con 100°F (38°C) de punto de inflamación, con -47 °C de punto de congelación y con un contenido máximo de 0.3% de azufre (3000 ppm) y un contenido máximo de azufre mercaptánico de 30 ppm.

Esta calidad es equivalente a la del kerosén destinado al consumo de aviación en Chile, con iguales contenido de azufre y puntos de inflamación y congelación.

Argus informa también la calidad **Kerosine 55 US Gulf Coast Waterborne** que corresponde un kerosén igual al de calidad 54, pero con 400 ppm de azufre total y con 123 °F de punto de inflamación. Esta calidad es la misma establecida por el Colonial Pipeline para el Aviation Kerosene Grade 55.

Cuadro N° 4.7 Producción- Consumo- Imp. – Exp. – Kerosén USG

	2020	2021	2022	2023	2024
Jet Kero 54					
Producción	30466	37546	47991	51183	54549
Importación	406	0	0	0	0
Consumo	7834	9691	9169	10504	10562
Exportación	4410	4933	8937	8298	10097
Jet Kero 55					
Producción	290	174	348	464	406
Importación	0	0	0	0	0
Consumo	0	0	0	58	116
Exportación	232	232	406	174	174

Fuente : Elaborado por UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, EE.UU.
Volumen en 1000 m3.

La producción de este Kerosén 55 es muy reducida, menos del 1% del total del conjunto de kerosenes, como promedio en los últimos cinco años. Sus transacciones no tienen una gran liquidez, pues corresponden a pequeños volúmenes de transacciones.

En el cuadro N° 4.7 se presenta el balance de la producción, importación, consumo y exportación para las dos calidades de kerosén en el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. para el periodo 2020 al 2024.

Se aprecia una gran diferencia entre la producción de Jet Kero 54 y el consumo y exportación en el mercado USG. Esto se debe a que algo más de la mitad de la producción se destina como transferencia al mercado de la Costa Atlántica de EE.UU. (USAC) por medio del poliducto Colonial Pipeline y por vía marítima.

Se puede observar que la producción de kerosén de calidad 55 está destinada principalmente a mercados de exportación, ya que el consumo en la Costa del Golfo es muy pequeño, alcanzando solamente al 0.4% del consumo total de kerosén de esa región como promedio en los últimos cinco años.

Las importaciones efectivas de kerosene en Chile corresponden a kerosén de aviación, ya que se importa para satisfacer el déficit de este combustible, cuyo consumo es mucho mayor que el de kerosén doméstico: 1552 miles de m³ en el año 2024 contra solo 147 miles de m³ de kerosén doméstico (S.E.C. : **Informe Estadístico de Combustibles 2024**).

Para calcular el precio de paridad del kerosén doméstico calidad Resto País se debe usar una cotización de precio en el USG que represente este combustible, el cual tiene actualmente en Chile un contenido de azufre máximo de 100 ppm. El precio del Jet 54 corresponde a un kerosene de aviación de 3000 ppm de contenido de azufre por lo que este precio se debe corregir para representar adecuadamente el precio del kerosén doméstico chileno.

Corrección por Azufre

Para corregir el precio del kerosén por el contenido de azufre se deben usar dos cotizaciones de kerosén con distinto contenido de azufre en el mismo mercado. Para el caso de los precios informados por Argus, esta condición se presenta en el mercado de New York Harbor (NYH), donde, además del **Jet Fuel NYH Cargo**, con 3000 ppm de azufre máx, Argus informa también el precio del **ULSK NYH Cargo**, un kerosén de muy bajo azufre, con 15 ppm máx.

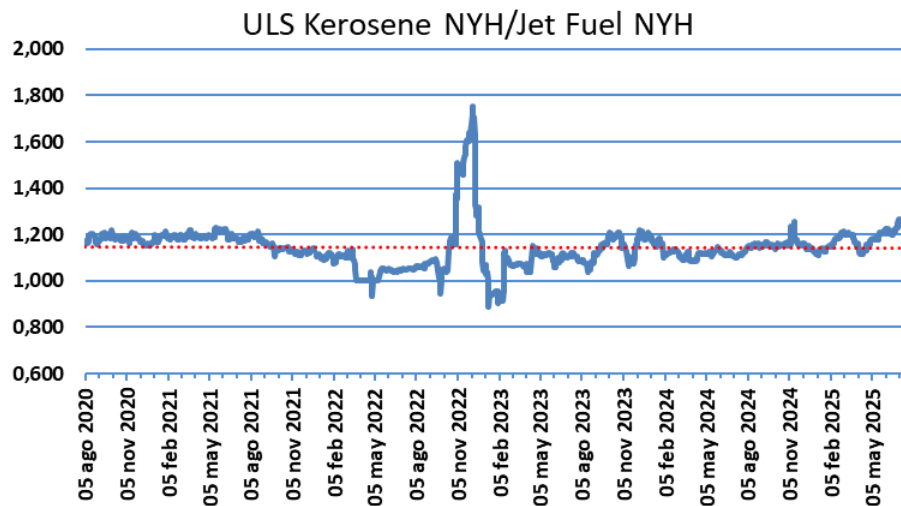
Platts informa precios para el ULSK también en el mercado del USG, para el cual Argus no informa cotizaciones. Esto último se debería a la poca liquidez del indicador en este mercado. El ULSK se emplea como componente en mezclas para preparar diésel de calefacción (heating oil) de muy bajo azufre con mejores propiedades en condiciones de muy bajas temperaturas, como las que prevalecen en el invierno en el noreste de EE.UU., y por ende, las transacciones de ULSK son mucho más numerosas en la Costa Atlántica de EE.UU. que en la Costa del Golfo, donde el combustible de calefacción predominante no es el heating oil sino el gas natural.

De acuerdo con lo anterior y considerando los precios informados por Argus, para determinar el factor de corrección por contenido de azufre, se usaron las series de precios de estos dos kerosenes, Jet 54 de 3000 ppm y ULSK de 15 ppm de azufre en el mercado NYH.

En la Figura N° 4.2 se muestra la evolución del cociente entre los precios de los kerosenes para el periodo de 60 meses, de agosto 2020 a julio 2025. Este cociente representa mejor el “premio” del ULSK sobre el precio del Jet 54 en el mercado NYH que, como alternativa, la diferencia de precios absolutos. Esta última introduciría un cierto grado de distorsión al incorporar el efecto de los grandes cambios en el nivel de precios del petróleo y sus derivados ocurridos en el período.

Con la excepción del período octubre-diciembre de 2022, en los cinco años la relación diaria ULSK/Jet 54 se mueve prácticamente siempre en el rango 1.0 - 1.2, sin mostrar tendencias estacionales claras. Uno esperaría que, en los inviernos en el hemisferio norte, meses noviembre a febrero, se registrase un alto premio para el ULSK, mientras que en los meses restantes el premio, de existir, sería muy bajo. Pero esto no se observa (salvo la excepción antes mencionada) y una posible explicación es que siendo el volumen de este ULSK bastante menor, comparado con el volumen del Jet 54, la oferta de ULSK se ajusta fácilmente al consumo, aumentando la oferta en invierno y disminuyendo en el resto del año.

Figura N° 4.2 Relación Precios Kerosén en mercado NYH: ULSK / Jet Fuel



Fuente: Elaborado por UTP Consultoría con series de precios proporcionadas por la CNE para propósito de este estudio

El episodio que se sale de la norma, octubre-diciembre 2022, se debió a un ciclo de muy bajas temperaturas en el noreste de EE.UU., en el contexto de un mercado de heating oil y diésel muy estresado por las sanciones al petróleo ruso y sus derivados, por la invasión de Rusia a Ucrania, lo que obligó a sustituir la mayor parte del diésel ruso en Europa Occidental con mayores exportaciones de las refinerías estadounidenses. Esto dificultó mantener la oferta de kerosenes al optar las refinerías por favorecer el diésel en el swing kerosene-diésel del proceso de refinación.

En los cinco años, agosto 2020 a julio 2025, la diferencia promedio de precio por contenido de azufre entre estos dos kerosenes (3000 y 15 ppm de azufre), referido al precio del Jet Fuel, resultó de 14.38%. Esto implica un factor de corrección del precio del Jet Fuel de 1.1438. El factor de corrección se expresa con 4 decimales puesto que la variación menor de precio indicada por Argus para el mercado de kerosenes en EE.UU. es de 0.01 US\$ cpg, lo que representa variaciones de 0.00004 para niveles de precio del orden de 260 US\$ cpg (promedio Jet Fuel NYH en el período).

Dado lo excepcional del período octubre-diciembre 2022, se podría considerar omitir ese subperíodo para calcular una razón ULSK/Jet Fuel promedio representativa. Pero dado que se trata solo de 3 meses de un total de 60, la corrección sería pequeña y, además, arbitraria porque períodos excepcionales no se pueden descartar a priori, se aceptará el factor 1.1438 como representativo.

Para obtener el precio de un kerosén de 100 ppm de azufre (especificación del kerosén doméstico en Chile) se debe mezclar un 97.15% de ULSK con un 2.85% de Jet Fuel. Esta proporción aplicada a la diferencia de precio entre ambos kerosenes resulta en un 13.97%, lo que equivale a un factor de corrección de **1.1397**.

Los precios en los mercados USG y NYH están íntimamente relacionados (coeficiente de correlación 92% en los cinco años agosto 2020-julio 2025) dada la dependencia del consumo en la Costa Atlántica de EE.UU. (USAC) de volúmenes suministrados desde la Costa del Golfo (USG), tal como se puede apreciar en el Cuadro N°4.8 siguiente:

Cuadro N° 4.8 Producción- Import- Export-Consumo – Jet Kero USAC

<u>Jet Kero</u>	2020	2021	2022	2023	2024
Producción	1862	3250	5155	4933	5528
De USG	15711	19788	26926	28899	31015
Consumo	19843	26520	33832	36095	37358
Importación	2735	3589	1799	2495	1338
Exportación	291	290	116	232	175

Fuente : Elaborado por UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, EEUU
 "De USG" incluye la recepción por poliducto y por vía marítima
 Volumen en 1000 m3

Dada esta estrecha relación entre los mercados USG y NYH en el caso del Jet Kero, es razonable asumir un premio para el ULSK sobre el Jet Kero 54 para las transacciones en la Costa del Golfo similar al observado en el mercado NYH.

El factor de corrección por azufre para el Jet 54 USG se calculará entonces como:

$$1.1397 \times \text{Jet 54 USG}$$

UTP Consultoría recomienda usar el factor de corrección **1.1397** para corregir por azufre el precio del **Jet 54 US Gulf Waterborne**.

Alternativamente a lo anterior, un método diferente de corrección por azufre del marcador es usar una corrección del Jet 54 USG, usando los precios diarios del ULSK y del Jet Fuel del mercado NYH mencionados antes. En esta modalidad, al precio del Jet 54 USG se le debe adicionar diariamente el siguiente término:

$$(\text{ULSK NYH} - \text{Jet 54 NYH}) \times (2900/2985)$$

El guarismo 2985 es la diferencia de contenido de azufre del Jet Fuel NYH (3000 ppm) versus el contenido de azufre del ULSK NYH (15 ppm).

El guarismo 2900 es la diferencia de contenido de azufre del Jet 54 USG (3000 ppm) versus el contenido de azufre del Kerosén Doméstico en Chile (100 ppm).

La diferencia de precios de los kerosenes dividida por 2985 da un estimador del valor de 1 ppm menos de azufre. Este valor se multiplica luego por la diferencia de contenido de azufre entre el Jet 54 USG y el kerosén doméstico chileno (2900 ppm) para obtener el término correctivo del precio del Jet 54 USG para servir como marcador para el kerosén doméstico de 100 ppm de azufre.

La objeción a este método alternativo de corrección diaria es que se basa en la relación de precios diaria en el mercado NYH, que podría estar sujeta a contingencias propias del mercado de la Costa Atlántica de EE.UU. y podría – puntualmente - no representar la relación entre estas dos calidades de kerosén en el mercado USG, introduciendo una volatilidad extra al precio marcador ajustado. En cambio, el método recomendado por UTP consultoría se basa en una relación más estable NYH/USG por tratarse de un promedio sobre un período de tiempo suficientemente largo para que contingencias puntuales entre estos dos mercados no introduzcan volatilidad en la corrección.

4.1.3.- Indicador Petróleo Diésel

Actualmente la CNE emplea para el petróleo diésel el indicador de precio **ULS Diesel US Gulf Coast Waterborne** informado por **Argus US Products**. Esta cotización diaria de precio corresponde al precio del ULS Diesel Grado 62 en el punto de entrega al poliducto Colonial Pipeline, más un “premio” fijo de 1.75 US\$ cpq, que representa el costo estimado de transportar el producto a un puerto de embarque en la Costa del Golfo. Este premio se revisa anualmente y se modifica si las condiciones de mercado lo hacen pertinente.

Este ULS Diesel Grado 62 cumple con las especificaciones del Colonial Pipeline. Se trata de un petróleo diésel con un contenido de 11 ppm de azufre, 40 número Cetano y con 130°F de punto de inflamación.

Esta calidad es equivalente a la del Diésel B-1 en Chile, con similar punto de inflamación (126 °F), con un mayor número Cetano (50) y con un leve menor contenido de azufre (10 ppm). La diferencia en contenido máximo de azufre es demasiado pequeña para requerir una corrección.

La diferencia de número Cetano se puede corregir por diferencial de precios, ya que desde septiembre de 2022 Argus informa el precio diario de exportación de un petróleo diésel, Diesel EN590, con especificaciones similares a las de Chile, con 10 ppm de azufre máximo y 51 número Cetano mínimo. Como alternativa se puede agregar al precio el costo que tiene la adición de un aditivo que se usa para mejorar el número Cetano. El método de corrección de la diferencia de número Cetano recomendado por UTP Consultoría se aborda más adelante en esta Sección 4.1.3

En el cuadro N° 4.9 se presenta el balance de la producción, importación, consumo y exportación para las 3 calidades del diésel que se informan en el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. (USGC) para los últimos cinco años, 2020 a 2024.

**Cuadro N° 4.9 Producción- Consumo- Importación – Exportación
Petróleo Diésel - USGC**

	2020	2021	2022	2023	2024
<u>Diésel < 15 ppm S</u>					
Producción	148732	143858	159236	156856	160454
Importación	58	174	58	174	0
Consumo	41318	46018	52750	54723	49268
Exportación	53272	48630	54839	49558	58088
<u>Diésel 15 < < 500 ppm S</u>					
Producción	4526	4700	4584	5455	4584
Importación	0	0	0	0	0
Consumo	0	1219	0	0	0
Exportación	4642	3308	4700	5281	4875
<u>Diésel > 500 ppm S</u>					
Producción	6035	6383	6615	3888	3772
Importación	0	116	0	0	0
Consumo	0	0	0	987	290
Exportación	4584	5165	4817	2495	2960

Fuente : Elaborado por UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, EE.UU.
Volumen en 1000 m3

Se puede apreciar que la producción de diésel de muy bajo contenido de azufre (<15 ppm), “Ultra Low Sulfur Diesel” (ULSD), es, por lejos, la mayor de las tres calidades de

diésel, concentrando 94% del total en el quinquenio 2020-2024, repartiéndose las otras dos calidades el resto, con 3% cada una.

Esta preponderancia del ULSD es, además, creciente, ya que su producción creció 8% entre 2020 y 2024, mientras que la del diésel con más de 15 ppm y menos de 500 ppm de azufre sólo creció 1%, y la del diésel con más de 500 ppm de azufre disminuyó 38%

En 2024, la producción de 160.5 millones de m³ de ULSD representó un 95% del total de diésel, 168.8 millones de m³, producidos en la Costa del Golfo.

Las exportaciones de ULSD crecieron 9% en el periodo, desde 53.2 millones de m³ en 2020, hasta un volumen de 58.1 millones de m³ en 2024. Y representan ahora 88% de las exportaciones totales del diésel desde la Costa del Golfo.

Como contrapartida, la producción de diésel de contenido de azufre entre 15 y 500 ppm ha crecido poco en los últimos 5 años, desde 4.5 millones de m³ en 2020, a 4.6 millones de m³ en 2024; mientras que las exportaciones subieron levemente, de 4.6 a 4.9 millones de m³, entre el inicio y el fin del quinquenio.

En el caso de diésel de contenido de azufre mayor a 500 ppm, la producción se redujo en el periodo, de 6.0 a 3.7 millones de m³, en tanto que las exportaciones se contrajeron de 4.6 a 3.0 millones de m³.

Los excedentes de producción de la Costa del Golfo que no se consumen son exportados o transferidos a otras áreas de EE.UU., como la Costa Atlántica y el Medio Oeste.

Para el mercado USG Waterborne, las publicaciones técnicas Platts y Argus informan precios para dos calidades de diésel, de hasta 15 ppm de azufre (ULSD), y de hasta 2000 ppm de azufre (Heating Oil), las que cubren el 97% (164.2 millones de m³) del diésel producido en la Costa del Golfo.

Corrección por Cetano

Tal como se mencionó antes, junto con los precios diarios de **ULS Diesel US Gulf Coast Waterborne**, Argus también publica precios para un petróleo diésel de exportación en el mercado Costa del Golfo con especificaciones similares a las de Chile, bajo el título “FOB USG Cargo/Diesel EN590”. Esta cotización la calcula agregando al precio del ULS Diesel Grado 62 en el punto de entrega al poliducto Colonial Pipeline (“ULSD 62 Pipeline”, en adelante), un “premio” que denomina “Differential Diesel EN590”, que refleja el costo estimado de transportar el producto a un puerto de embarque en la Costa del Golfo, más cualquier otro premio adicional a favor del vendedor por otros factores, incluyendo diferencias de calidad, escasez de oferta, disponibilidad en muelles de embarque, estructura del mercado u otros.

Los componentes de este **Differential Diesel EN590** tienen una interpretación clara, excepto el de “estructura del mercado”, entendiéndose por esto que se prevea que el precio del ULSD 62 Pipeline vaya subiendo (“contango”) o bajando (“backwardation”) en las próximas semanas. Esta estructura del mercado cobra importancia porque el precio del ULSD 62 Pipeline es un precio “prompt” (de entrega inmediata), mientras que el precio

del cargamento de exportación de Diesel EN590 se fijará alrededor del día de carga, 10-20 días en el futuro. Así, si el mercado del ULSD 62 Pipeline está en “contango”, los vendedores incluirán en el premio EN590 un monto que refleje el aumento esperado del ULSD62 Pipeline en las próximas semanas versus el valor de hoy (“prompt”). En cambio, si el mercado está en “backwardation”, los vendedores podrán, para ser más competitivos, aplicar un descuento al premio total por la baja esperada del ULSD 62 Pipeline en las próximas semanas versus el valor de hoy.

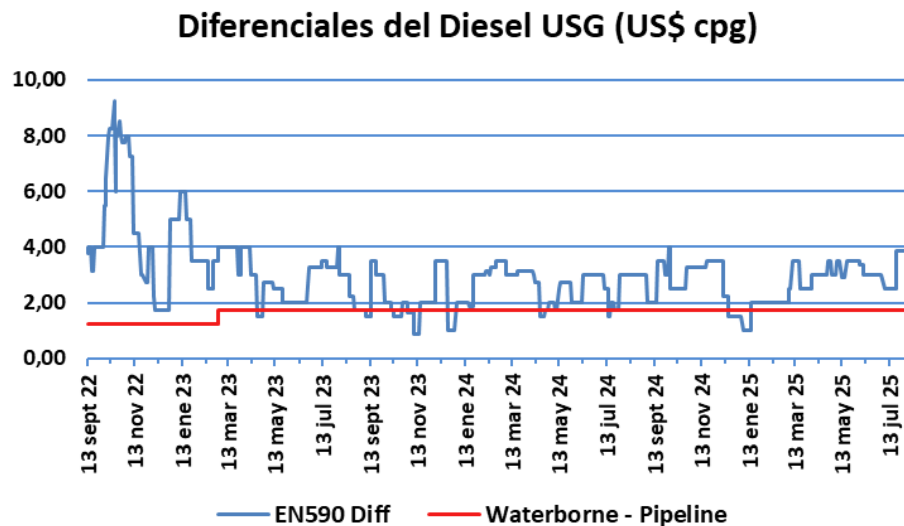
Entonces, en la Costa del Golfo hay tres precios:

- ULSD 62 Pipeline
- ULSD 62 Waterborne (ULSD 62 Pipeline + 1.75 US\$ cpg)
- Diesel EN590 Export Cargo (ULSD 62 Pipeline + Differential Diesel EN590)

La diferencia entre el segundo y el tercero son, a favor del tercero: un premio por calidad (básicamente, mayor número Cetano) + un premio por escasez de oferta (puntual) + un premio por disponibilidad de muelle en puerto de embarque (puntual) + un premio/descuento por estructura del mercado del diésel (puntual). Se asume que el costo de transporte al puerto de carga en la Costa del Golfo (1.75 US\$ cpg) es el mismo para el segundo que el tercero.

En la Figura N°4.3 se muestra los valores diarios del **Differential Diesel EN590** y los valores diarios de la diferencia entre el ULSD 62 Waterborne y ULSD 62 Pipeline (1.25 US\$ cpg hasta febrero de 2023, y 1.75 US\$ cpg desde marzo 2023). Las series van desde mediados de septiembre 2022 - cuando comenzó a publicarse en Argus el **Differential Diesel EN590** - hasta comienzos de agosto 2025.

Figura N° 4.3 Diferencias de precios de Diésel en mercado USGC



Fuente: Elaborado por UTP Consultoría con series de precios proporcionadas por la CNE para propósito de este estudio

Se observan valores muy altos para el **Differential Diesel EN590** en los primeros meses de la serie, a consecuencias de la gran demanda por exportaciones de la Costa del Golfo a Europa para reemplazar el diésel ruso proscrito (parcialmente) del mercado europeo debido a las sanciones a Rusia por la invasión a Ucrania en febrero de 2022. La demanda extraordinaria por esta causa (la Costa del Golfo ya era un exportador importante de producto a Europa) estresó no solo la capacidad de producción de las refinerías de la Costa del Golfo, sino también la infraestructura portuaria, con los consiguientes premios por escasez de ambas.

Pero ya desde febrero de 2023, los valores de dicho diferencial son más acotados, con máximos de 4 US\$ cpg, y caídas puntuales bajo los 2 US\$ cpg.

Entonces, se puede asumir que la brecha entre el **Differential Diesel EN590** y el premio del ULSD 62 Waterborne vs. ULSD 62 Pipeline (1.75 US\$ cpg, actualmente) reflejará en promedio la diferencia de calidad, ya que los demás factores operan en contingencias puntuales que tienden a cancelarse en el período de tres años considerado.

El promedio de esta brecha es 1.308 US\$ cpg, atribuible a la diferencia de calidad por número Cetano entre el Diesel EN590 (51) y el ULS Diesel 62 Waterborne (40 nominal, 45-46 efectivo sin costo extra).

El enorme aumento y crecimiento de las plantas de hidrocrqueo en las refinerías de la Costa del Golfo para aumentar la producción de ULSD desde 75% del total de diésel en 2010, a 95% en 2024, ha hecho que actualmente el diésel producido tiene espontáneamente un número Cetano alto, 45-46, muy superior al número Cetano 40, que es la especificación del ULSD 62 Pipeline. Esto explica que el premio por calidad que se infiere de las series graficadas sea relativamente pequeño, y algo menor al valor del premio por Cetano recomendado en el estudio de actualización de la metodología de cálculo de paridades de importación de la CNE de 2018, que se calculó estimando el costo de aumentar el número Cetano de la calidad “espontánea” del ULSD Waterborne mediante un aditivo (1.395 US\$ cpg).

Dada la disponibilidad de indicadores de precio de diésel con distinto número Cetano en esta oportunidad, UTP Consultoría recomienda la presente metodología para estimar el factor de corrección por número Cetano.

Un último punto es el hecho que el **Differential Diesel EN590** se refiere a un petróleo diésel con número Cetano 51, es decir, mayor que el número Cetano 50 del petróleo diésel chileno. Pero siendo el EN590 la calidad estándar, se considera que los exportadores entregarán esta calidad para Chile, sin preparar una calidad especial, considerando los costos de preparación, segregación, etc.

UTP Consultoría recomienda sumar **1.308 US\$ cpg** para corregir por Cetano el precio del **ULS Diesel US Gulf Coast Waterborne**, de manera que represente el precio marcador relevante para Chile del petróleo diésel en la Costa del Golfo de EE.UU.

4.1.4.- Efecto RINs : Descuento sobre el Precio FOB de exportaciones

Las refinerías de EE.UU. deben incorporar por ley cada año un determinado porcentaje biocombustibles en las cantidades de gasolina y diésel destinadas al mercado interno y/o comprar créditos transables llamados “RINs” por las cantidades faltantes. Las exportaciones no se consideran para el cálculo de las cantidades de biocombustibles a incorporar. Por tanto, dado que las refinerías están sujetas a un costo asociado a la venta de gasolina y diésel destinados al mercado interno (el costo de los RINs), mientras que las exportaciones están exentas de dicho costo, los precios USG waterborne que informa Argus deben corregirse como precios de referencia FOB para el cálculo de la paridad de importación a Chile (sin perjuicio de los ajustes por temas de calidad antes enunciados), en la medida que este ahorro de costo, que denominaremos “Efecto RINs” se traspase como descuento al precio informado por Argus. En lo que sigue, se describe el origen y evolución de este descuento de los exportadores de EE.UU. a sus clientes en los combustibles mencionados, relegándose al Anexo N°2 de este estudio una reseña y análisis más detallado del programa que dio origen a los RINs y su evolución.

Leyes aprobadas en el Congreso de Estados Unidos en 2005 y 2007 establecieron un Estándar de Combustibles Renovables (Renewable Fuel Standard, RFS), con el objeto de incentivar el uso de combustibles de transporte producidos a partir de fuentes de energía renovables: etanol, biodiésel y otros.

EL RFS estableció metas anuales obligatorias de biocombustibles para refinadores e importadores estadounidense, creciente año a año.

Para cada productor o importador se establece cada año una Obligación de Volumen Renovable (Renewable Volume Obligation, RVO), en galones, calculada como un porcentaje de la suma de sus volúmenes de venta de gasolina y diésel al mercado interno de EE.UU., excluyéndose del cálculo los volúmenes de gasolina y diésel exportados. Este porcentaje se establece como el cociente entre la cantidad de biocombustibles renovables mandatado para el año por el RFS y el consumo estimado de gasolina más diésel en EE.UU. para dicho año. Este porcentaje es poco más de 13% en la actualidad.

El cumplimiento del RVO para las partes obligadas (refinerías e importadores) se logra mediante la incorporación (“blending”) de biocombustibles renovables en la fabricación de gasolinas y diésel terminados, y/o mediante la compra de créditos transables (llamados “Renewable Identification Numbers”, RINs) a otras partes con excedentes de dichos créditos (principalmente productores de biocombustibles). Cada galón producido de biocombustibles tiene asignado un número de 38 dígitos llamado RIN (Renewable Identification Number), por lo que al mercado de los créditos transables antes mencionados se le llama el mercado de los RINs.

El RFS estableció 4 categorías de biocombustibles renovables, con obligaciones anuales a cumplir, generándose así 4 clases de RINs. El precio promedio ponderado de las 4 clases principales de RINs se informa por parte de las agencias de precios, entre ellas, Argus y Platts, bajo la denominación “Precio RVO” y se expresa en US\$ cpq.

En dicho precio promedio, el precio del RIN D-6, que corresponde al etanol producido a partir de maíz, tiene casi un 70% de ponderación y por lo tanto es el que más incide en la evolución del **Precio RVO**.

Hasta 2012 los precios de los RINs eran muy bajos, niveles dados por los costos de transacción principalmente, ya que las refinerías podían cumplir con los volúmenes de sus RVOs. Pero, a partir de 2013 se presentaron dificultades para los refinadores estadounidenses en cumplir con las metas establecidas en sus RVOs, derivadas de los crecientes volúmenes establecidos en el RFS. Esto porque en 2013, la cantidad de biocombustibles requeridos empezaron a superar el volumen consistente con el máximo de etanol susceptible de ser incorporado en la gasolina producida para venta en Estados Unidos (10%). Esto llevó a un insuficiente volumen de biocombustibles comparado con lo que hubiese sido consistente con los volúmenes del RFS, generando una cantidad insuficiente de RINs. La escasez provocó alzas en los precios de los RIN y del precio RVO. A partir de 2014 las alzas fueron mayores y más permanentes al agravarse la escasez de RINs. Como se explica en el Anexo N°2 antes mencionado, estas alzas de precio de los RINs por escasez son justamente mecanismos del RFS para inducir un mayor uso y producción de los biocombustibles renovables.

Pero, dada la gran magnitud de las alzas en ciertos períodos, la Agencia de Protección al Medio Ambiente de EE.UU. (Environmental Protection Agency, EPA), administradora del programa RFS, ha establecido no solo modificaciones de los volúmenes respecto de aquellos del RFS original, sino también exenciones (“waivers”) a regiones o refinerías individuales, en casos de riesgo de abastecimiento o de imposibilidad de solventar el costo de los RINs para cumplir con los volúmenes obligados.

La incertidumbre del mercado ante rumores de cambios regulatorios, la extemporaneidad de las resoluciones de la EPA, especulación y negociaciones políticas han hecho que la alta volatilidad en el valor de los RINs haya sido la norma desde 2013, siendo la excepción los poco frecuentes períodos de estabilidad. Esta alta volatilidad de los precios de los RINs también estuvo presente en los últimos cinco años, tal como se puede observar en la Figura N°4.3.

Un poco antes de esta época de mayor costo de los RINs y gran volatilidad, el desarrollo de los “shale plays” de gas natural y de petróleo inauguró una era de alto crecimiento de la producción de petróleo y de las exportaciones de productos de las refinerías en Estados Unidos, debido al menor costo de la energía y de la materia prima resultante de dicho desarrollo. En el caso de las refinerías de la Costa del Golfo, entre 2012 y 2024, las exportaciones de gasolina crecieron 108%, y las de diésel, 42%.

Dada la exclusión del cálculo del RVO de las exportaciones, las refinerías empezaron desde 2014 a incorporar, gradualmente, en sus precios de exportación un descuento basado en el costo de los RINs ahorrados (en comparación con la venta al mercado interno).

Figura N° 4.3 Precio diario RVO Agosto 2020 - Julio 2025 (US\$ cpq)



Fuente : Elaborado por UTP Consultoría con datos proporcionados por la CNE para propósito de este estudio

Aparte de la competencia entre exportadores estadounidenses entre sí, nuevas refinerías y expansiones de algunas existentes en el Golfo Pérsico entraron a disputar al mercado europeo (deficitario) de diésel con los exportadores de Rusia y EE.UU., lo que obligó a éstos últimos al traspaso del ahorro del costo de los RINs para no perder competitividad.

En el caso de las exportaciones de diésel a Chile, este traspaso del ahorro del costo de los RINs fue parcial inicialmente, pero ya desde 2015 los exportadores comenzaron a traspasar 100% del **Precio RVO** como descuento a las exportaciones. Esto según la propia experiencia de los integrantes de UTP Consultoría: como representante comercial de una firma internacional de trading de petróleo, en un caso, y como ejecutivo en el área de inteligencia de mercados de ENAP, en otro caso.

De acuerdo con las propias experiencias antes mencionadas, en las exportaciones de gasolina a Chile, el traspaso del ahorro del costo de los RINs fue un poco más tardío, en 2017, y también solo por un porcentaje del total, inicialmente.

La posible explicación de esta diferencia es que las exportaciones de gasolina de Estados Unidos han estado tradicionalmente muy concentradas en México (57% del total, en el período 2020-2024), con poca competencia de refinerías de otros mercados, a lo que se agregaría el bajo volumen de las exportaciones a Chile, 3% del total en 2020-2024, poco incentivo para conceder descuentos. Como contraste, las exportaciones de diésel a Chile representaron 9% del total de exportaciones estadounidenses de este producto en el mismo período.

De acuerdo con información de los principales importadores de combustibles, en el caso de la gasolina 93, el precio FOB ofrecido a los importadores chilenos es de la siguiente forma (en US\$ cpg):

Precio FOB = Precio Unl87 USG Waterborne + Premio – G x Precio RVO

Donde “G” es una fracción de 1, que se negocia con el exportador, pero cuyo valor afecta el componente “Premio” (por octanaje, otras especificaciones, RVP, etc.) del precio FOB. Así, puede que un importador logre nominalmente un G de 1 (100% traspaso Precio RVO como descuento) pero a cambio, el componente “Premio” será mayor que el cotizado por otro exportador que incluyó un G menor que 1 en su oferta.

No obstante, según las mismas fuentes, actualmente el traspaso del **Precio RVO** es del 100% tanto para la gasolina como para el petróleo diésel.

Finalmente, en atención a la magnitud de las variaciones diarias que muestra el Precio RVO, UTP Consultoría recomienda incluir dentro del valor FOB del diésel y gasolina, el descuento por Efecto RINs, con la misma indexación de los Precios RVO diarios que los precios de referencia USG waterborne de Argus. Este descuento por Efecto RINs será por **100% del Precio RVO**, tanto para la gasolina como para el petróleo diésel.

4.1.5.- Indicador Petróleo Combustible

Actualmente la CNE emplea para el petróleo combustible el indicador de precio informado por Argus: **Residual Fuel Oil 3.0% US Gulf Coast Waterborne**. Esta cotización diaria de precio corresponde a un petróleo combustible de 3.0% máximo de azufre, con densidad mínima de 10 API, con 200-250 ssf de viscosidad, un contenido de vanadio de 300 ppm máximo y 60°C de punto de inflamación.

Esta calidad es equivalente a la del petróleo combustible N°6 en Chile, con similar contenido de azufre, con 300 ssf (620 CST a 50°C) de viscosidad, un contenido de vanadio de 500 ppm máximo, y 60°C de punto de inflamación.

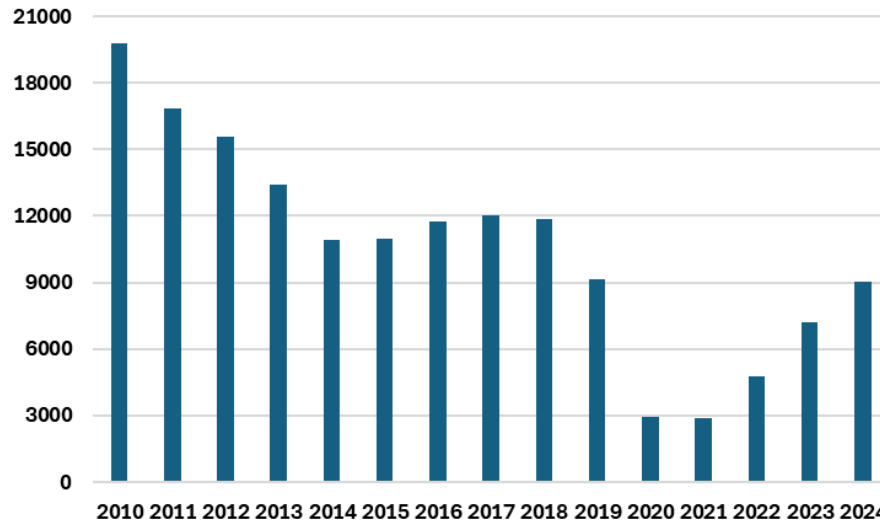
Las expresiones “ssf” y “CST” denotan “Segundos Furol Saybolt” y “Centistokes”, respectivamente.

Platts publica actualmente precios en la Costa del Golfo para un petróleo combustible bajo la denominación USGC HSFO (que reemplazó al “US Gulf Coast 3%S residual fuel oil”), con especificaciones del RMG 380, con 3.5% contenido máximo de azufre, con 380 CST at 50°C máximo de viscosidad, un contenido de vanadio de 300 ppm máximo, y 60°C de punto de inflamación. Esta calidad refleja un petróleo combustible de uso como combustible marino y por lo tanto no podría ser el indicador adecuado para el petróleo combustible de uso industrial o generación eléctrica en Chile.

La producción de petróleo combustible en la Costa del Golfo ha venido bajando sistemáticamente a medida que se amplían refinerías con un mayor grado de complejidad

(con una mayor capacidad de convertir corrientes de hidrocarburos pesados como el fondo de vacío - base para el petróleo combustible - en productos destilados) y cierran otras de menor complejidad. Esto se puede apreciar en la Figura N° 4.4 que muestra la evolución de la producción desde 2010.

Figura N° 4.4 Producción de Petróleo Combustible en mercado USG (Miles de m3 anuales)



Fuente: Elaborado por UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, EE.UU. Volumen en 1000 m3

A la tendencia declinante de la producción se sumó el impacto de la pandemia COVID-19 que deprimió el consumo y que redujo fuertemente la producción al impactar más severamente las refinerías de menor complejidad, algunas de las cuales cerraron definitivamente durante este período, Postpandemia se produce una recuperación, recuperando prácticamente en 2024 el nivel de producción de 2019. En consideración a que los primeros años del quinquenio son de normalización de la producción es que se privilegiará la situación del año 2024 para los comentarios a continuación.

En el cuadro N° 4.10 se presenta el balance de la producción, importación, consumo y exportación para el total del petróleo combustible en el mercado de la Costa del Golfo; y las cifras de producción e importación de tres calidades del petróleo combustible en este mercado: para petróleo combustible con contenido de azufre menor a 0.31%, con contenido de azufre entre 0.31% y 1.0%, y con contenido mayor a 1.0%.

Se puede apreciar que la producción de petróleo combustible con contenido de azufre mayor de 1.0% fue 5.3 millones de m3, esto es, un 59% del total producido en la Costa del Golfo en 2024. El resto de la producción (petróleo combustible con hasta 1.0% de contenido de azufre) sumó 3.6 millones de m3, 41% del total en 2024.

Más relevante que la producción, para los propósitos de este análisis es el volumen de exportaciones. La EIA no publica las cifras de exportaciones de petróleo combustible desagregadas según el contenido de azufre, pero observando la información en el Cuadro N° 4.10 se observa que la casi totalidad del petróleo combustible importado es de la calidad con más de 1.0% de azufre. Por lo anterior, se puede presumir que el grueso de la exportación de petróleo combustible es de la calidad de más de 1.0% de azufre, al ser esta calidad la predominante por lejos tanto en la producción como en las importaciones.

**Cuadro N° 4.10 Producción- Consumo- Importación – Exportación
Petróleo Combustible USGC**

	2020	2021	2022	2023	2024
<u>P.Comb. < 0.31 % S</u>					
Producción	1277	1219	1799	1567	1625
Importación	232	290	116	58	116
<u>P.Comb. 0.31% - 1.0 % S</u>					
Producción	1045	1219	2437	1915	2031
Importación	812	348	348	522	174
<u>P.Comb. > 1.0 % S</u>					
Producción	638	464	522	3772	5339
Importación	5281	6151	6557	2379	2669
<u>Total P. Combustible</u>					
Producción	2960	2902	4758	7254	8995
Importación	6325	6789	7021	2959	2959
Consumo	2448	882	412	4873	5845
Exportación	6499	3656	4933	5977	6557

Fuente: Elaborado por UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, EE.UU.
Volumen en 1000 m3

Considerando 2024, las exportaciones de petróleo combustible desde la Costa del Golfo totalizan 6.6 millones de m3, lo que representa unos 132 embarques al año, 2.5 embarques por semana, cantidad suficiente para garantizar liquidez del indicador de precio.

El indicador de precio informado por Argus para petróleos combustibles de contenido de azufre máximo de 3.0 % tiene así buena liquidez y transparencia, puesto que esta calidad corresponde la gran mayoría de la producción y exportación de petróleo combustible en este mercado.

UTP Consultoría recomienda continuar usando este indicador **Residual Fuel Oil 3.0% US Gulf Coast Waterborne** sin correcciones, para representar el precio FOB del petróleo combustible en el mercado de la Costa del Golfo.

4.1.6.- Indicador Gas Licuado de Petróleo

Actualmente la CNE emplea para el gas licuado de petróleo (GLP) el indicador de precio informado diariamente por Argus en el **Argus International LPG** con la denominación **Propane Enterprise Mont Belvieu**. Este precio se publicaba anteriormente con la expresión Propane Non LST Mont Belvieu.

Las cotizaciones de precio para el Propano ("Propane") y Butano ("Normal Butane") de Mont Belvieu se informan para dos valores:

LST que corresponde al precio en el terminal de almacenamiento Lone Star, y
Non LST que corresponde al valor para embarques en el terminal de Enterprise.

La expresión LST corresponde a la antigua cotización del precio del Propano TET que corresponde al producto que se mueve a través del poliducto de la Texas Eastern Transmission (TET) que une el sur de Texas con Albany (Nueva York) y Filadelfia.

La expresión Non LST corresponde a la antigua cotización Non TET. La expresión Propane Non LST, ahora Propane Enterprise, corresponde a embarques de producto para entrega en dicho Terminal en Mont Belvieu.

Estas cotizaciones diarias de precio informadas por Argus tienen una alta transparencia y liquidez pues corresponde al lugar con mayor actividad de transacciones de propano y butano en el mercado norteamericano.

La cotización más apropiada para usarse como indicador del precio FOB del GLP corresponde a la cotización del propano, puesto que este producto corresponde a más del 90% del GLP importado a Chile por vía marítima. La totalidad de los precios pagados por las importaciones efectivas realizadas por esta vía, están relacionadas con la cotización de precio de Mont Belvieu, independiente del origen real del embarque.

La cotización diaria de precio para el propano informada por Argus corresponde a un producto con densidad relativa 0.507, con 90% mínimo de propano y 2.5% máximo de butanos y más pesados. Esta calidad es similar a la del propano en Chile (densidad relativa mínima de 0.500 y 2.5% máximo de butanos y más pesados).

UTP Consultoría recomienda continuar usando este indicador **Propane Enterprise Mont Belvieu** para representar el precio del propano en Houston, en la Costa del Golfo EE.UU.

Mercado de exportación en la Costa del Golfo EE.UU.

En el cuadro N° 4.11 se detalla el balance de la producción, importación y exportación del propano y butano para el mercado de la Costa del Golfo (USGC) en los últimos cinco años, de 2020 a 2024. Se puede apreciar que la producción de propano de refinерías se ha mantenido fluctuando en el rango de 8.4 a 9.0 millones de m³ anuales en el periodo. En cambio, la producción de propano proveniente del fraccionamiento de gas natural se ha incrementado en un 41% en igual periodo (53.3 a 75.1 millones de m³). Este gran

crecimiento se ha traducido en un gran aumento en la exportación de propano, la que ha crecido en 44% (62.6 a 90.0 millones de m3) en el periodo.

En el caso del butano (normal) que no se destina a la industria petroquímica, la producción de refinerías ha crecido 41% (3.4 a 4.8 millones de m3), un muy alto crecimiento considerando que parte de la producción no aparece en estas cifras ya que se consume como producto intermedio en las refinerías para la fabricación de alquilato, un componente de alto valor en la formulación de gasolinas. En cuanto al butano (normal) proveniente del fraccionamiento del gas natural se observa un crecimiento espectacular de 86% en el período, de 10.9 a 20.3 millones de m3. Y las exportaciones registran también un crecimiento notable, 51% en el periodo, de 16.1 a 24.2 millones de m3.

Cuadro N° 4.11 Producción- Importación – Exportación Gas Licuado de Petróleo USGC

	2020	2021	2022	2023	2024
<u>Propano</u>					
Producción - Refinerías	8379	8821	8995	8937	8612
Plantas Gas	53360	55651	62789	68650	75181
Importación	--	--	--	--	--
Exportación	62612	67257	71552	82577	90019
<u>Butano (normal)</u>					
Producción - Refinerías	3375	3772	4178	4642	4830
Plantas Gas	10940	12825	15482	18164	20308
Importación	--	--	--	--	--
Exportación	16060	19266	19614	20775	24207

Fuente: Elaborado por UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, EE.UU.
Volumen en 1000 m3

En el cuadro N° 4.12 se detalla el destino de las exportaciones de propano desde la Costa del Golfo de EE.UU. para igual periodo de los últimos 5 años. Las exportaciones se han agrupado según destino en seis áreas geográficas: Europa Occidental, México, Caribe y Centro América, Sud América, Lejano Oriente y otros destinos.

El Lejano Oriente es el principal destino de las exportaciones de propano, promediando 57% del total en el quinquenio (Japón 26%, China 13%, resto de Lejano Oriente 16%). Las exportaciones a este mercado subieron 56% entre 2020 y 2024. Además del mayor consumo en hogares del propano estimulado por el alto crecimiento económico en la región, también jugó un rol importante la creciente demanda de propano para uso petroquímico en China y Corea del Sur con el desarrollo de plantas de deshidrogenación de propano (PDH) para producir propileno.

Con un 14% del total en promedio, Europa Occidental fue el segundo destino en importancia para las exportaciones de propano de EE.UU. Los envíos a este mercado crecieron 32% en el quinquenio, lo que es sorprendente siendo Europa un mercado

maduro. Una posible explicación es que las sanciones a Rusia por la invasión de Ucrania en 2022 limitaron severamente el suministro de propano y gas natural ruso a Europa, impulsando las importaciones de propano desde EE.UU. para sustituir el propano ruso y para sustituir el gas natural en algunas aplicaciones.

Las exportaciones a México y Sud América (11% y 8% del total, respectivamente) registraron un crecimiento vegetativo entre 2020 y 2024, 8%, apenas 2% anual.

Cuadro N° 4.12 Exportación Propano USGC

	2020	2021	2022	2023	2024
Exportación Propano					
Europa Occidental	10251	9177	13481	13723	13577
México	9393	9546	9211	9741	10134
Caribe y C. América	4417	4854	4880	5098	5488
Sud América	6492	6620	6512	5727	7035
Lejano Oriente	40296	43171	43345	54508	62749
Otros	2567	3623	3764	5089	4582
Total	73416	76991	81193	93886	103565

Fuente : Elaborado por UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, EE.UU.
Volumen en 1000 m3

En contraste, las exportaciones al Caribe y Centro América ghjk(6% del total) crecieron 24% en el quinquenio.

Es interesante también el enorme crecimiento de las exportaciones agrupadas en “Otros” (78%), con aumentos importantes en exportaciones a Egipto, la India y Jordania. Aunque el gran crecimiento se explica en parte por el bajo nivel inicial, el mismo da cuenta de una creciente diversificación de las exportaciones de propano estadounidenses.

Las exportaciones al Caribe y Centro América se realizan en naves pequeñas de acuerdo con las limitaciones de las instalaciones de recepción y almacenamiento existentes en esa área. En el caso de las exportaciones a Sud América (Brasil, Ecuador y Chile) y a Europa, los cargamentos son principalmente en naves VLG (“Very Large Gas Carrier”), naves de 40000 toneladas (80 mil m3), pues los terminales de recepción pueden recibir naves de este tamaño. Ecuador emplea una nave de recepción de 40000 toneladas como almacenamiento flotante.

Complejo Mont Belvieu

Mont Belvieu es una pequeña localidad ubicada en Texas, a unos 45 km al este de Houston, donde se encuentra el terminal de almacenamiento terrestre y distribución de GLP y otros líquidos del gas natural más grande de EE.UU., con una capacidad de fraccionamiento de 4.2 millones de barriles por día (20.3 millones de m3 por mes) y una capacidad de almacenamiento de 250 millones de barriles (39.7 millones de m3).

El complejo de fraccionamiento y distribución de Mont Belvieu está ubicado sobre una de las formaciones de cavernas de sal más grandes del mundo, en la cual se almacenan los productos provenientes del fraccionamiento de gas natural en las plantas de tratamiento que se ubican en el área del complejo.

Las cuatro principales empresas operadoras del complejo son Enterprise, Lone Star, Targa Resources y Oneok. Las tres primeras tienen la mayor proporción de las plantas de tratamiento y de los terminales de almacenamiento ubicados en el área del complejo. Pero de las tres principales destaca especialmente Enterprise, con 33% de la capacidad de fraccionamiento y 52% de la capacidad de almacenamiento del complejo de Mont Belvieu.

Actualmente existen cuatro grandes terminales de carga marítimos. Enterprise opera un terminal de carga a buques gaseros para la exportación de propano y butano con una capacidad de 4.0 millones de m³ por mes. Luego está el terminal de carga a buques gaseros de Targa Resources en Galena Park con una capacidad de 2.5 millones de m³ mensuales. Ambos terminales están conectados con la costa mediante el Canal de Navegación de Houston (Houston Ship Channel).

Los otros dos terminales para carga de buques gaseros están en la Costa del Golfo misma: Energy Transfer en Nederland (Texas) con una capacidad de 2.3 millones de m³ por mes; y el terminal de Phillips66 en Freeport (Texas) con una capacidad de 1.3 millones de m³ mensuales.

Lone Star y Oneok tienen una gran capacidad de transporte del propano y butano de sus fraccionadoras desde Mont Belvieu mediante oleoductos, pero solo hacia el interior de Estados Unidos.

Recargo por Almacenamiento y Entrega (Terminaling)

La cotización del propano informada por Argus para Mont Belvieu, corresponde al producto puesto en un terminal y planta de almacenamiento ubicados al interior de Houston, que no tiene un terminal marítimo de carga. Por consiguiente, para llegar al precio FOB, a la cotización Mont Belvieu debe agregársele el costo de cargar el propano en la nave en algún terminal marítimo del área la Costa del Golfo, tales como Enterprise, Targa Galena Park (ambos en el Canal de Navegación de Houston), Energy Transfer en Nederland o Phillips66 en Freeport. Este costo que refleja el costo de almacenar, enfriar y cargar el producto a bordo de la nave, se conoce como “terminaling” y no está incluido en la cotización que Argus informa para el propano en Mont Belvieu.

A partir de 2008 se produjo un espectacular desarrollo de la producción de shale oil (con la producción de gas asociado) y de shale gas (especialmente en la cuenca Permian de Texas/Nuevo México), lo que trajo consigo un explosivo aumento de la oferta de gas natural y líquidos del gas natural (etano, propano y butano). En el caso del GLP, Estados Unidos pasó de importador a exportador en 2012, y con muy altas tasas de crecimiento de las exportaciones. Esto llevó, eventualmente, al crecimiento de la capacidad de tratamiento, de almacenamiento y de carga de propano y butano, lo que permitió superar la insuficiente capacidad de carga en los terminales marítimos en los primeros años del

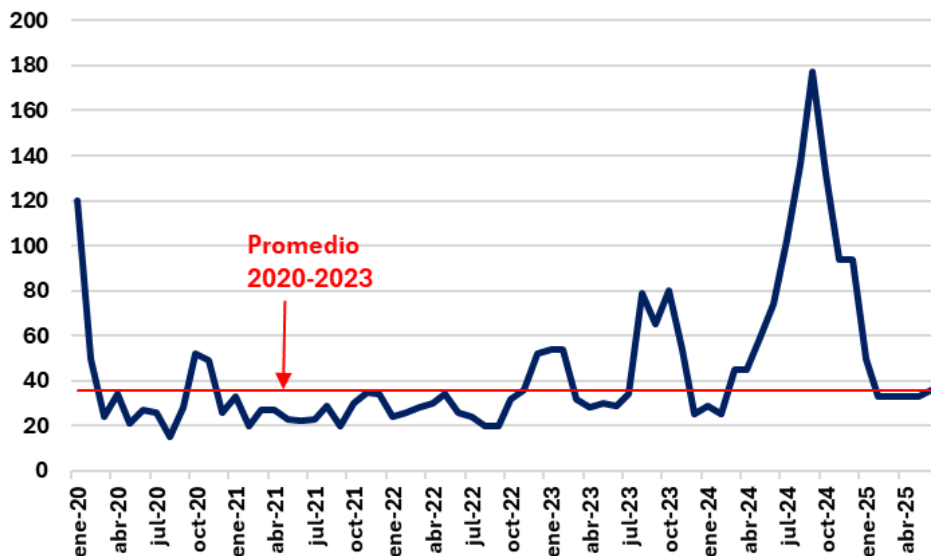
“boom” exportador 2013-2015, que llevaron a tarifas de terminaling desusadamente altas (63-79 US\$/ton) al incluir un “premio” por escasez adicional al rango “normal” para la época (20-40 US\$/ton), “premio” que fue desapareciendo gradualmente desde 2016 en adelante.

Durante el período 2020-2022 las tarifas por terminaling se movieron en el rango 20-40 US\$/ton, con pocas excepciones por crisis puntuales. Pero desde 2023 las tarifas se movieron en ciclos cortos de alzas y bajas, pero con una clara tendencia ascendente que reflejaba el creciente estrés sobre la capacidad de carga en los terminales marítimos de la Costa del Golfo debido al gran aumento de las exportaciones de propano. Esta situación llevó a que desde 2023 comenzaran proyectos de expansión de la capacidad de terminaling por parte de varias empresas.

Se aprecia en la Figura N° 4.5 que en la segunda mitad de 2024 se dispararon las tarifas de terminaling al hacerse crítica la escasez de capacidad de carga. A comienzos de 2025 las tarifas empiezan a caer al solucionarse algunos “cuellos de botella” como primera etapa de ampliaciones que entran gradualmente en servicio desde junio: 580 Mm3/mes en Terminal Enterprise, y 1200 Mm3/mes en Terminal Nederland de Energy Transfer (esta última es del tipo “Flex”, que puede usarse para cargar etano o propano, según la rentabilidad del momento).

Para el segundo semestre de 2026 se prevé la entrada en servicio de un nuevo terminal de Enterprise en Neches River (Texas), que considera 1700 Mm3/mes de capacidad Flex de carga.

Figura N° 4.5 **Terminaling USG para el Propano (est.)**
(US\$ por ton)



Fuente : Estimación de UTP Consultoría a partir de datos proporcionados por la CNE para propósito de este estudio

A lo anterior, en 2026 se sumará una mejora en las condiciones de navegación en el Houston Ship Channel (ancho y profundidad) mediante el Proyecto 11, que agregará otros 480 Mm³/mes a la capacidad a los terminales en Houston, al hacer menos frecuentes los atochamientos y permitir una operación más eficiente de la capacidad de esos terminales.

Todo lo anterior permite prever que las tarifas de terminaling convergerán a unos 36 US\$/ton, como “valor normal” (sin perjuicio de desviaciones de corto plazo por contingencias), ya que ese nivel fue el promedio 2020-2023 que tuvieron a la vista las empresas que tomaron la decisión económica de expandir la capacidad en los terminales antes descrita.

UTP Consultoría recomienda usar un valor de **36 US\$ por ton** para representar la tarifa de terminaling en el puerto de carga en el cálculo del precio de paridad.

UTP Consultoría recomienda continuar usando el indicador **Propane Enterprise Mont Belvieu más la tarifa de terminaling indicada** para representar el precio **FOB Mont Belvieu** del Propano en la Costa del Golfo, EE.UU.

4.2.- Cálculo Transporte Marítimo

En el procedimiento de cálculo del precio de paridad de importación, el cálculo del costo del transporte marítimo se simula desde un puerto de origen del indicador de precio FOB escogido, hasta Quintero. La forma de cálculo para cada combustible es diferente y depende del tipo de producto, puesto que se hace en naves de distintas características y con información de mercado diferente.

Para los combustibles limpios, esto es gasolina, kerosén y petróleo diésel, se usa un mismo tipo de naves, para las cuales se puede usar el sistema Worldscale para el cálculo de tarifas, corregidas por indicadores del mercado de fletes informados por las publicaciones internacionales para diversas rutas geográficas.

Para el petróleo combustible se usa un tipo de nave similar a la de los productos limpios, pero de mayor capacidad y que solamente transportan productos sucios, esto es petróleo combustible y petróleo crudo. Para este tipo de naves también se puede usar el sistema Worldscale para el cálculo de tarifas, corregidas por indicadores del mercado de fletes informados para rutas específicas.

Para ambos tipos de naves existe información del mercado de fletes referidos a estas tarifas Worldscale (WS). Esta información periódica de mercado se agrupa en rutas establecidas entre las áreas o regiones en el mundo con mayor actividad del mercado petrolero.

Para el gas licuado de petróleo se usan naves especiales que solamente pueden transportar este tipo de gases por razones técnicas derivadas de las características de presión y temperatura de estos gases. Para este tipo de naves no es posible aplicar el sistema Worldscale que está calculado para el transporte de petróleo crudo y combustibles limpios y sucios.

Para estas naves gaseras la información de fletes en el mercado es muy limitada y referida solamente a muy pocas rutas de fletes, con fletes expresados en forma de suma alzada (monto total del costo del viaje) o en US dólares por tonelada cargada. Por esta razón, el cálculo del flete, desde el puerto de origen del indicador del precio FOB escogido hasta Quintero, debe hacerse de acuerdo con otra modalidad. Así, para el cálculo del flete del gas licuado se usa un polinomio basado en los parámetros de los cuales depende el valor del flete, para los cuales sí existe información periódica en el mercado. Estos parámetros corresponden al arriendo mensual de las naves gaseras, al precio de los combustibles usados por estas naves para su motor de propulsión (bunkers) y a los gastos de la nave en los puertos de carga y descarga.

4.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diésel

1. Indicador del Flete

Para estimar el flete de las gasolinas, kerosén y petróleo diésel, la CNE usa las cotizaciones diarias informadas por la publicación Argus para los fletes transados en base WS para la ruta desde la Costa del Golfo de EE.UU. al Caribe, Norte de Europa y Mediterráneo (**USGC / Caribbean-UKCM**). Esta ruta corresponde a naves que operan con cargamentos de 38 mil toneladas.

Esta ruta agrupa los fletes marítimos en un área de gran actividad que contempla origen en los puertos de la costa del Golfo de México (**USGC**) y destino a tres grandes áreas geográficas: el Caribe y la costa de Centro América (**Caribbean**), el noroeste de Europa, desde Le Havre hasta Hamburgo, incluyendo ARA (Amsterdam-Rotterdam-Antwerp) y puertos del Mar del Norte (**UKC**), y puertos de la costa europea del Mediterráneo (**M**).

Esta extensa área geográfica de destino integra un significativo volumen de productos transportados. Este parámetro representa la liquidez de cada ruta, pues indica la cantidad de embarques cuyos fletes se consideran para determinar el valor WS informado por la publicación para esa ruta.

En el cuadro N° 4.13 se indican los volúmenes transportados en los últimos 5 años, 2020 a 2024, en esta ruta antes mencionada.

Del cuadro se observa para esta ruta **USGC / Caribbean – UKCM** que el volumen transportado ha crecido desde 43 a 60 millones de m3 anuales durante los últimos 5 años. La cantidad de embarques ha aumentado un 41%, de 919 a 1296 embarques por año, lo que refleja el aumento de las exportaciones del mercado de la costa del Golfo de EE.UU., con tendencias similares para ambas áreas de destino de las exportaciones en el periodo considerado.

Los embarques destinados al área del Caribe y la costa de Centro América de esta ruta corresponden a gasolina terminada y petróleo diésel, en tanto que los destinados al norte de Europa (NWE) corresponden principalmente a kerosén de aviación y petróleo diésel.

**Cuadro N° 4.13 Liquidez Ruta Exportación desde EE.UU. - Argus
Volumen Transportado**

Ruta Argus USGC / Caribbean - UKCM	2020	2021	2022	2023	2024
Destino :					
Caribe – Costa Ctro.América	33587	35902	43494	40509	43462
NW Europe – Mediterráneo	8948	4106	5122	9391	16435
Total Ruta	42535	40008	48616	49900	59897
Cantidad Embarques	919	864	1050	1078	1296

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, (EIA) EE.UU.
Cifras de 2024 - Volumen en 1000 m3

Los volúmenes exportados al Caribe y Centro América presentan un aumento sostenido ya que en esa área geográfica no ha habido incremento en la capacidad de refinación por lo que todo el aumento de consumo se ha suplido con importaciones. En el caso de Costa Rica, su empresa refinadora RECOPE terminó con la operación de su refinera en 2022 por lo que el total de consumo de combustibles de Costa Rica pasó a depender de las importaciones.

La liquidez de esta ruta **USGC/Caribbean – UKCM** (medida como cantidad de embarques) es significativa pues los 1296 embarques anuales representan en torno a 25 cargamentos semanales. Esta corresponde además a una ruta de salida del área del Golfo de EE.UU., por lo que refleja la misma condición de las importaciones de combustibles desde ese origen a Chile.

En marzo de 2013, Argus inicio la publicación de una nueva ruta denominada **USGC - Chile**, con cotizaciones diarias, en la cual se incluían los fletes de las exportaciones de combustibles limpios destinadas a Chile, provenientes desde la Costa del Golfo de EE.UU., para naves con cargamentos de 38000 ton. En el litoral chileno se consideraba la opción de descarga en un puerto chileno hasta el puerto de Coronel como límite sur.

Argus inicio la publicación de esta nueva ruta debido al consistente aumento que venían experimentando las importaciones de combustibles limpios desde EE.UU. a Chile a partir del año 2007, año en el cual las importaciones casi se duplicaron respecto al año anterior, lideradas por el petróleo diésel. Este aumento en los volúmenes importados se debió a que las especificaciones de los combustibles en Chile se volvieron más estrictas, principalmente en cuanto a reducir el contenido de azufre del petróleo diésel. En esos años ENAP tuvo que exportar a Centro América volúmenes de gasolinas y petróleo diésel de su producción que no cumplían con las especificaciones chilenas.

Un nuevo aumento en el volumen de las importaciones del orden de 50% se produjo en el año 2010 como consecuencia de los daños que sufrieron las refineras de ENAP por efectos del terremoto de ese año, que las mantuvo detenidas por un periodo entre 2 y 4 meses, lo que forzó a suplir la demanda solamente con importaciones de combustibles.

En el año 2012 las importaciones de combustibles provenientes desde EE.UU. a Ecuador y Perú también tuvieron un alza significativa, por lo que el tráfico de naves se incrementó en la costa oeste de Sudamérica, alcanzando un nivel de importaciones desde ese origen del orden de los 9.7 millones de m³, superando los 200 embarques anuales para los tres países.

Al igual que en el área del Caribe y Centro América, en la costa oeste de Sudamérica tampoco ha habido un aumento de la capacidad de refinación por lo que el aumento del consumo de combustibles livianos ha debido suplirse con volúmenes crecientes de importaciones de estos productos.

En el cuadro N° 4.14 se indican los volúmenes de los últimos 5 años, 2020 a 2024, correspondientes a las importaciones desde EE.UU. para estos tres países.

**Cuadro N° 4.14 Exportaciones de EE.UU. a Costa Oeste Sudamérica
Volumen Transportado**

	2020	2021	2022	2023	2024
<u>Destino Exportaciones</u>					
Ecuador	2610	2465	3779	4311	4853
Perú	4562	5174	6881	5615	5393
Chile	5928	6970	10387	7195	5530
Total Ruta	13100	14610	21047	17122	15777
<u>Cantidad Embarques</u>					
Ecuador	56	53	82	93	105
Perú	99	112	149	121	116
Chile	128	151	224	155	119
Total embarques	283	316	455	370	341

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, EE.UU.
Cifras incluyen importaciones de Gasolinas, Kerosén Aviación y Petróleo Diésel
Volumen en 1000 m³

Del cuadro se observa que las importaciones de combustibles, que incluyen gasolinas, kerosén de aviación y petróleo diésel, han tenido un significativo aumento de 86% en el periodo para el caso de Ecuador. Las importaciones de Perú crecieron un 17% en el periodo, en tanto que las de Chile muestran un crecimiento en los años 2021 y 2022 debido a la recuperación del consumo después de la epidemia del COVID y a la menor producción de ENAP por el paro de mantención de refinería demorado por la huelga de los contratistas, que se mencionó antes. Luego, en los últimos dos años han descendido debido a que algunas importaciones se han realizado de otros orígenes para aprovechar arbitrajes favorables de precios.

Lo anterior ha producido un aumento significativo de la actividad de este tipo de naves petroleras en la costa occidental de Sudamérica.

La incidencia de las importaciones de Chile en el total de los 3 países se ha mantenido en el rango de 40% al 49% en el periodo, lo que representa un movimiento significativo anual de naves en esta ruta desde EE.UU. a los puertos de descarga en Chile.

Este aumento del volumen de las importaciones de combustibles en esta área geográfica motivó a Argus en octubre de 2015 a establecer cotizaciones diarias de flete para la ruta **USGC – Ecuador** y **USGC - Perú**, ambas para naves de 38 mil toneladas de carga, con tarifas en la modalidad de lumpsum y en US\$ por ton de carga.

En la misma fecha, además, Argus realizó modificaciones a la ruta **USGC - Chile**, estableciendo 3 destinos diferentes con descarga en **Mejillones/Antofagasta, Caldera y Quintero**. Estas 3 nuevas cotizaciones de flete están referidas en la modalidad lumpsum y en US\$ por ton, a la cotización de **USGC – Chile**, la cual estaba vigente desde Marzo de 2013 y consideraba un puerto de descarga hasta Coronel por el sur. Argus calcula estas tarifas diarias de flete basado en las cotizaciones y los cierres de contratos de flete para el periodo próximo de 7 a 10 días de la fecha de publicación, y toma en consideración la liquidez del mercado para periodos mayores a 10 días.

La liquidez de este mercado se ve favorecida porque que las compañías internacionales comercializadoras de combustibles (traders) participan en el abastecimiento de estos productos a estos tres países. Para el caso de los embarques de petróleo diésel (76% del total), en muchas oportunidades contratan las naves con opciones de descarga en Perú y Chile, de manera de decidir posteriormente a cuál país destinaran después el embarque.

Por las razones antes expuestas de buena liquidez y de origen y destino de la ruta igual al de las importaciones a Chile, UTP Consultoría recomienda cambiar el indicador de flete marítimo y usar el publicado para la ruta **USGC - Chile** para naves con embarques de 38 k ton, informada diariamente por la publicación **Argus Tanker Freight**.

Para ello se debe usar la cotización **USGC - Chile (not south of Coronel)**, aplicando la diferencial **Quintero diff**. Esta diferencial corrige hasta Quintero, la cotización USGC - Chile la cual representa el precio del flete hasta Coronel en la Región del Biobío.

Las tarifas informadas por Argus para esta ruta USGC – Chile son en base “lumpsum” en US dólares para el viaje completo. La tarifa también se informa en US\$ por tonelada de carga, que se obtiene al dividir el monto del lumpsum por las 38 k ton de carga. Esta cifra en dólares del lumpsum incluye los costos del viaje correspondientes al arriendo de la nave, los combustibles, costo del peaje del Canal de Panamá, y los gastos de puerto de la nave a la carga y descarga.

2. Tamaño de los Embarques

Actualmente la CNE usa un valor de 40000 ton para la capacidad de carga de las naves que transportan las importaciones de los combustibles limpios.

La capacidad de carga útil de las naves está relacionada con el tonelaje de peso muerto (DWT) el que se define como el tonelaje de carga, bunker y espacios fijos de la nave, con los cuales se alcanza el hundimiento máximo que puede tener la nave (calado máximo) limitado por razones de seguridad. Esta condición hace que la capacidad de carga útil de

la nave dependa de la cantidad de bunker que se requiera consumir en el viaje y de la densidad del combustible que se cargue en ella. Para el caso de las naves gaseras, la capacidad de carga está relacionada con el volumen máximo que puede transportar de gas en sus estanques.

Para efectos comparativos con las importaciones efectivas realizadas en Chile, se puede indicar que para el año 2024, considerando los volúmenes de gasolinas, kerosén de aviación y petróleo diésel recibidos, el total importado fue de 5.53 millones de m³, el cual fue abastecido con un volumen promedio de 45800 m³ por embarque, según las cifras del Dirección Nacional de Aduanas. Este volumen corresponde a naves con una capacidad de carga promedio de 37800 ton por embarque.

De acuerdo con lo anterior, el valor de 40000 ton actualmente usado por la CNE, parece conveniente ajustarlo a un valor más cercano que refleje mejor la capacidad de las naves que físicamente han traído importaciones a Chile en el último año. Por ello UTP Consultoría propone usar un valor de **38000 ton** para representar la capacidad de carga de las naves que traen las importaciones de combustibles limpios a Chile. Cabe señalar además que las cotizaciones de Argus para las rutas de USGC a Chile para los 4 puertos de descarga, están referidas a naves con 38000 ton de capacidad de carga.

3. Tamaño de las Naves

El tamaño de las naves se puede expresar como registro bruto y neto, los cuales están referidos a su capacidad medida en volumen. El registro bruto incluye todos los espacios disponibles para uso de la nave. El registro neto considera solamente los espacios de la nave destinados a la carga. Estos dos tipos de cálculo del tamaño de la nave se usan para fijar las tarifas de puerto, usos de remolcadores e impuestos que paga la nave.

Actualmente la CNE usa un valor de 24800 ton para el registro del Canal de Panamá (CP/SUAP) que corresponde a la medida del tamaño de las naves que usa el Canal de Panamá para determinar la tarifa de cruce del canal. Este tonelaje corresponde al registro promedio de una nave petrolera de 40000 ton de capacidad de carga.

Este valor debe modificarse ya que para la capacidad de carga de la nave se ha recomendado usar un valor de 38000 ton. De acuerdo con esto, el valor de registro como medida del tamaño de las naves para el cálculo de la tarifa del cruce del Canal de Panamá, debería ser de **24000 ton**, puesto que este valor de registro corresponde a una nave de capacidad de carga promedio de 38000 ton. Por ello UTP Consultoría recomienda modificar este valor de registro y usar **24000 ton** para representar el registro CP/SUAP del Canal de Panamá de las naves.

4. Flete según Modalidad de Contratación

Actualmente la CNE usa la modalidad ocasional por viaje referido a valor WS de mercado, aplicado a las tarifas base desde el puerto de origen hasta Quintero. Las tarifas base para 2025 en aplicación por la CNE, se indican en el Cuadro N° 4.15 siguiente.

El valor WS Base a Quintero es calculado por la organización Worldscale anualmente y se expresa en US dólares por tonelada métrica y es el mismo para cualquier combustible para una ruta específica.

Cuadro N° 4.15 Flete WS Base a Quintero desde USG

2025	<u>Gasolinas</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diésel</u>
Origen	Golfo EE.UU.	Golfo EE.UU.	Golfo EE.UU.
Puerto Carga	Corp.Christi	Corp.Christi	Corp.Christi
WS Base a Quintero	20.55	20.55	20.55
US\$/ton			

De acuerdo con la recomendación de UTP Consultoría de aplicar los fletes informados por Argus para la ruta **USGC – Chile**, en el punto 1 anterior “Indicador de Flete”, no se requiere usar las tarifas Worldscale para el cálculo de los fletes marítimos, ya que estos para esta ruta se informan en lumpsum en US dólares o en US dólares por tonelada, los cuales no dependen del valor WS base desde la Costa del Golfo de EE.UU. hasta Quintero.

5. Duración del Viaje

Depende del origen del combustible, pero en esta modalidad basada en las tarifas Worldscale no tiene incidencia directa, puesto que la duración del viaje está incluida en el valor base de la tarifa WS para la referida ruta, Corpus Christi a Quintero, y respecto de la cual se usa el indicador de flete.

Para el caso de la ruta USGC – Chile recomendada por UTP Consultoría para calcular el flete, la tarifa en la modalidad informada en lumpsum o US dólares por ton, tampoco depende de la duración efectiva que tenga el viaje.

6. Costo de Peaje del Canal de Panamá

Para estos combustibles y de acuerdo con el indicador de flete del punto 1 anterior, en la modalidad WS el costo de los peajes de canales no está incluido en la tarifa y debe calcularse por separado del valor del flete. Este cálculo no es necesario en el caso de la tarifa USGC-Chile informada en la modalidad lumpsum, por cuanto el costo del peaje del Canal está incluido en el valor lumpsum del viaje.

El costo del peaje depende del tipo de nave y de la capacidad de carga de la nave, medida como el registro de la nave. El registro de la nave se mide de acuerdo con ciertas reglas que definen los volúmenes de la nave que pueden llevar carga. El volumen total de registro representa el volumen total de carga que puede transportar la nave y se mide en toneladas de registro, las cuales corresponden a 100 pies cúbicos cada una (2,83 m3).

El Canal de Panamá históricamente aplicó un sistema de tarifas progresivo por tramos de 10000 toneladas del registro de la nave en función del tamaño de esta. A partir del 1 de enero de 2023 el Canal de Panamá comenzó a aplicar un nuevo sistema de tarifas que consta de dos partes: una variable, según el tamaño de la nave, y otra de monto fijo por cada tránsito de la nave por el canal.

El Canal de Panamá estableció diferentes rangos de tamaño de las naves para definir la parte variable de la tarifa de tránsito. Para el caso de los petroleros, estos rangos se definen según la manga (ancho) de la nave. En el cálculo del flete en el procedimiento de cálculo de la paridad de importación de la CNE, el tipo de naves que se considera corresponden a naves del tipo “Buque Súper” según la clasificación del Canal de Panamá para los petroleros. Esta categoría corresponde a naves de manga entre 27.74 y 32.61 metros.

Para la categoría del tipo “Buque Súper”, la parte variable de la tarifa de peaje se expresa por tonelada de registro de la nave para el cruce de la nave con carga. La tarifa de cruce en lastre de la nave se calcula como el 85% de la tarifa para el cruce con carga. En el caso del sistema Worldscale, se debe usar la tarifa de carga más lastre ya que este sistema considera el cruce en carga y en lastre para el cálculo de la tarifa base de la ruta. Las nuevas tarifas son las siguientes expresadas en dólares por cada tonelada de registro de la nave:

	<u>Carga</u>	<u>Lastre</u>	<u>Carga + Lastre</u>
Tarifa enero 2023	5.00	4.25	9.25
Tarifa enero 2025	5.25	4.4625	9.7125

Para la categoría del tipo “Buque Súper”, la tarifa por monto fijo que las naves deben pagar según su tamaño por cada cruce del canal, desde 1 de enero de 2023 se estableció en US\$ 100 mil por cada tránsito de la nave con carga y a la fecha no ha sido modificada. Para el tránsito de la nave en lastre se aplica a esta tarifa el 85%, por lo que para el cruce en lastre es de US\$ 85.000.

De acuerdo con lo anterior, para una nave de **24000 ton** de registro CP/SUAB, la tarifa de cruce del Canal de Panamá desde el 1 de enero de 2025 alcanza a **9.7125 US\$ por ton** de registro CP/SUAB más **US\$ 185 mil** por el cruce con carga y en lastre. El monto total por el cruce del canal con carga y en lastre alcanza a **US\$ 418100**. Esta tarifa total es la misma para cualquier combustible transportado en la nave petrolera.

Para una nave con capacidad de carga de **38000 ton**, esta tarifa corresponde a un costo del cruce del canal ida y vuelta, de **11.0026 US\$ / ton** de producto transportado.

Esta tarifa calculada con el nuevo sistema de peajes del Canal de Panamá es un 12% mayor a las calculadas con el antiguo sistema que estuvo vigente hasta el año 2022.

Cabe señalar que de acuerdo con lo recomendado por UTP Consultoría en el punto (1) anterior, Indicador del Flete, al usar para el cálculo del flete la cotización USGC - Chile (not south of Coronel), aplicando el diferencial Quintero diff., esta tarifa es en base “lumpsum” en US dólares para el viaje completo.

Las tarifas informadas por Argus para esta ruta USGC – Chile son en modalidad “lumpsum” en US dólares y en US\$ por tonelada de carga, que se obtiene al dividir el monto del lumpsum por las 38000 ton de carga. Esta cifra en dólares representa el costo total del viaje, incluyendo el arriendo de la nave, los combustibles, costo del peaje del Canal de Panamá, y los gastos de puerto de la nave a la carga y descarga.

De acuerdo con lo anterior, en la modalidad de tarifa “lumpsum” no se debe incluir el costo del cruce del Canal de Panamá pues este costo ya está incluido en la tarifa del flete en esta modalidad.

7. Costo espera de la nave para cruzar Canal de Panamá

El Canal de Panamá funciona aprovechando la diferencia de altura existente entre el Lago Gatún y ambos océanos, Pacífico y Atlántico. El sistema de esclusas del canal permite subir las naves desde el nivel del océano, según sea el sentido de tránsito de la nave, hasta el nivel del Lago Gatún. Esto se logra vaciando de manera controlada el agua del lago hacia ambos océanos a través de estas esclusas para el cruce de cada nave. El lago Gatún y el lago Alhajuela que proveen el agua para la operación de las esclusas se abastecen del agua proveniente de lluvias de esa zona. Es por esto por lo que el nivel del agua del lago Gatún determina la operación del canal y depende del régimen de lluvias del área.

La operación de las esclusas de la ampliación del canal incluye grandes tinajas que permiten reutilizar hasta el 60% del agua en cada tránsito, reduciendo significativamente el consumo de este recurso. Los dos nuevos juegos de esclusas están equipados con nueve de estas tinajas, las que, al llenarse y vaciarse por gravedad, permiten un considerable ahorro hídrico para el cruce de cada barco. En el caso de los tres juegos de esclusas antiguas del canal, estas funcionan enviando al mar la totalidad del agua de la esclusa que se usa en el cruce de cada nave.

Como consecuencia de los cambios en la pluviometría en la zona central de Panamá que ha habido en los últimos años, se producen periodos de menores lluvias que han obligado a la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) a disminuir en algunos periodos el número de cruces diarios de naves debido al menor nivel del agua del lago. Esta restricción afecta en mayor medida al tránsito de las naves cuyo tamaño les permite cruzar por las esclusas antiguas.

La disminución se realiza primero bajando el calado permitido de la nave que cruza, con lo que se utiliza menos agua en el cruce, y luego se disminuye el número de naves diarias autorizadas para cruzar.

De acuerdo con información de la ACP, durante 2021 y 2022 se produjeron esperas moderadas pues no hubo sequías de lluvia severas. En el año 2023 se produjo una sequía muy grande, el tercer año más seco de los últimos años en Panamá, junto con el efecto del Niño en el océano, lo que hizo bajar el nivel del lago forzando a la ACP a disminuir drásticamente el número de cruces diarios de naves. En el periodo de agosto a noviembre de 2023, la ACP llegó a permitir el cruce diario de solamente 18 a 20 naves por lo que las esperas para cruzar subieron desde 6 días a 21 días con filas de más de 100 naves en espera.

En el año 2024 hubo una mejora gradual en el régimen de lluvias y hacia los meses de agosto y septiembre se había aliviado el retraso en el cruce y se habían incrementado los cruces diarios de 24 a 28 naves. Durante este año se retornó lentamente a los niveles promedio de espera de alrededor de 2 días con máximos ocasionales de hasta 6 días. La ACP no publica estadísticas de días de espera y solamente entrega información de los niveles de espera existentes a las naves que están registradas para hacer el cruce del canal. Para ello les informa de las esperas reales que ha habido para el último mes móvil de aquellas naves que no han realizado una reserva previa de cruce.

De acuerdo con información de la ACP (Notas y Peajes y Servicios Marítimos), la operación del canal dispone además de un sistema de reserva de cruce, TRS (Transit Reservation System), que permite reservar un espacio con fecha asignada por adelantado en la lista de naves anotadas para cruzar. De esta forma la ACP gestiona la demanda y las naves que quieren evitar las colas de espera pueden pagar por la prioridad en el cruce. La ACP además mantiene la tarifa de peaje sin aumentar el precio según los días de espera.

Para gestionar la demanda cuando hay muchos barcos en espera, la ACP realiza subastas de lugares en la fila para cruzar, permitiendo de esta forma que naves que desean cruzar sin mayor espera, lo puedan hacer pagando un recargo. En los casos de mayor congestión, la ACP ha llegado a establecer ocasionalmente recargos por alta demanda.

Para el caso de las tarifas de flete informadas en la modalidad lumpsum, el valor del flete informado por Argus incluye el costo del cruce del canal. Debido a esto, el mayor costo por la espera de la nave para cruzar cuando hay congestión el armador lo incluye en el total de sus costos para establecer la tarifa en esta modalidad.

De acuerdo con la publicación de Argus con las especificaciones de los fletes de naves tanqueras, **Argus Tanker Freight Methodology and Specifications Guide** (June 2025), en la página 7 establece que en todos los viajes se asume que estos se hacen por la ruta más corta, via canales si es posible, incluyendo su costo de cruce. Para el tránsito por el Canal de Panamá se asume que se ha hecho una reserva para el cruce (*pre-booked*) y que se han considerado dos días en el tiempo de cruce, una para el tránsito y otro para la espera propia antes de cruzar.

El cruce del Canal de Panamá implica una espera como la considerada por Argus, que es propia de la logística del cruce bajo condiciones normales. Estos dos días además son similares a los tiempos que considera el sistema Worldscale en su procedimiento de calculo de las tarifas base de flete.

El término “pre-booked” implica que el tránsito por el Canal de Panamá ha sido reservado con anticipación, lo cual requiere el pago de una tarifa adicional o “premio” que permite evitar las largas filas de espera para los buques sin reserva (“non-booked”).

Los días de espera adicionales que Argus publica en su tabla “Panama Canal Delays” no se integran en la tarifa lumpsum base. Esa tabla tiene carácter informativo, para que los

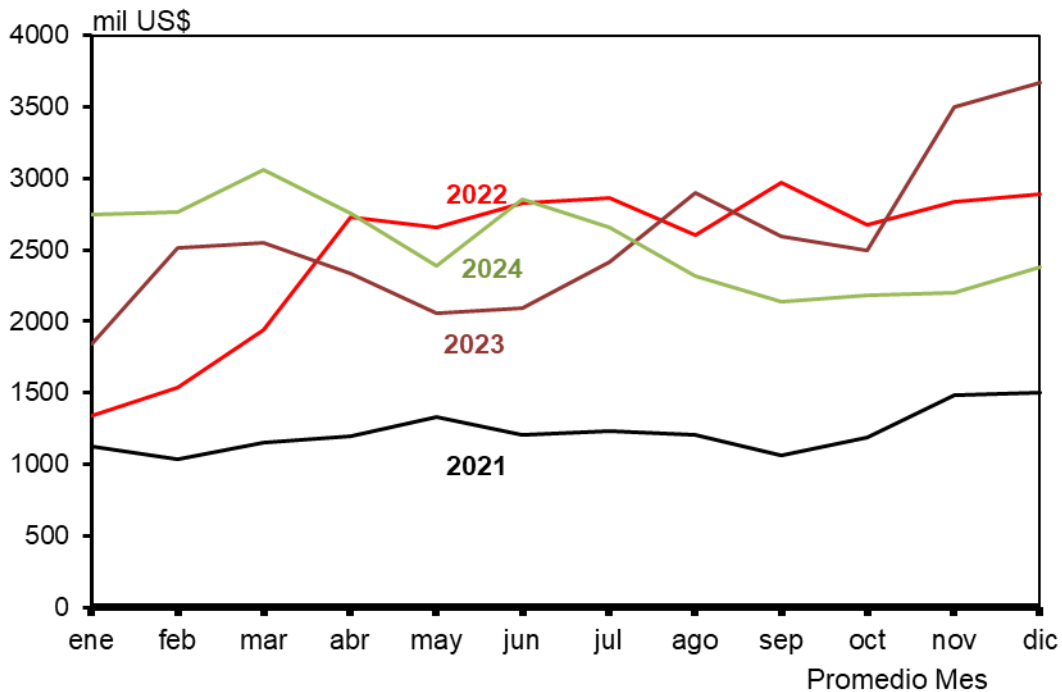
analistas y operadores puedan ajustar sus propios costos estimados si su embarcación no dispone de una reserva previa.

Para el caso de los viajes que incluyen el cruce del Canal de Panamá, la información de los fletes transados en el mercado que recoge diariamente la publicación **Argus Tanker Freight** incluye la estimación de la espera de la nave para cruzar de acuerdo con la información que la Administración del Canal de Panamá entrega diariamente respecto a las esperas para el cruce en ambas direcciones. Con esta información previa, el armador realiza su cálculo de costo de la nave y hace la cotización para el viaje. Es por esto por lo que en las cotizaciones de los fletes que informa Argus ya está incorporado el costo de la espera eventual de la nave para cruzar el Canal de Panamá.

En la Figura 4.6 siguiente se observa la volatilidad del nivel de flete para la ruta **USGulf – Chile 38kt lumpsum**, donde están graficadas las variaciones promedio mensual del flete para esta ruta informado por Argus, para naves de productos limpios de 38000 ton, para el periodo 2021 a 2024.

En el periodo analizado se puede apreciar que el año 2022, a partir del segundo trimestre, se produce un cambio en el nivel de las tarifas de flete, desde un rango de 1.5 millón US\$ hasta 2.5 a 3.0 millones US\$. Este aumento, que se mantuvo durante el resto del año, se debió a que la invasión de Rusia a Ucrania y las sanciones que los países de Europa y EE.UU. le aplicaron a Rusia, alteraron de forma radical los flujos globales de petróleo y productos refinados al ser Rusia un importante exportador de petróleo y gas.

Figura 4.6 Tarifas Promedio mes USG - Chile Clean – 38 kt Lumpsum



Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos Argus naves 38 kton

El cambio en dirección de estos flujos modificó las distancias de los viajes y el porcentaje de ocupación de la flota mundial, lo que presionó al alza las tarifas. Esto se juntó con la situación de que durante la pandemia del COVID 19, en el 2020 hubo una baja de la demanda, con un menor uso de la flota, quedando una parte de ella inactiva y con una fracción que fue a desguace, por lo que al año siguiente la flota disponible resultó insuficiente para absorber el aumento de la demanda de capacidad de transporte.

Durante el año 2023 las tarifas de flete comenzaron a bajar hacia niveles aun por encima de los existentes anteriores a la invasión. Esto se puede apreciar en las figuras N°5.1 y 5.2 de las páginas 125 y 126 de este estudio en las cuales se indican las volatilidades diarias y mensuales de la ruta UK – USAC Clean 37 kt WS, según datos de Argus.

En estos gráficos se observa que los fletes promedio mensuales para el año 2022 desde el segundo trimestre se mantuvieron en el rango de 300 a 400 WS. El año 2023 bajaron al rango de 150 a 200 WS y el 2024 se estabilizaron en el rango de 100 a 150 WS. Cabe mencionar que esta ruta que comunica el norte de Europa con la Costa Atlántica de EE.UU. no cruza el Canal de Panamá.

Una situación similar se observa la figura N°4.7 de la página 90 de este estudio en la cual se indica la volatilidad mensual de la ruta Caribbean – USG Dirty 50 kt WS, según datos de Argus. Esta ruta incluye los fletes de petróleo crudo y petróleo combustible y tampoco cruza el Canal de Panamá.

En el caso de la ruta USG-Chile Clean 38 kt lumpsum se observa que el nivel de tarifas de flete para el año 2023 se mantuvo alto en el rango de 2 a 3 millones US\$ con un aumento hasta más de 3.5 millones US\$ en el último trimestre. Esto se debe principalmente a las condiciones de espera por el cruce del Canal de Panamá que se produjo en ese año por la condición de menor capacidad de cruce de naves del canal debido a la sequía que tuvo Panamá ese año, ya explicada anteriormente.

El aumento de estas tarifas en modalidad lumpsum incluye el costo del cruce del canal, por lo que, al existir una espera prolongada de las naves para cruzar, este costo el armador lo incluirá en su cotización del flete, lo que se reflejará en las tarifas.

De acuerdo con todo el análisis anterior, UTP Consultoría recomienda usar la cotización de fletes de la ruta USG-Chile Clean 38 kt lumpsum sin incluir un recargo por el número de días que la nave pueda esperar para realizar el cruce del Canal de Panamá.

8. Otros gastos no incluidos según modalidad de contratación

De acuerdo con la modalidad WS, los gastos de puerto de la nave a la carga y a la descarga, la tarifa de faros y balizas, y el consumo de bunker de la nave están incluidos en el valor de la tarifa “lumpsum”, como también en la tarifa en base WS para la referida ruta, Corpus Christi a Quintero, por lo que no se deben incluir en el cálculo del flete.

9. Recargo en el Indicador de Flete según Origen (Costo de Posicionamiento)

En el caso que, para representar el precio de un flete en una ruta determinada, se use la tarifa de flete informada para otra ruta, se debe usar un recargo por sacar de posición a la nave, es decir un recargo que el armador requiere por dejar de transportar en esa ruta de mercado.

La justificación de este criterio se basa en que este recargo variable depende del nivel de actividad de ese mercado de fletes y de su volatilidad. Será mayor cuando el mercado este alto (mayor demanda) y menor cuando el mercado esté en niveles de flete bajo (menor demanda). La volatilidad del flete depende del tipo de ruta escogido, de la estacionalidad y de la variación de oferta y demanda de fletes en esa ruta.

Para representar el valor del flete desde la Costa del Golfo de EE.UU. hasta Quintero, en el punto 1 anterior de esta sección 4.2.1, se recomienda usar la ruta **USGC – Chile** para naves de 38000 ton de capacidad de carga informada por Argus en modalidad **lumpsum**. En este caso la ruta informada corresponde a la misma ruta para la cual se desea representar el valor del flete, por lo que no corresponde la aplicación de un recargo por posicionamiento de la nave.

4.2.2.- Petróleo Combustible

1. Indicador del Flete

Para el caso del petróleo combustible, la CNE usa las cotizaciones diarias informadas por la publicación Argus para los fletes transados en base WS para las rutas desde el Caribe a la Costa del Golfo de EE.UU. (**Caribbean – US Gulf 50000t**) para naves de productos sucios (petróleo crudo y petróleo combustible) de 50000 ton de carga.

La publicación **Argus Tanker Freight** informa diariamente tarifas de flete de productos sucios para el área del Caribe y EE.UU., solamente para la ruta antes mencionada, para naves de capacidad de carga de 50 kton, del tipo panamax. Argus informa también fletes para naves de 70000 ton, para la misma ruta.

En el cuadro N° 4.16 se indican para la ruta **Caribbean – US Gulf 50000t**, los volúmenes transportados en los últimos 5 años, 2020 a 2024, los cuales representan la liquidez de los fletes de esta ruta, pues indican la cantidad de embarques cuyos fletes se consideran para determinar el valor de la tarifa de flete expresada en la base WS informado diariamente por la publicación para esta ruta.

Del cuadro se observa que en esta ruta el volumen de petróleo combustible transportado ha disminuido desde 4.3 a 2.4 millones de m3 anuales durante el periodo de análisis, debido principalmente a menores importaciones de la Costa del Golfo de EE.UU.

**Cuadro N° 4.16 Liquidez Fletes Ruta Caribbean / US Gulf - Argus
Volumen Transportado**

Ruta Argus 50 kton Caribbean / US Gulf Coast	2020	2021	2022	2023	2024
Origen : Caribe y Ctro. América					
Petróleo Combustible	2450	4280	3937	1609	2360
Petróleo Crudo	12883	9289	10871	17109	23281
Volumen Total	15333	13569	14808	18718	25641
Cantidad Embarques	260	230	251	317	435

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, EE.UU. - Volumen en 1000 m3

Para el caso del volumen de petróleo crudo transportado, éste ha aumentado desde 9.3 a 23.3 millones de m3 anuales en los últimos cuatro años, debido a una mayor disponibilidad de importaciones de petróleo crudo desde Trinidad y Tobago y Guyana.

Desde 2019 en Guyana se inició la explotación del petróleo crudo Stabroek por el consorcio ExxonMobil y Chevron, que es un yacimiento off-shore que le ha permitido a Guyana exportar crecientes volúmenes a la Costa del Golfo de EE.UU. En los últimos cuatro años el volumen exportado subió desde 4.4 a 10.2 millones de m3 anuales.

El efecto del aumento de las importaciones de petróleo crudo ha hecho que el número total anual de embarques haya subido desde 230 a 435 embarques anuales en los últimos cuatro años. Este último nivel sigue representando un alto nivel de liquidez de los fletes informados en la ruta, pues los 435 embarques anuales equivalen entre 8 y 9 cargamentos semanales.

Por las razones antes expuestas de alta liquidez, UTP Consultoría recomienda mantener este indicador de flete marítimo, **Caribbean – US Gulf 50000t** para naves con cargamentos de 50 k ton informada diariamente por **Argus Tanker Freight**, para el cálculo del flete de las importaciones de petróleo combustible.

2. Tamaño de los Embarques

Actualmente la CNE usa un valor de 53700 ton para la capacidad de carga de las naves que transportan este combustible. Este valor es apropiado y refleja bien la capacidad de carga de las naves de tamaño panamax que físicamente transportan estos cargamentos de petróleo combustible. Estas naves además son del mismo tipo de las que traen las importaciones de petróleo crudo. Por ello UTP Consultoría recomienda mantener este valor de **53700 ton** sin cambio.

3. Tamaño de las Naves

Actualmente la CNE usa un valor de 30000 ton para el registro CP/SUAP del Canal de Panamá, que corresponde a la medida del tamaño de las naves que usa el Canal de Panamá para determinar la tarifa de cruce del canal.

Respecto al tamaño de las naves, el transporte del petróleo combustible para viajes largos se realiza con naves de tamaño 60000 a 70000 ton, antes denominadas del tipo panamax. Actualmente el Canal de Panamá denomina a estas naves como “Buque Super” que son del mismo tipo de las empleadas para el transporte de petróleo crudo.

El registro CP/SUAP calculado para estas naves del tipo “Buque Super” por el Canal de Panamá varía entre 28000 y 32000 ton. Esta característica de la nave que mide su tamaño es la que se usa para calcular el valor del costo del peaje del Canal.

Para el tamaño de este tipo de naves, es apropiado usar un valor de 30000 ton para el registro de la nave y refleja bien el tonelaje de registro CP/SUAP del Canal de Panamá de las naves que físicamente transportan el petróleo combustible. Este sería, además, el tipo de nave que se usaría en caso de que Chile importara regularmente petróleo combustible. Por ello UTP Consultoría recomienda mantener este valor de **30000 ton** sin cambio.

4. Flete según Modalidad de Contratación

Actualmente la CNE usa la modalidad ocasional por viaje referido a valor WS de mercado, aplicado a las tarifas base desde el puerto de origen, Corpus Christi, hasta Quintero. Las tarifas Worldscale base para 2025 en aplicación por la CNE, se indican en el Cuadro N° 4.17 siguiente.

UTP Consultoría recomienda seguir usando la misma modalidad ocasional por viaje referido a valor WS de mercado, aplicado a las tarifas base desde el puerto de origen hasta Quintero.

Cuadro N° 4.17 Flete WS Base - Quintero de USG

2025	<u>Petróleo Combustible</u>
Origen	Golfo EE.UU.
Puerto Carga	Corpus Christi
WS Base a Quintero US\$/ton	20.55

5. Duración del Viaje

La duración del viaje depende del origen del combustible, pero en esta modalidad no tiene incidencia directa, puesto que la duración del viaje está incluida en el valor base de la

tarifa WS para la referida ruta (Corpus Christi a Quintero), y respecto de la cual se usa el indicador de flete.

6. Costo de Peaje del Canal de Panamá

Para estos combustibles y de acuerdo con el indicador de flete del punto 1 anterior, en la modalidad WS el costo del peaje no está incluido en la tarifa ya que el peaje depende del tamaño de la nave y no del nivel del mercado de fletes. Por ello debe calcularse aparte del valor del flete y depende del tonelaje de registro de la nave medido por el Canal de Panamá.

Para estos combustibles rige la misma tarifa variable explicada en el punto 4.2.1 anterior según el tamaño de la nave, ya que las naves petroleras del tipo panamax que transportan el petróleo combustible corresponden al tipo "Buque Súper" según la nueva denominación del Canal de Panamá.

	<u>Carga</u>	<u>Lastre</u>	<u>Carga + Lastre</u>
Tarifa enero 2023	5.00	4.25	9.25
Tarifa enero 2025	5.25	4.4625	9.7125

El procedimiento de cálculo del flete usado por la CNE considera un tamaño de nave de **30000 ton** de registro según el Canal de Panamá

De acuerdo con lo anterior, la tarifa de cruce del Canal de Panamá desde el 1 de enero de 2025 alcanza a **9.7125 US\$ por ton** de registro para una nave de **30000 ton** de registro CP/SUAP más **US\$ 185 mil** por el cruce con carga y en lastre. El monto total por el cruce del canal con carga y en lastre alcanza a **US\$ 476375**. Esto equivale a un costo del cruce ida y vuelta de **8.8710 US\$ / ton** de producto transportado.

Para los efectos de considerar el costo de las eventuales esperas para cruzar el Canal de Panamá se debe incluir un cálculo similar al descrito para el GLP en el punto 7 de la sección 4.2.3.

7. Otros gastos no incluidos según modalidad de contratación.

De acuerdo con la modalidad WS, los gastos de puerto de la nave en el puerto de carga y en el puerto de descarga, y el consumo de bunker de la nave, están incluidos en el valor base de la tarifa WS para la ruta escogida (Corpus Christi a Quintero), por lo que no deben incluirse en el cálculo del flete.

8. Recargo en el Indicador de Flete según Origen (Costo de Posicionamiento)

Al igual que para los fletes de productos limpios, al usar los valores de flete de las rutas del Caribe al Golfo o la Costa Atlántica de EE.UU. para productos sucios, para representar el costo de flete desde el Golfo de EE.UU. o desde el Caribe hasta Chile, debe usarse un recargo por sacar de posición a la nave, es decir un premio que el armador requiere por dejar de transportar en el mercado del Caribe, Golfo de EE.UU. y USAC.

Actualmente la CNE usa un recargo variable que depende del nivel de mercado WS. Para niveles de mercado inferiores a WS 124, se usa un 10% de recargo. Para niveles de mercado superiores a WS 124, se usa un recargo de 20%. La justificación de este criterio se basa en que este recargo variable depende del nivel de mercado de los fletes y de su volatilidad. Será mayor cuando el mercado este alto y menor cuando el mercado este en niveles de flete bajo. La volatilidad del flete depende de la estacionalidad, del tipo de ruta escogido, y de la variación de oferta y demanda de flete en esa ruta.

El recargo por posicionar la nave fuera de la ruta representa el mayor ingreso que pedirá el armador u operador de la nave por salir del área en la cual está transportando. Este recargo será mayor en cuanto mayor sea la diferencia en el tiempo de viaje comparado con la duración de los viajes en la ruta en cuestión. Este recargo además está relacionado con la volatilidad de las cotizaciones de flete en dicha ruta. La volatilidad del flete depende del tipo de ruta escogido, ya que depende de la variación de oferta y demanda de flete en esa ruta.

Al igual que para la selección de una ruta para los productos limpios, la ruta del Caribe a la Costa del Golfo de EE.UU. para naves con productos sucios corresponde a viajes de 1400 a 1700 millas con una duración de 4 a 6 días. Para las naves de productos sucios, el viaje de ida puede ser con petróleo crudo o petróleo combustible. El viaje de retorno tiene la alternativa de encontrar cargas de petróleo combustible o gasoil para el flete de retorno al Caribe o hacia la Costa Atlántica de EE.UU. (USAC).

El viaje de la Costa del Golfo de EE.UU. a Quintero es de 4500 a 4700 millas, con una duración de 16 a 18 días dependiendo del puerto de carga. Existe la posibilidad de que la nave encuentre carga en su viaje de retorno al Caribe, en Perú, con petróleo combustible, o en Ecuador, con petróleo crudo. Aunque el armador u operador de la nave encuentre carga en su viaje de retorno, igual pedirá un recargo sobre el nivel de flete de mercado que en ese momento haya en la ruta Caribbean – USGulf, puesto que estará fuera de este mercado durante 35 a 45 días.

Al igual que para las naves de productos limpios, este recargo refleja la pérdida de oportunidad que el armador tiene de seguir con la nave en el mercado del Caribe, contratando fletes para viajes de corta duración, comparado con el viaje a Quintero.

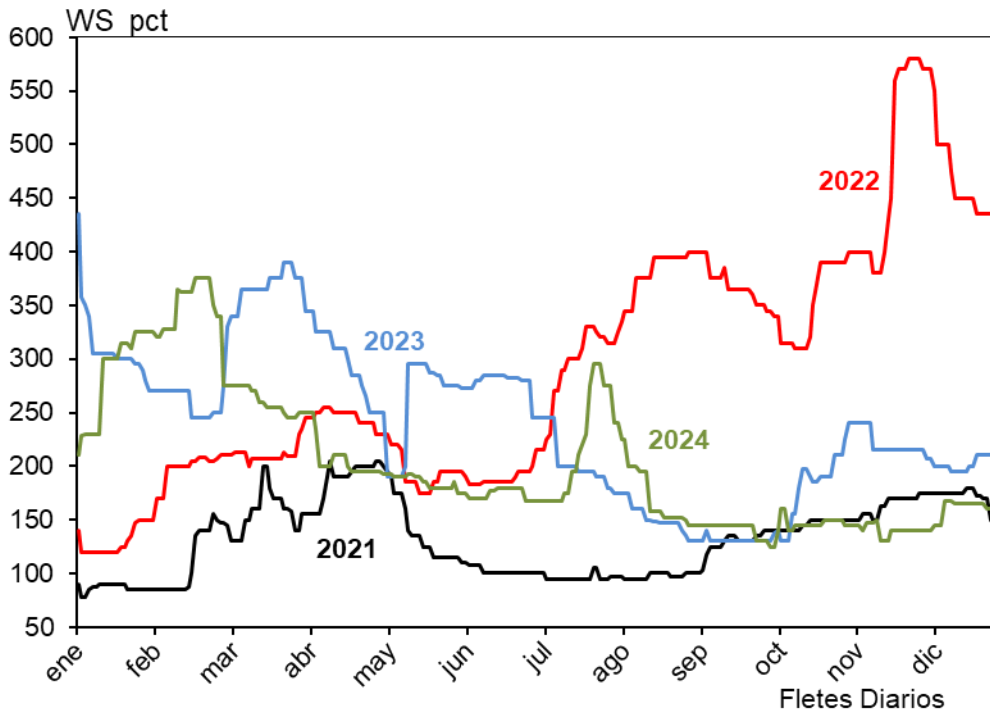
La volatilidad del nivel WS de flete para la ruta Caribbean – USGulf se observa en la Figura N° 4.7 siguiente, donde están graficadas las variaciones diarias del flete WS para esta ruta informados por Argus, para naves de productos sucios de 50000 ton, para el periodo entre 2021 y 2024.

Se puede apreciar que este mercado presenta variaciones de flete que representan altas volatilidades que se deben a las variaciones del balance entre la oferta y demanda de la capacidad de transporte de la flota de naves.

Al igual que en el mercado de fletes de productos limpios, para contratar una nave del tipo "Buque Súper" para que venga a Quintero, se debe pagar un premio para que esa nave salga de ese mercado, puesto que ello significa una pérdida de oportunidad del armador de seguir contratando fletes para viajes de corta duración del Caribe a la Costa del Golfo

de EE.UU. sin cruzar el Canal de Panamá, comparado con el viaje a Quintero que puede durar ida y vuelta entre 35 y 45 días, incluido el cruce del canal.

Figura 4.7 Tarifas Flete WS Caribbean – USGulf Dirty 50kt



Fuente : Elaboración UTP Consultoría con fletes de Argus de la ruta Caribbean – USGulf para naves de 50 Kton de carga

Cuando el mercado de fletes del Caribe a la Costa del Golfo de EE.UU. está con un nivel de tarifas mayor, el premio que se debe pagar es también mayor ya que el costo de oportunidad del armador aumenta al salir de ese mercado con altas tarifas.

Este costo de oportunidad del armador se hace menor a medida que el mercado empieza a bajar y llega a desaparecer para niveles de mercado bajos, pues el armador preferirá aceptar un viaje de mayor duración sin recargo en un mercado a la baja, puesto que estará asegurando por un periodo mayor de tiempo, un nivel de flete más alto que el que tendrá el mercado en las próximas semanas, con la posibilidad además del riesgo de estar algunos días sin obtener carga.

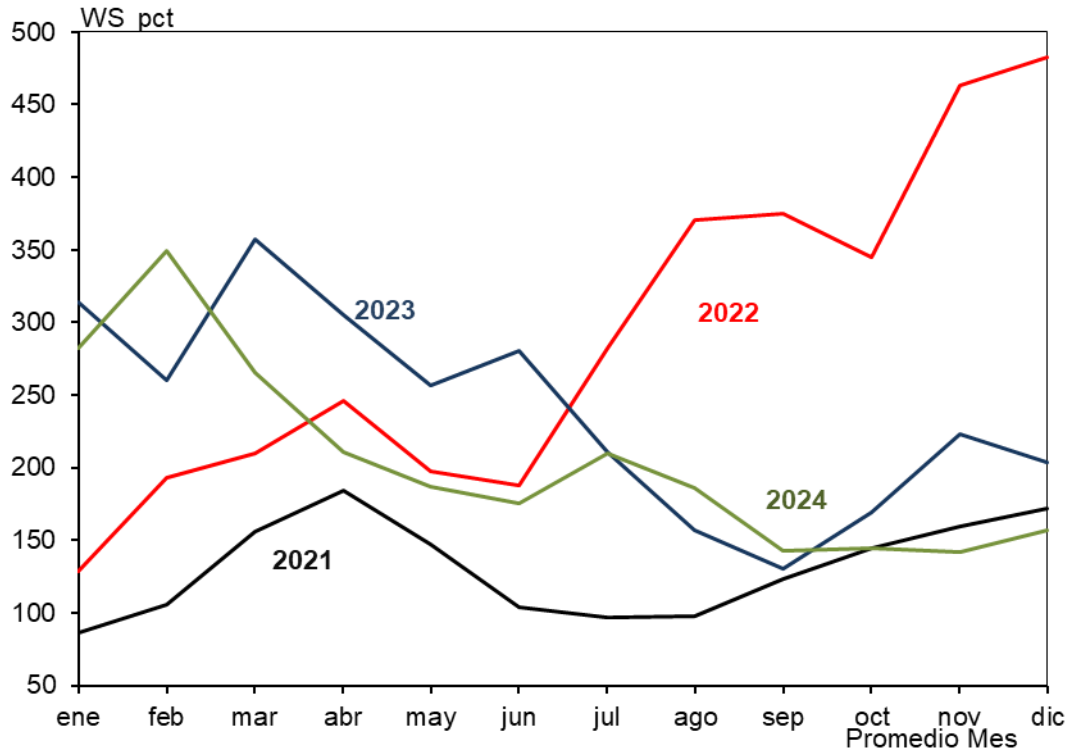
Es por esto por lo que el recargo por posicionamiento de la nave debería ser variable para representar el costo de oportunidad del armador que varía según sea el nivel del mercado.

Volatilidad con Fletes Promedio Mensual

Para analizar la volatilidad de los fletes promedio mensual, se tomó el periodo de los últimos cuatro años, 2021 a 2024. En la Figura 4.8 siguiente se observa la volatilidad del

nivel WS de flete promedio mensual para la ruta **Caribbean – USGulf**, donde están graficadas las variaciones promedio mensual del flete WS para esta ruta informado por Argus, para naves de productos sucios de 50000 ton, para el periodo 2021 a 2024.

Figura 4.8 Tarifas Promedio mes Caribbean–USGulf Dirty – 50 kton



Fuente : Elaboración UTP Consultoría con fletes de Argus, ruta Caribbean – US Gulf para naves de 50 Kton de carga

En el periodo analizado se puede apreciar que el año 2022 presenta la mayor variación de fletes con un rango con máximo de WS 483 y mínimo de WS 129, con una variación de 3.7 veces. Esta variación entre flete máximo y mínimo presenta un menor valor de 2.1 veces para 2021, con un máximo de WS 184 y un mínimo de WS 87.

Para determinar la volatilidad se calculó la desviación estándar para cada año y luego se calculó el coeficiente de dispersión para cada año, relación entre la desviación estándar y el promedio de cada año. Se hizo este cálculo por periodos anuales para incluir el efecto de la estacionalidad en los fletes.

Para determinar el efecto de la volatilidad de la ruta se estimó necesario no considerar el segundo semestre del año 2022 debido al efecto que provoco en los niveles de flete la invasión de Rusia a Ucrania. Este notable aumento en las tarifas se mantuvo durante el segundo semestre del año y se debió a que la invasión de Rusia a Ucrania y las sanciones que los países de Europa y EE.UU. le aplicaron a Rusia, alteraron de forma radical los

flujos globales de petróleo y productos refinados al ser este país un importante exportador de petróleo y gas.

El cambio en dirección de estos flujos modificó las distancias de los viajes y el porcentaje de ocupación de la flota mundial, lo que presiono al alza las tarifas. Esto se juntó con la situación de que durante la pandemia en el 2020 hubo una baja de la demanda, con un menor uso de la flota, quedando una parte de ella inactiva y con una fracción a desguace, por lo que al año siguiente la flota disponible resultó insuficiente para absorber el aumento de la demanda de capacidad de transporte.

De acuerdo con lo anterior, al no considerar la distorsión del segundo semestre del año 2022, el valor promedio de los fletes mensuales para el periodo de 4 años analizado resultó de **WS 192** con un promedio de los coeficientes de dispersión de **0.26** para el periodo.

Esta dispersión promedio de **0.26**, es mayor que la calculada en el estudio anterior de 0.21 para el periodo de 2014 a 2017, con un valor promedio de fletes de WS 128, que es la que aplica actualmente la CNE, con un rango de 0.10 a 0.20 (10% a 20%) como recargo variable para representar el costo de posicionamiento de la nave. Lo anterior refleja una mayor dispersión de los valores de fletes en el periodo.

Para representar la mayor volatilidad de los fletes de la ruta, se debe cambiar el recargo de los fletes a un rango de **20% a 30%** que representa mejor el coeficiente de dispersión de **0.26**.

De esta forma, cuando el valor del flete sea menor que el flete promedio WS 192, se aplicara un recargo de 20% al flete. Cuando el valor del flete sea mayor que el flete promedio WS 192, se aplicara un recargo de 30% al flete. Estos recargos están en torno a 0.26 que es la volatilidad promedio del periodo de 4 años analizado.

Aplicación Recargo Flete por posición Nave

Para valores flete mensual menor a WS 192 =	Flete WS Car-USG 50kt x 1.20
Para valores flete mensual Mayor a WS 192 =	Flete WS Car-USG 50kt x 1.30

De acuerdo con el análisis anterior, UTP Consultoría recomienda cambiar el recargo variable por posicionamiento de la nave, aplicando los factores de recargo de **1.20** y **1.30** en torno al promedio de fletes **WS 192**, según se indica en la tabla anterior.

4.2.3.- Gas Licuado de Petróleo

1. Indicador del Flete

En el caso del GLP, no hay indicadores de mercado ocasional en base WS que reflejen de forma representativa el valor del flete, como es el caso para los fletes de los combustibles limpios.

Para las naves gaseras de gran tamaño como las que están abasteciendo el mercado chileno, naves del tipo VLGC (Very Large Gas Carrier), las publicaciones técnicas de mercado como Argus o Platts solamente indican tarifas de flete para unas pocas rutas específicas que son las de mayor actividad, tales como del Golfo Árabe a Japón o de Houston a Flushing (Países Bajos). Es por esto por lo que no es posible obtener tarifas de flete para otras rutas de naves gaseras, que entreguen valores de flete ocasional por viaje y que tengan la suficiente liquidez y representatividad.

Es por lo anterior que una alternativa para calcular el flete, es hacerlo mediante un procedimiento de simulación del costo total del viaje en modalidad de arriendo por tiempo (*time charter*) de la nave desde el puerto de origen al de destino. En el cálculo del costo del flete según esta modalidad se debe incluir el arriendo de la nave, los gastos de puerto de la nave, el consumo de bunker de la nave y los gastos por cruce de canales.

El cálculo del flete se simula mediante un polinomio que relaciona los tipos de costos antes indicados para el viaje desde el puerto de origen hasta Quintero y el retorno al puerto de carga.

Argus utiliza un método similar de cálculo de tarifas para naves del tipo VLGC para algunas rutas en las cuales no hay suficiente liquidez, cantidad de fletes diarios, para publicar tarifas spot de flete. En este caso, Argus toma la tarifa de flete de alguna de las cuatro tarifas spot que publica para las naves VLGC y deriva de ella el costo del arriendo por tiempo equivalente de la nave. Luego con este costo de arriendo diario de la nave calcula la tarifa para otras rutas con los costos y características de la nave para la distancia de la ruta en cuestión, usando un polinomio similar al que usa la CNE para el cálculo del flete de la nave de gas licuado desde el puerto en EE.UU. a Quintero.

Para el caso del GLP, la CNE usa las cotizaciones mensuales informadas por el **Shipping Intelligence Weekly**, para los fletes transados en modalidad time charter, para tamaño de naves de 59000 m3.

UTP Consultoría recomienda mantener el uso de la publicación **Shipping Intelligence Weekly**, puesto que es una publicación técnica de mercado con prestigio y que incluye toda la actividad del mercado de fletes de GLP.

Considerando la gran disponibilidad de gas licuado de petróleo en la Costa del Golfo de EE.UU. con instalaciones marítimas que permiten la carga de naves gaseras del tipo VLGC, la capacidad de las 3 instalaciones marítimas en Chile para recibir naves de este tamaño y las capacidades de almacenamiento de los tres terminales para recibir de manera combinada los embarques, UTP Consultoría recomienda cambiar la cotización actual de naves de 59000 m3 de capacidad, a la cotización informada por el **Shipping Intelligence Weekly**, para las tarifas de arriendo de naves transadas en modalidad time charter, para naves de **84000 m3** de capacidad.

2. Tamaño de los Embarques

Actualmente la CNE usa un valor de 59000 m3 para el tamaño del embarque.

Considerando la capacidad del muelle de recepción de Quintero y de los dos terminales multiboya de Hualpén y Mejillones, y de los terminales de almacenamiento de gas licuado refrigerado en los tres puertos que permiten la recepción de naves de gran capacidad, y que las importaciones efectivas se han realizado con naves del rango de 82000 metros cúbicos de capacidad, UTP Consultoría recomienda usar un valor de **82000 m3** para el tamaño del embarque.

3. Tamaño de las Naves

Actualmente la CNE usa un valor de 34600 ton para el registro, mediante el cual se fija el tamaño de la nave.

Respecto al tamaño de las naves, las de capacidad de carga de 80000 a 90000 m3 tienen un valor de registro entre 45000 y 50000 ton. Considerando lo indicado en el punto anterior, el registro para una nave de 82000 m3 de capacidad de carga, es de 47000 ton. Este tamaño de nave además corresponde al nivel de tamaño de las naves de 84000 m3 para las cuales la publicación *Shipping Intelligence Weekly* informa las tarifas de arriendo transadas en modalidad “time charter” (tarifas de arriendo por tiempo).

El registro de las naves está directamente relacionado con las tarifas de peaje del Canal de Panamá, y además es la base de cálculo para algunas tarifas de servicio a la nave que están incluidas en los gastos de puerto de éstas.

De acuerdo con lo anterior, UTP Consultoría recomienda usar un valor de **47000 ton** para el registro de la nave gasera de 82000 m3 de capacidad de carga.

4. Flete según modalidad de contratación

Para el cálculo del costo del flete se emplea un polinomio que incluye el costo del arriendo de la nave más los gastos de puerto en origen y en destino, más los gastos de consumo de bunker de la nave. De esta forma usando el arriendo de la nave por tiempo (time charter) más todos los costos anteriores, se simula un costo de flete similar al que resultaría según la modalidad ocasional por viaje.

Polinomio actual para cálculo de flete

Actualmente la CNE usa el siguiente polinomio para el cálculo del flete del GLP:

$$\text{Flete (Houston a Quintero) US\$/ton} = \text{TCH} + \text{CCB} + \text{GVU} + \text{CP}$$

Donde:

TCH = Costo del arriendo de la nave

CCB = Costo del consumo de combustibles de la nave.

GVU = Constante de gastos de la nave.

CP = Costo peaje Canal de Panamá.

TCH = TCH59 = Costo del arriendo para naves de 59 mil m3

TCH59 = A1 * TCH59SIW, donde

A1 = 0.00113 corresponde a una constante para el viaje que refleja la duración de éste y el tamaño del cargamento.

TCH59SIW = Corresponde a la tarifa de time charter para naves de 59 mil m3, indicadas en la publicación **Shipping Intelligence Weekly** (SIW). Incluye comisión del broker de 1,25% sobre la tarifa de time charter.

CCB = CCB59MBV = Costo consumo combustibles para nave de 59 mil m3.
Se descompone en dos constantes A2 y A3

A2 = 0.04473

A3 = 0.00981

GVU = **GVU** = **5.0599**

Polinomio propuesto por UTP Consultoría

Para el flete del GLP se propone usar un polinomio de la misma estructura al actualmente en uso por la CNE, calculado desde Houston hasta Quintero, pero para una nave de **82000 m3** de capacidad, que corresponde al tamaño recomendado en el punto 2 anterior, "Tamaño de los Embarques".

Se calcula el flete desde este origen puesto que el indicador para representar el precio FOB es la cotización de Argus para el propano en Mont Belvieu, con carguío en el terminal de Enterprise en Houston.

El polinomio de cálculo para el flete de GLP es el siguiente:

Flete (Houston a Quintero) US\$/ton = TCH + CCB + GVU + CP

Donde: **TCH** = Costo del arriendo de la nave

CCB = Costo del consumo de combustibles de la nave.
Ver cálculo en punto 8 siguiente.

GVU = Constante de gastos de la nave.
Ver cálculo en punto 8 siguiente

CP = Costo peaje Canal de Panamá.
Ver cálculo en punto 6 siguiente

Donde,

$$\text{TCH} = A1 * \text{TCH84.SIW},$$

A1 = Corresponde a una constante que pondera el costo diario del arriendo de la nave. Correlaciona el costo del arriendo para el total del tiempo que dura el viaje, con el tonelaje transportado por la nave. Esta constante refleja la duración del viaje redondo de Houston a Quintero y el tamaño del cargamento transportado. La constante tiene unidades de “día/ton”. El valor de esta constante no cambia en relación con el nivel de la tarifa de arriendo, en cuanto se use para una misma duración del viaje redondo y la misma capacidad de carga de la nave.

El valor calculado para este viaje y capacidad de la nave es de:

A1 = 0.00064 día/ton

TCH84SIW = Corresponde a la tarifa de time charter para naves del rango de 84000 m3, indicadas en la publicación **Shipping Intelligence Weekly** (SIW). Incluye comisión del broker de 1.25% sobre la tarifa de time charter. Se usa con unidades de “US\$/día”.

5. Duración del viaje

Depende del puerto de origen del GLP. Debe establecerse para cada origen, puesto que el número de días del viaje define el costo por concepto de arriendo de la nave y del consumo de combustibles. Debe incluir los días de navegación, en carga y en lastre, y los días de estadía en puerto para carga y descarga.

Respecto de la duración del viaje desde el puerto de origen propuesto para el gas licuado de petróleo, el terminal de Enterprise en Houston, EE.UU., la duración del viaje completo a través del Canal de Panamá para una nave de 82000 m3, es de 26.5 días, los cuales se desglosan en 22 días de viaje navegando ida y vuelta más 4.5 días en puerto de carga y descarga.

6. Costo de peaje del Canal de Panamá.

Se calcula de acuerdo con las tarifas vigentes en función del tonelaje de registro de la nave, ya que las tarifas dependen de la capacidad de carga de la nave, medida según las reglas de registro del Canal de Panamá.

Actualmente la CNE usa un valor de 34600 ton para el registro de la nave. Con este valor se calcula la tarifa de cruce del Canal de Panamá.

El tamaño de nave propuesto por UTP Consultoría de 82000 m3 de capacidad de carga, solamente puede transitar por la ampliación del Canal de Panamá, para la cual las nuevas tarifas de cruce del canal están calculadas según la capacidad de carga de la nave medida en m3. Este tipo de naves corresponde a la clasificación de “Buque Neopanamax” según lo establecido por el Canal de Panamá.

Para el viaje desde Houston, EEUU, a Quintero, el peaje del cruce a través de las nuevas esclusas de la ampliación del Canal de Panamá, usando la tarifa vigente y considerando una nave de 82000 m3 de capacidad de carga, corresponde al siguiente monto:

Tarifa cruce en carga

Por capacidad	(US\$ 2.75 por m3)	US\$ 225500
Fija por transito	(US\$ 200000)	US\$ 200000
Total peaje cruce con carga		US\$ 425500

Tarifa cruce en lastre

Por capacidad	(US\$ 2.3375 por m3)	US\$ 191675
Fija por transito	(US\$ 170000)	US\$ 170000
Total peaje cruce en lastre		US\$ 361675

Las tarifas para el cruce en carga y en lastre del gasero aparecen en el Anexo N°3 de este Informe para naves Neopanamax. Considerando el cruce en carga y en lastre, pues la nave se devuelve desde Quintero a Houston, el costo total del cruce del canal en ambos sentidos es de **US\$ 787175**.

Usando la capacidad de carga de 82000 m3 y la densidad del propano de 0.507, se tiene la siguiente constante del polinomio de cálculo del flete:

CP = Tarifa de peaje del Canal de Panamá en US\$/ton de carga

CP = US\$ 787175 / 82000 m3 / 0.507 (ton/m3)

CP = 18.9343 US\$/ton

7. Costo espera de la nave para cruzar Canal de Panamá

En el punto 7 de la Sección 4.2.1 se analizó el caso en que la nave de transporte tenga que esperar para cruzar el Canal de Panamá, debido a una fila de naves en espera cuya demora se produce por la falta de agua suficiente para operar las esclusas del canal de forma normal. Esta situación se produce durante los periodos de sequía que se presentan en la zona del canal y que hacen bajar el nivel del Lago Gatún que abastece de agua para la operación del canal.

Como se indicó en el punto antes mencionado, para los fletes de combustibles como la gasolina, el kerosén y el petróleo diesel, cuyos fletes los informa Argus en la modalidad de lumpsum, no se debe agregar un costo de espera de la nave para cruzar ya que este costo está incluido en la tarifa de lumpsum informada.

En el caso de las naves gaseras que transportan en rutas de baja liquidez para las cuales estas publicaciones como Argus no informan tarifas de flete, se debe proceder calculando el flete mediante el sistema alternativo de cálculo basado en el costo total del viaje de la nave usando la tarifa de arriendo por tiempo de la nave más todos los costos involucrados en el viaje.

De acuerdo con lo anterior, para el cálculo del valor del flete de la nave gasera se debe considerar aparte el costo adicional que se produce por los días que la nave tenga que esperar para realizar el cruce del canal.

Para determinar el número de días de espera se debe usar la información diaria que informa Argus en su publicación **Argus Tanker Freight** (página 10), en la cual indica el número de días de espera para cruzar el canal para cada sentido de tránsito. En el cuadro siguiente se muestra la página de la publicación del 12 de junio de 2025.

Panama Canal auction prices (weekly)			\$
Trasit slot type			Price
Neopanamax			120,400.00
Panamax			61,750.00
Delays			
Location	Days	±	
Panama Canal Neopanamax locks NB	2	nc	
Panama Canal Neopanamax locks SB	2	nc	
Panama Canal Panamax locks NB	2	nc	
Panama Canal Panamax locks SB	2	nc	

Fuente : Argus Tanker Freight

Para calcular el costo de la espera se debe considerar la tarifa diaria de arriendo por tiempo de la nave, **TCH**, el tonelaje de carga de la nave y los días de espera informados por la publicación de Argus.

Para el caso del flete desde Houston se debe considerar el cruce en carga y en lastre de la nave. De acuerdo con esto el cálculo del costo de la espera para cruzar el canal (**ECC**) en US\$/ton, sería como sigue:

$$ECC = (TCH \times (locks\ NB + locks\ SB)) / 82000\ m3 / 0.507$$

Para el caso de una tarifa de **TCH** de 40000 US\$ por día, el costo de la espera **ECC** con los días del cuadro de Argus sería de **3.849** US\$/ton (40000 x (2+2) / 82000 / 0.507).

8. Otros gastos no incluidos según modalidad de contratación

Según la modalidad de cálculo del polinomio que simula la operación de un contrato de arriendo por tiempo (time charter), los gastos de puerto y consumo de bunker de la nave se calculan de acuerdo con el consumo específico de la nave durante la estadía en los puertos de carga y descarga y de acuerdo con los consumos específicos de bunker

durante la navegación en el tramo con carga y durante la navegación en el tramo en lastre de la nave, para la referida ruta.

Actualmente la CNE aplica los siguientes valores en las constantes que reflejan estos gastos en el polinomio del flete.

GVU = US\$ 5.0599 por ton
Esta constante agrupa los gastos de puerto de la nave y la tarifa de faros y balizas de la nave en Chile.

CCB52MBV = $A2 * P\text{-IFO380.SIW} + A3 * P\text{-MDO.SIW}$, donde

A2 = 0.04473 y corresponde a una constante para el viaje que refleja el consumo total de bunker IFO-380 de la nave gasera en el viaje ida y vuelta a Quintero.

P-IFO380.SIW = corresponde al precio del IFO-380 informado por SIW.

A3 = 0.00981 y corresponde a una constante para el viaje que refleja el consumo total de bunker MDO de la nave gasera en el viaje ida y vuelta a Quintero.

P-MDO.SIW = corresponde al precio del MDO informado por SIW.

Otros Gastos del flete propuestos por UTP Consultoría

Según el polinomio de cálculo del flete, indicado en el número 4 anterior, los términos **GVU** y **CCB** corresponden a los gastos de puerto y consumo de bunker de la nave, respectivamente, calculados para el viaje ida y vuelta de Houston, EE.UU., a Quintero, según se indica a continuación:

GVU = Corresponde a una constante que refleja los gastos de la nave durante su estadía en los puertos de carga y descarga, la tarifa de faros y balizas en Chile, y el costo coordinación y comunicaciones. Está referida a la capacidad de carga de la nave de 82000 m³. Para un gasto total de US\$ 216410, detallado en el Anexo N°4 de este informe, el valor de la constante resulta de:

$$GVU = US\$ 216410 / 82000 \text{ m}^3 / 0.507 \text{ (ton/m}^3\text{)}$$

$$\boxed{GVU = 5.2054 \text{ US\$/ton}}$$

CCB = $A2 * P\text{-IFO380.SIW} + A3 * P\text{-MDO.SIW}$, donde

A2 = Corresponde a una constante para el viaje ida y vuelta de Houston a Quintero que refleja el consumo total de bunker IFO-380 de la nave gasera durante la navegación y estadía en puerto. Esta constante no tiene dimensiones puesto que refleja las toneladas de consumo de combustible IFO-380 por cada

tonelada de carga transportada. Para el cálculo de esta constante se requiere el consumo diario de la nave navegando y durante la estadía en puerto. Esta constante no cambia en cuanto no se cambie las características de la nave, esto es su consumo específico y su capacidad de carga. Para la nave gasera de 82000 m3 para el viaje de Houston a Quintero, el valor de la constante resulta de:

$$\mathbf{A2 = 0.02753}$$

P-IFO380.SIW = Precio del combustible bunker IFO-380 informado por SIW en US\$/ton.

A3 = Al igual que para la constante anterior, la constante A3 corresponde a una constante para el viaje ida y vuelta de Houston a Quintero que refleja el consumo total de bunker MDO (diésel marino) de la nave gasera durante la navegación y estadía en puerto. Esta constante no tiene dimensiones puesto que refleja las toneladas de consumo de combustible MDO por cada tonelada de carga transportada. Para el cálculo de esta constante se requiere el consumo diario de la nave navegando y durante la estadía en puerto. Esta constante no cambia en cuanto no se cambie las características de la nave, esto es su consumo específico y su capacidad de carga. Para la nave gasera de 82000 m3 para el viaje de Houston a Quintero, el valor de la constante resulta de:

$$\mathbf{A3 = 0.00111}$$

P-MDO.SIW = Precio del combustible bunker MDO informado por SIW en US\$/ton.

Los gastos de la nave en Houston y Quintero se calcularon en un total de US\$ 138690, según cotización de gastos de una nave tipo, los faros y balizas en Chile en US\$ 73300, con tarifa de US\$ 1.56 por ton de registro, y el consumo total de combustibles del viaje se calculó en 1141 ton de IFO-380 más 29 ton de MDO. Estos consumos se obtuvieron considerando los consumos promedio unitarios de la nave navegando y en puerto para el IFO-380 y el MDO.

En el Anexo N° 4 se indican las características técnicas de la nave gasera considerada y el detalle de los costos incluidos en los gastos de puerto de la nave.

En resumen, el polinomio recomendado por UTP Consultoría se desglosa de la siguiente manera:

$$\mathbf{\underline{Flete (Houston a Quintero) US$/ton = TCH + CCB + GVU + CP}}$$

Donde:

$$\underline{TCH} = \mathbf{A1 * TCH84.SIW,}$$

$$\mathbf{A1 = 0.00064 \text{ día/ton}}$$

$$\underline{CCB} = \mathbf{A2 * P-IFO380.SIW + A3 * P-MDO.SIW, \text{ donde}}$$

$$A2 = 0.02753$$

$$A3 = 0.00111$$

$$\underline{GVU} = 5.2054 \text{ US\$/ton}$$

$$\underline{CP} = 18.9343 \text{ US\$/ton}$$

9. Recargo en el Indicador de Flete según Origen (Costo de Posicionamiento)

Para el caso del flete del GLP, el recargo por posicionamiento de la nave está incluido al calcular el costo del flete a partir del arriendo diario de la nave.

La modalidad de arriendo por tiempo corresponde a la modalidad de transporte por *fletamento*, en la cual el armador (dueño de la nave) pone a disposición del fletador la nave, incluida la tripulación que opera la nave, de manera que el fletador dispone de la nave operativa para realizar cualquier viaje dentro del área geográfica autorizada en el contrato de fletamento. El fletador por su parte, le paga un monto diario al armador de la nave para retribuir el servicio de transporte que la nave proporciona y financia los costos de combustibles y de puerto donde recala la nave.

Esta tarifa diaria de arriendo en esta modalidad no depende de la ruta que sirva la nave, pues se paga igual si la nave está navegando o detenida en puerto. Por ello para el armador de la nave el ingreso diario por arriendo no depende de la duración del viaje, pues el fletador pagara todos los combustibles de la nave y los gastos de esta cuando este en puerto.

En el caso del sistema Worldscale, la tarifa de flete debe cubrir el total de los costos de la nave (arriendo, combustibles y gastos de puerto), por lo que el ingreso para el armador depende de las características del viaje (tiempo en navegación, tiempo en puerto y gastos de la nave). De acuerdo con esto, en esta modalidad el armador corre el riesgo de que la tarifa de flete cobrada no alcance a cubrir el total de costos del viaje.

En la modalidad de arriendo por tiempo, el armador no tiene costo de oportunidad pues su ingreso no depende del viaje para el cual la nave sea contratada y el armador recibe la misma tarifa de arriendo independiente de la ruta que siga la nave al realizar el transporte de la carga.

Para el caso de un embarque desde Houston, el posicionamiento de la nave está considerado como el viaje en lastre desde el Caribe, donde es posible contratar naves gaseras de este tamaño. El viaje en lastre se contempla entregando la nave de vuelta en el Caribe, por lo que el viaje total equivale al viaje ida y vuelta de Houston a Quintero.

4.3.- Otros Costos hasta el arribo del combustible a Chile.

Se analizaron y revisaron los otros costos involucrados en la compra y el transporte del combustible hasta el puerto de descarga en Chile, tales como:

4.3.1.- Mermas del producto en tránsito

Actualmente la CNE usa los siguientes valores para representar las mermas del producto en tránsito:

	<u>% volumen</u>
Gasolina	0.5
Kerosén	0.3
Petróleo Diésel	0.3
Petróleo Combustible	0.2
Gas Licuado de Petróleo	0.5

Durante el transporte de los combustibles se producen pérdidas en volumen debidas a la evaporación. En el transporte marítimo, las naves poseen dispositivos que controlan estas pérdidas dentro de rangos aceptados internacionalmente. Los estanques cuentan con sistema de gas inerte que controla la atmósfera gaseosa dentro del estanque de manera que la evaporación sea mínima.

En el almacenamiento en tierra de los combustibles se deben usar estanques de techo flotante para las gasolinas para controlar la evaporación. En estos estanques el techo flota sobre la superficie del líquido de manera de mantener una fase gaseosa mínima. El kerosén, el petróleo diésel y el petróleo combustible se almacenan en estanques con techo cónico. El gas licuado de petróleo se almacena en estanques a presión (temperatura ambiente) o en estanques a presión ambiente, pero refrigerados a temperatura bajo cero.

Los niveles de volúmenes de mermas dependen de la presión de vapor del combustible transportado. Estas pérdidas de volumen no están cubiertas por las pólizas de seguro. En general los porcentajes de mermas en volumen aceptables por la industria petrolera internacional son iguales a los actualmente en uso por la CNE. Estos porcentajes son los aceptados por las compañías petroleras para sus transacciones internacionales en sus contratos de compraventa, por las compañías de transporte marítimo en sus contratos de transporte, y por las compañías de seguros en las pólizas que cubren los riesgos del transporte marítimo.

De acuerdo con lo anterior, UTP Consultoría recomienda mantener el empleo de estos valores sin cambio, puesto que corresponden a las tasas de merma aceptadas en la industria para estos combustibles.

El porcentaje de la tasa de merma para cada combustible se debe aplicar sobre el valor CIF (valor FOB más seguro más flete).

4.3.2.- Costo del Seguro Marítimo del Combustible

Actualmente la CNE usa tasas diferenciadas para el cálculo del seguro marítimo del transporte de los combustibles. Para representar el valor de la prima de seguro correspondiente a la gasolina, kerosén y petróleo diésel, usa un valor de 0.05138 % y un valor de 0.20561 % para el petróleo combustible. Para el caso del gas licuado, debido al mayor riesgo involucrado en su transporte, usa un valor de 0.29339 %.

Las pólizas de seguro internacional de riesgo de transporte marítimo incluyen el riesgo de la operación de alijos de la carga, en tanto estas operaciones se realicen bajo las indicaciones entregadas por el código OCIMF (Oil Companies International Marine Forum) para las transferencias de carga entre tanqueros, que incluye regulaciones de la IMO (International Maritime Organization) y SOLAS (Safety of Life at Sea).

La prima de seguro además incluye la condición bajo la cual la nave se pueda ver expuesta a que se declare una situación de guerra, motín o disturbio, durante la carga, navegación al puerto de destino y descarga. Se establece la obligación del fletador de nominar otros puertos de carga y/o descarga en caso de que se declare tal condición. El armador de la nave además está autorizado para desviarse durante el viaje para evitar alguna zona en la cual se haya declarado una condición de guerra, motín o disturbio.

Las primas de seguro para cubrir los riesgos del transporte marítimo, incluidos los alijos y la cláusula de guerra como descrita anteriormente, tienen valores en un amplio rango de 0.010% a 0.100% del valor CFR (costo más flete) del producto. Estas variaciones en las primas se pueden deber a recargos por la edad de la nave o a la clasificación de esta, la cual corresponde a una evaluación que una empresa internacional de certificación técnica hace del estado de la nave. Además, el monto de la prima depende del total anual transportado por la compañía y de su registro previo de siniestros.

En el cuadro siguiente se indican los rangos de prima de seguro marítimo que han declarado las compañías petroleras y de trading internacionales que vendieron los cargamentos de combustibles que se importaron el año 2024.

<u>Compañía</u>	<u>Prima Seguro %</u>
Aramco	0.010 – 0.040
British Petroleum	0.040 – 0.070
Chevron	0.050 – 0.070
Exxon	0.010 – 0.030
Gunvor	0.010 – 0.040
Petrochina	0.010 – 0.040
Shell	0.010 – 0.030
Valero	0.010 – 0.040
Vitol	0.010 – 0.030

Fuente = Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas

Las cifras que se indican corresponden a las informadas por el Servicio Nacional de Aduanas de Chile para todos los embarques de combustibles importados. Los porcentajes de prima de seguro están expresados como porcentaje sobre el valor CFR declarado para cada embarque.

De acuerdo con los valores efectivos promedios ponderados de las primas de seguro declaradas ante la aduana por las compañías petroleras y de trading internacionales en las importaciones de combustibles a Chile en 2024, se obtiene lo siguiente:

<u>Combustible</u>	<u>Prima Seguro %</u>
Gasolinas	0.03956
Kerosén	0.02892
Petróleo Diésel	0.04350
Petróleo Combustible	0.12289
Gas Licuado de Petróleo	0.14643

Fuente = Elaboración UTP Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduanas

De acuerdo con lo anterior, UTP Consultoría recomienda usar el valor de la prima promedio pagada por el petróleo diésel, esto es **0.04350 %** para representar el valor de la prima de seguro correspondiente a la gasolina, kerosén y petróleo diésel. La extensión a la gasolina y kerosén de la tasa de seguro observada para el diésel se fundamenta en el mucho mayor número de cargamentos de importación de diésel, que es una base más confiable para calcular la tasa promedio del seguro. En cambio, los promedios de tasas observadas para los demás combustibles limpios - por corresponder a un número muy inferior de cargamentos - son más susceptibles de estar influidas por circunstancias ocasionales en algunos embarques.

En el caso del petróleo combustible se recomienda usar el valor ponderado calculado de **0.12289 %**. Para este último se usó la información de las importaciones de petróleo crudo, ya que en los últimos cinco años no ha habido importaciones efectivas de petróleo combustible. Solamente se han importado pequeños embarques de IFO-380 desde Perú destinado a bunker de naves, con los cuales no se obtienen valores representativos de las tasas de seguro. Las primas de seguro del petróleo crudo se pueden aplicar al petróleo combustible ya que éste se transporta en las mismas naves del petróleo crudo y ambos tienen características similares respecto al riesgo de contaminación.

Para el caso del gas licuado de petróleo, las primas corresponden a rangos similares mayores a los rangos de las primas de los productos limpios, debido a las características de este combustible. Por esto UTP Consultoría recomienda usar el valor de la prima promedio ponderada calculada con las declaraciones de los embarques de importaciones efectivas de propano a Chile en 2024, que fue de **0.14643 %**, para representar el costo del seguro en el cálculo del precio de paridad.

Estas primas de seguro se deben aplicar sobre el valor CFR, que corresponde al precio FOB más el flete marítimo.

4.3.3.- Costos financieros (según términos y condiciones de compra)

Se analizaron los valores actuales en uso por la CNE. En la práctica la casi totalidad de las importaciones efectivas se realizan bajo la modalidad costo, seguro y flete (CIF) o entregada (DES). En ambas modalidades de importación el pago correspondiente al valor FOB del producto, el seguro y el flete, se hace a los 30 días de efectuada la carga en el puerto de origen. Este plazo de pago no tiene recargo pues corresponde a la condición de pago tradicional en el mercado internacional del petróleo crudo y combustibles.

Si se considera que el flete desde el mercado de EE.UU. dura alrededor de 15 días y que el combustible importado es vendido dentro de los 15 días de recibido el embarque, se tiene que el plazo de 30 días cubre este periodo por lo que al momento de pagar el embarque ya se dispone del pago recibido por la venta del producto importado. Esta situación es la que ocurre para un importador de combustible y es distinta a la que experimenta ENAP como refinador.

Sin embargo, hay algunos pagos que deben hacerse antes de recibir el pago del producto vendido. Estos pagos deben financiarse y corresponden al costo de la carta de crédito, el pago del derecho de aduana, del impuesto específico (gasolina y diésel) y del IVA.

La carta de crédito debe estar aceptada por el proveedor antes del embarque por lo que se tendrían unos 35 días de financiamiento. El derecho de aduana, el impuesto específico y el IVA deben pagarse al momento de la llegada del embarque y la internación de éste, lo que corresponde a un periodo de financiamiento de 15 días antes de efectuar la venta del combustible.

La fórmula de cálculo del costo financiero (CF) sería entonces:

$$CF = (\text{SOFR} + \text{Spread})/360 \times [35 \times \text{CCred} + 15 \times \{\text{DAd} + \text{IVA} + \text{Imp.Esp.} \times (\text{UTM}/\text{TC.U\$})\}]$$

Donde:	SOFR	= Tasa Secured Overnight Financing Rate (SOFR)
	Spread	= Tasa de spread bancario de 0.015
	CCred	= Costo Carta de Crédito
	DAd	= Derechos de Aduana
	IVA	= Impuesto al Valor Agregado (19% sobre valor CIF)
	Imp.Esp.	= Impuesto Específico, en UTM / m3
	UTM	= Valor Unidad Tributaria
	TC.U\$	= Tasa de cambio del dólar de EE.UU.

El impuesto específico solamente se incluye en la fórmula para el cálculo del costo financiero de la gasolina y el petróleo diésel.

De acuerdo con lo anterior, UTP Consultoría recomienda mantener el cálculo actual del costo financiero, según la fórmula antes descrita.

4.3.4.- Costo de la carta de crédito

Las cartas de crédito son instrumentos financieros que facilitan el comercio internacional al asegurar al exportador que recibirá el pago de un bien vendido a un importador en otro país, y a éste, asegurar que recibirá en su país el bien por el que pagó.

Una carta de crédito es un documento emitido por el banco del comprador (importador), a solicitud de éste, en favor del banco del vendedor (exportador), autorizando el pago del bien exportado contra la presentación de documentos que prueben el cumplimiento de los términos acordados para la entrega. Por ejemplo, en el caso de una exportación por vía marítima pactada en la condición FOB, el pago se efectuaría, por ejemplo, contra la presentación de la factura y el Conocimiento de Embarque (Bill of Lading).

La carta de crédito tiene un costo para el comprador (importador) por el interés de los fondos comprometidos y la gestión del banco del comprador.

Se analizaron los valores actuales en uso por la CNE y UTP Consultoría recomienda mantenerlos sin cambio. La tasa de **0.0025** debe aplicarse al valor CIF ya que prácticamente la totalidad de las importaciones de combustibles se realizan bajo la modalidad CIF (costo FOB, seguro y flete) o DAP (entregado en destino), las cuales incluyen garantizar al proveedor el pago del total del embarque que considera el costo de estas tres variables, FOB, flete y seguro.

4.4.- Otros Costos en Chile.

Se analizaron y revisaron los otros costos involucrados en la recepción, almacenamiento y entrega del combustible en el puerto de descarga en Chile, tales como:

4.4.1.- Derechos de Aduana según origen

Chile tiene un arancel de aduana general de 6%. Sin embargo, el arancel efectivo pagado por las importaciones de los combustibles ha sido cero en la totalidad de las importaciones en el periodo analizado. Esto se debe a que los países de origen de las importaciones (indicados en el Capítulo 2) en su totalidad tienen tratados de libre comercio con Chile y los combustibles tienen un 100% de descuento en el valor del arancel.

De acuerdo con los diversos acuerdos bilaterales de libre comercio que ha firmado Chile, los precios de paridad calculados desde EE.UU. y Europa, tienen un 100% de descuento del arancel, por lo que no pagan derechos de aduana.

4.4.2.- Costos Fijos de Descarga del producto

El costo fijo de descarga usado por la CNE de US\$ 0.36 por m³ representa los gastos fijos en que el importador incurre para efectuar la descarga del combustible en Quintero.

Estos gastos corresponden a la cuadrilla que hace la conexión de la nave, los gastos de lanchas y portuarios de cargo del importador, y el costo del uso del terminal marítimo.

Actualmente según información del mercado de agencias, el monto correspondiente a estos servicios y costos representa un valor de alrededor de US\$ 14000 a 16000 por embarque, por lo que la tasa resulta entre 0.28 y 0.32 US\$ por m³. Por esto UTP Consultoría recomienda usar una tasa de **US\$ 0.30 por m³** para representar estos gastos.

4.4.3.- Costos Directos de Descarga del producto

El costo directo de descarga usado por la CNE de US\$ 0.06 por m³ representa los gastos directos que se requieren para la descarga del producto en Quintero. Estos corresponden al costo del agente de aduana y a la inspección que se efectúa a la descarga de la nave que hace un inspector independiente pagado a medias por el importador y el proveedor, y que mide la cantidad y calidad del producto recibido en los estanques del terminal de recepción.

De acuerdo con información de mercado, el costo de estos servicios está en el rango de US\$ 6000 a 9000 por embarque. De acuerdo con esto, UTP Consultoría recomienda cambiar esta tasa a **US\$ 0.15** por m³ que refleja de mejor manera el monto pagado por los servicios antes descritos.

4.4.4.- Costo de almacenamiento del producto

Actualmente la CNE usa distintos valores para representar el costo de almacenamiento de los productos.

De acuerdo con información del mercado, las tarifas de almacenamiento para combustibles a nivel internacional son variables en el rango de 0.6 a 1.0 US\$/barril, dependiendo del volumen almacenado, el periodo de almacenamiento y la frecuencia del servicio, esto es si éste es ocasional (spot) o en base a un contrato regular. Dependen también si en el lugar donde se da el servicio hay varias compañías que prestan el servicio y si estas son dedicadas solo al almacenaje o además realizan otras actividades relacionadas.

De acuerdo con una investigación reciente de uno de los consultores de UTP Consultoría para un estudio de precios de paridad en diversos países de Latinoamérica, las tarifas promedio cobradas por este servicio de almacenamiento en terminales marítimos de algunos países de Sud América, están en el rango de 0.8 y 1.2 US\$ por barril.

En el caso de Uruguay, URSEA para el cálculo mensual de los precios de paridad de importación representa este costo con una tarifa de US\$ 0.76 por barril (US\$ 4.8 por m³).

En el caso del sistema de cálculo de los precios de paridad en Perú que realiza Osinergmin (Organismo Supervisor Inversión en Energía y Minas, de Perú), se usa un valor de US\$ 0.94 por barril (US\$ 5.9 por m³). Este valor se ajusta anualmente según las

tarifas de la empresa Terminales del Perú, en la que participa la empresa Oil Tanking, en el puerto del Callao para el almacenamiento de los combustibles que se importan en Perú. Oil Tanking es una empresa internacional que se dedica al almacenamiento de combustibles y opera el terminal de almacenamiento del Callao desde 2014 con un contrato a 20 años con el estado peruano.

Considerando que los niveles de importación de combustibles de Perú y Chile han estado en los últimos años en rangos similares, según se aprecia en el cuadro 4.14 de este estudio, 5.4 millones de metros cúbicos en Perú y 5.5 millones de metros cúbicos en Chile, la cifra de US\$ 5.9 por m³ parece apropiada para representar este costo en el cálculo del precio de paridad de la CNE, considerando además que ENAP incluye un valor similar en su precio de paridad importación.

De acuerdo con lo anterior UTP Consultoría recomienda usar un valor de **US\$ 5.9 por m³** para el costo de almacenaje.

4.4.5.- Recargo por Recepción, Almacenamiento y Despacho (Terminaling)

La recepción del gas licuado de petróleo en Quintero requiere incluir el costo en que se incurre al recibir el propano desde la nave, almacenarlo refrigerado a baja temperatura y despacharlo hacia el poliducto o al carguío de camiones.

Según lo indicado en la Sección 4.1.6 anterior, basado en el análisis de las tarifas de terminaling en la Costa del Golfo de EE.UU., UTP Consultoría recomienda usar un valor de 36 US\$ por ton para representar la tarifa de terminaling en el puerto de carga.

La tarifa de terminaling representa dos tipos de costos, el referido a la rentabilidad de la instalación y otro que representa el costo de operación que depende del flujo con el que se opera la instalación. Considerando la diferencia entre los volúmenes de importación que se reciben en Quintero y el nivel de actividad que tienen los terminales de la Costa del Golfo de EE.UU., UTP Consultoría recomienda usar un valor de **55 US\$ por ton** como una tarifa adecuada para representar el costo de terminaling en Quintero con una menor actividad respecto de aquellos terminales.

Además del costo anterior, se debe incluir incluye un costo por el uso del muelle de descarga refrigerada de gas licuado en Quintero. UTP Consultoría estima un valor de US\$ **5.20 por ton**, por este servicio.

4.4.6.- Costo de sobrestadía de la nave

La sobreestadía de una nave corresponde a una indemnización establecida en el contrato de transporte, mediante la cual el fletador (importador) paga al armador u operador de la nave, el costo de oportunidad que el armador tiene en caso de que el fletador demore en la descarga de la nave un tiempo mayor al acordado en el contrato de transporte. Este tiempo convenido para realizar la descarga (laytime) es de 36 hr corridas, contadas desde que la nave queda amarrada al muelle o terminal de descarga del fletador (importador), o transcurridas 6 hr en el puerto esperando el amarre al terminal, lo primero que ocurra.

El costo de oportunidad del armador corresponde al riesgo de perder el flete siguiente que tiene programado hacer con la nave a continuación de finalizada la descarga del combustible, en la cual el fletador se ha demorado en liberar la nave vacía.

La demora de la nave se puede deber a múltiples razones como operativas, de logística o comerciales que no son de responsabilidad del armador. En general se trata de circunstancias de tipo variable, que no tienen ocurrencia siempre y que alguna de ellas tampoco son responsabilidad del importador, tales como las climáticas o de la autoridad.

La sobreestadía se incurre si el tiempo total usado por el fletador de la nave para cargar o descargar la nave, excede el plazo asignado en el contrato para realizar dichas faenas, que corresponden al tiempo libre de costo (laytime en los contratos) que el fletador tiene para cargar o descargar la nave (periodo estándar de 36 horas corridas en cada puerto).

En el cuadro siguiente se indica la redacción de una cláusula tipo de un contrato de transporte marítimo como el Asbatankvoy.

Como se aprecia en esta cláusula tipo de un contrato estándar de la industria (en la que están basados la gran mayoría de los contratos internacionales de transporte de combustibles), el fletador (importador) es responsable solamente del pago del 50% de la sobreestadía producida, si esta se origina durante la carga o descarga del combustible a consecuencia de un incendio, explosión, tormenta, huelga o bloqueo, detención o restricción de los trabajos, falla de los equipos o maquinaria en la planta del fletador, proveedor, transportista o consignatario de la carga.

Como se indica en el caso anterior, la sobreestadía depende de numerosas causas respecto de las cuales ni el armador ni el fletador tienen control, por lo cual los efectos de estas en el tiempo usado para descargar la nave son compartidos por el fletador y el armador.

Clause N-8.- Demurrage as per Asbatankvoy
Tanker Voyage Charter Party

8. DEMURRAGE. Charterer shall pay demurrage per running hour and pro rata for a part thereof at the rate specified in Part I for all time that loading and discharging and used laytime as elsewhere herein provided exceeds the allowed laytime elsewhere herein specified. If, however, demurrage shall be incurred at ports of loading and/or discharge by reason of fire, explosion, storm or by a strike, lockout, stoppage or restraint of labor or by breakdown of machinery or equipment in or about the plant of the Charterer, supplier, shipper or consignee of the cargo, the rate of demurrage shall be reduced one-half of the amount stated in Part I per running hour or pro rata for part of an hour for demurrage so incurred. The Charterer shall not be liable for any demurrage for delay caused by strike, lockout, stoppage or restraint of labor for Master, officers and crew of the Vessel or tugboat or pilots.

En la negociación comercial, si el fletador enfrenta condiciones especiales en su terminal que pudieran demorar la nave, este puede acordar con el armador un periodo mayor de

tiempo para la descarga del combustible. Por su parte el armador reflejara en la tarifa del flete este mayor tiempo para la descarga de la nave.

La tarifa de sobreestadía se expresa en US dólares por día y se aplica por hora corrida o fracción de esta en minutos.

Es por esta característica circunstancial de la sobreestadía definida en el contrato de transporte por lo que UTP Consultoría recomienda que no se incluya en el cálculo de los precios de paridad de importación.

En algunos casos la sobreestadía se puede producir en forma sistemática debido a razones específicas que se producen en la descarga como características de la logística del puerto de descarga que impide descargar la nave dentro de los tiempos acordados en el contrato. Tal es el caso de la descarga de las naves a estanques de tierra con capacidad insuficiente para los volúmenes y frecuencia de los embarques que se reciben. En estos casos, evitar el costo de las sobreestadías pagadas será la justificación económica para ampliar la capacidad de almacenamiento. Similar situación se puede dar con la capacidad del fondeadero o muelle que obligue a efectuar alijos puesto que no tiene capacidad para amarrar la nave con carga completa.

Un ejemplo de esto corresponde a la construcción de estanques de almacenamiento refrigerado de gas licuado de petróleo. La descarga de este combustible a estanques a presión en tierra es lenta pues el barco debe calentar hasta la temperatura ambiente el producto que viene a bordo a -45°C . Esto hace que la descarga de la nave sea mucho más lenta y que como consecuencia el importador incurra en sobreestadías sistemáticas. El ahorro de estos costos de sobreestadía más las ventajas logísticas de la descarga más rápida formarán parte de la justificación económica del proyecto para construir estanques de recepción refrigerados.

Una situación similar se presentó en el terminal Quintero de GASMAR, en el cual el costo de las esperas en la descarga de las naves de 82000 m³ de capacidad, debido a que el terminal tenía 85000m³ de capacidad, contribuyeron a justificar la construcción de un nuevo estanque de 60000 m³ de capacidad, aumentando la capacidad de almacenamiento a 145000 m³, nivel que permite la descarga de la nave sin espera.

4.4.7.- Costo por espera o demora en la descarga de la nave por mal tiempo

Como se mencionó en el punto anterior, las esperas de la nave para amarrar en el terminal o muelle de carga o descarga que se deban a órdenes de la autoridad marítima por razones de seguridad de la operación de la nave y las instalaciones portuarias, el tiempo de demora que se produzca será compartido por partes iguales por el armador y el fletador de la nave ya sea con la nave cargando o descargando.

En esta categoría se incluyen las esperas debido a las resoluciones de la autoridad marítima que restringen la actividad en la bahía debido a condiciones de mal tiempo, como neblina, viento excesivo, oleaje, marejadas o tormenta.

Estas restricciones pueden ser parciales, solo para naves menores, o totales que implican el cierre del puerto para todo tipo de actividades y llegar hasta detener la descarga y hacer que la nave deje el terminal o muelle.

La autoridad encargada para decretar las restricciones en la operación dentro del puerto o el cierre de éste es el Capitán de Puerto, oficial de marina de la Dirección del Territorio Marítimo y Marina Mercante (DIRECTEMAR) que es una repartición de la Armada de Chile. El Capitán de Puerto basa su decisión de acuerdo con el pronóstico de tiempo marítimo para 3 días y actualizado cada 12 horas, entregado por el Centro Meteorológico pertinente del área.

Cuando los pronósticos indican posibles marejadas en la bahía, el Capitán de Puerto se comunica con los capitanes de buques que se encuentren en mar abierto para verificar condiciones de viento y oleaje. Una vez que se han confirmado estas dos fuentes de información, se realiza una inspección en terreno hasta una profundidad que permita apreciar el estado del mar sin presencia considerable de obras de protección, embarcándose en una nave perteneciente a la Armada de Chile.

Si esta última verificación indica que se cumplen las condiciones mínimas de oleaje para realizar el cierre de puerto, se emite un boletín informativo al Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (SENAPRED), clubes de yates, empresas portuarias, agencias navieras, caletas pesqueras y todas las entidades bajo la jurisdicción de la capitanía de puerto de la zona para que apliquen los protocolos establecidos a seguir para esta condición del mar.

En los puertos las restricciones son diferentes según las características del área del puerto en la cual se realizan faenas portuarias. En el caso de la bahía de Quintero, hay en operación 4 muelles, 5 terminales marítimos de amarre, 3 caletas de pesca, 1 club de yates y 1 pesquera industrial. Las restricciones de operación como consecuencia de las condiciones del mar son diferentes para cada tipo de instalación.

La DIRECTEMAR dispone de un servicio de información estadística de los episodios de restricciones de puerto en Chile a la cual se puede acceder a través de la plataforma web Sistema Visualización Instalaciones Portuarias – SVIP.

En esta plataforma está el detalle de todos los periodos en los cuales la autoridad marítima de cada puerto en Chile ha decidido la restricción de operaciones por razones de seguridad. Estas restricciones se refieren a las condiciones del mar en cuanto a la marejada, el oleaje, el viento y la visibilidad.

En el cuadro siguiente se indica el detalle de los muelles y terminales marítimos de amarre (con boyas) existentes en la bahía de Quintero.

Para estimar el efecto de la espera de las naves debida a las restricciones de la descarga de ellas, se consideraron las restricciones de la autoridad marítima para el terminal multiboya El Bato de propiedad de COPEC. Esto se debe a que COPEC es el principal importador de petróleo diésel en los últimos años con un 66% del total importado en Chile.

<u>Instalación</u>	<u>Propietario</u>
Muelle Asimar	Asimar
Muelle Oxiquim	Oxiquim
Muelle GNL	GNL Quintero
Muelle Ventanas	Puerto Ventanas
Monoboya crudo	ENAP
Multiboya productos	ENAP
Multiboya LPG	ENAP
Multiboya barcazas	ENAP
Multiboya El Bato	COPEC

En el caso del puerto de Quintero, el año 2024 COPEC descargó en este puerto 1887 miles m3 de un total de 2246 miles m3 de petróleo diésel.

De los datos informados por la SVIP de DIRECTEMAR para los últimos 3 años, 2022, 2023 y 2024, para el terminal multiboya El Bato en la bahía de Quintero, se pudo realizar el análisis detallado para la cantidad de días que estuvo el terminal multiboya con restricción y las causas que la originaron.

En el cuadro siguiente se detallan los episodios de restricción que hubo en el terminal multiboya El Bato y el tipo de condición de mar que los ocasionaron.

Del cuadro se observa que en el periodo analizado no se presentan variaciones significativas respecto del número total de episodios anuales ni de la proporción de los tipos de condición de mar que provocaron el episodio de restricción. Tampoco se aprecia variación en el total de días del año en que hubo restricción en la bahía ni de la duración promedio de días por episodio, la cual se mantiene en el rango de 0.5 a 0.6 días por episodio.

<u>Descripción</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>
<u>Episodios</u>			
Mal tiempo	6	4	3
Ola-marejada	31	25	29
Ola-marejada-viento	3	--	4
Viento	40	32	48
Visibilidad	30	43	22
Total episodios	110	104	106
Total días año	54.5	62.7	57.3
Días por episodio	0.50	0.60	0.53
Probabilidad episodio	0.301	0.285	0.290

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de SVIP - DIRECTEMAR

La probabilidad del episodio corresponde al cociente entre la cantidad anual de los episodios de restricción de operación y el número total de días del año. Indica la

probabilidad de que, a la llegada de una nave a descargar al terminal multiboya, se encuentre con un episodio de restricción que demore su amarre y descarga. Además, cada episodio en promedio durante el año se presenta cada 6.3 días, lapso que excede a la estadía de la nave descargando en el terminal multiboya. Para el periodo de 3 años la probabilidad promedio resulta de **0.292**. La duración promedio de cada episodio de restricción para el periodo resulta de **0.543** días.

De acuerdo con lo anterior, la espera promedio que una nave descargando pueda sufrir debido a la restricción de operación por mal tiempo se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$\mathbf{ERP = PER \times DPE \times TSE}$$

Donde **ERP** = Costo de Espera por Restricción de Puerto, US\$
PER = Probabilidad Episodio de Restricción, sin unidades
DPE = Días por episodio, días
TSE = Tarifa de Sobrestadía, US\$/día

Para una tarifa de sobreestadía de 30000 US\$/día, por ejemplo, el costo de la espera por restricción de puerto alcanza a US\$ 4758 (0.292 * 0.543 * 30000). Para un embarque de 38000 ton, el costo asciende a 0.125 US\$/ton.

Con los datos de probabilidad y duración de los episodios obtenidos de la estadística de la DIRECTEMAR, este costo se puede expresar en función del valor de la sobreestadía (TSE) como:

$$\mathbf{ERP \text{ (US\$)} = 0.1586 \text{ (día)} \times \mathbf{TSE \text{ (US\$/día)}}$$

De acuerdo con lo establecido en la cláusula N.8 del contrato de transporte ASBATANKVOY, la sobreestadía que se produzca como consecuencia del mal tiempo, el costo de ella será compartido por partes iguales entre el armador y el fletador. El monto de cargo del fletador, en el ejemplo arriba, sería entonces de 0.063 US\$/ton.

5.- Análisis y Revisión de los Parámetros del Cálculo de los Precios de Paridad de Importación desde el Mercado de Europa (NWE).

En este capítulo se analizarán y revisarán los diversos parámetros que componen el procedimiento que debiera emplearse si la CNE quisiera o necesitara calcular los precios de paridad de importación con origen en el mercado del noroeste de Europa (NWE).

5.1.- Cálculo Precio FOB en Origen

El mercado NWE es un mercado enormemente activo de importaciones y exportaciones de petróleo, productos intermedios y productos finales, por lo que algunos precios de estos últimos están relacionados con los arbitrajes que se producen por esta condición. En tales casos las cotizaciones FOB informadas por las publicaciones técnicas Argus y Platts, las calculan como un “netback” del precio CIF a ese mercado.

Los precios FOB NWE 95R y 98R de las gasolinas se calculan como diferenciales – de acuerdo con las condiciones diarias del mercado - del precio de un producto intermedio de alta liquidez, Eurobob Non-Oxy, calidad a la que se dosificará oxígeno mediante etanol para producir una gasolina en especificación final. Este producto intermedio goza de alta liquidez porque se exporta en grandes cantidades a la Costa Atlántica de EE.UU. (mercado New York Harbor), además del consumo en el mercado europeo.

Las cotizaciones FOB NWE para el diésel (Diesel French 10 ppm) se calculan como diferencias respecto del precio de cierre diario del contrato de futuros de gasoil en la Bolsa Intercontinental de Londres (ICE).

Las cotizaciones FOB NWE del kerosene de aviación (JET) están basadas en el netback que se obtiene del precio CIF NWE menos el flete desde el Reino Unido (UK) al continente. Este flete lo calculan como el promedio de 3 rutas, Brofjorden (Suecia) a Rotterdam (Países Bajos), Coryton (Londres) a Le Havre (Francia) y Le Havre a Hamburgo (Alemania) para naves de 30 kton.

Las cotizaciones FOB NWE del petróleo combustible 1% S están basadas en el reporte de transacciones físicas en el mercado del norte de Europa.

Las cotizaciones FOB NWE del petróleo combustible 3,5% S están basadas en el netback que se obtiene del precio CIF NWE menos el flete desde el Reino Unido (UK) al continente en naves de 30 kton.

Indicadores de Precio

En el estudio de revisión de la metodología de los precios paridad de importación de combustibles de 2018, SCG Consultoría recomendó usar las cotizaciones diarias informadas por Argus, para el mercado del noroeste de Europa para las gasolinas, kerosén y petróleo diésel, con las correcciones necesarias para representar los precios FOB de los combustibles con especificaciones consistentes con la de Chile.

En el Cuadro N° 5.1 se presentan el origen, los indicadores y su calidad, según lo recomendado por SCG Consultoría.

Cuadro N° 5.1 Indicadores Argus FOB NWE Estudio 2018

	<u>Gasolina</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diésel</u>
Origen FOB	NWE Puerto NWE	NWE Puerto NWE	NWE Puerto NWE
Indicadores	a) Mogas 95R b) Mogas 91R	JET	Diesel French 10
Calidad	a) 95 oct. RON b) 91 oct. RON 10 ppm S	DEFSTAN 91/091	EN590 10 ppm S 51 Cetano
<u>Corrección</u>			
Azufre Factor	No	Sí 1.0341	No
Octano Ajuste	Sí 0.5 x (95R - 91R)		
P. Vapor Factor	Sí 1.57% (91R-C4)		
Cetano			No

Desde 2018, cuando fue revisado y actualizado el procedimiento de cálculo de precios de paridad del que dispone la CNE, las especificaciones de los indicadores de precio que informan Platts y Argus para el mercado NWE se han mantenido, salvo que se discontinuó la cotización para la gasolina 91R NWE.

En el caso de Chile, han cambiado alguna de las especificaciones de calidad de algunos combustibles en Chile.

Con el objeto de reflejar los cambios antes indicados, UTP Consultoría recomienda usar los indicadores que se muestran en el cuadro N° 5.2.

Cuadro N° 5.2 Indicadores FOB propuestos para NWE

	<u>Gasolina</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diésel</u>	<u>Petr.Comb.</u>
Origen FOB	NWE Puerto NWE	NWE Puerto NWE	NWE Puerto NWE	NWE Puerto NWE
Indicadores	a) Mogas 95R b) Mogas 98R	JET	Diesel French 10	a) F.Oil 1.0% b) F.Oil 3.5%
Calidad	a) 95 oct. RON b) 98 oct. RON 10 ppm S	DEFSTAN 91/091	EN590 10 ppm S 51 Cetano	a) 1.0% S b) 3.5% S
<u>Corrección</u>				
Azufre Factor	No	Sí 1.1397	No	Sí + 0,2 x (P1% - P3,5%)
Octano Ajuste	Sí 0.6667x (98R - 95R)			
P. Vapor Factor	Sí 1.57% (95R-C4)			
Cetano			No	

A continuación, se detalla la forma recomendada por UTP consultoría para las correcciones a los indicadores de precio FOB.

5.1.1.- Indicador Gasolina

Los indicadores de precio para las gasolinas en el mercado North West Europe, que publica Argus actualmente en el **Argus European Products**, son la **Mogas 95R 10 ppm NWE FOB** de 95 octanos RON y 10 ppm de azufre máx., y la **Mogas 98R NWE FOB** de 98 octanos RON y 10 ppm de azufre máx.

Para obtener precios que representen las gasolinas de 93 octanos RON y de 97 octanos RON de Chile no se necesita corregir por contenido de azufre ya que las gasolinas en Chile también tienen como especificación un máximo de 10 ppm de azufre. Pero sí es necesario corregir el indicador **Mogas 95R 10 ppm NWE FOB** con los cambios que se detalla a continuación.

Corrección por Octano

El indicador NWE para la gasolina 93 octanos RON de Chile es la **Mogas 95R 10 ppm NWE FOB**, por lo que se debe corregir por la diferencia de 2 octanos RON. De igual forma, el indicador NWE para la gasolina 97 octanos RON de Chile es también la **Mogas 95R 10 ppm NWE FOB**, por lo que también se debe corregir por la diferencia de 2 octanos RON.

La diferencia de precios entre las gasolinas NWE dividido por la diferencia de octanos RON es el valor de 1 octano. En este caso, (Mogas 98R – Mogas 95R)/3.

La corrección por 2 octanos RON, en ambos casos, se hace multiplicando el factor **0.6667** (aproximación de 2/3) por la diferencia entre los precios de los indicadores, **Mogas 98R NWE FOB** de 98 octanos RON y **Mogas 95R 10 ppm NWE FOB** de 95 octanos RON.

En estricto rigor, la correlación del número de octano no es lineal, pero la desviación de la linealidad es muy pequeña para variaciones menores de octano (de 1 a 5 octanos), por lo que no se produce una gran desviación al aplicar un criterio lineal en la corrección.

UTP Consultoría recomienda restar el término

$$0.6667 \times (\text{Mogas 98R NWE FOB} - \text{Mogas 95R 10 ppm NWE FOB})$$

al precio informado para la **Mogas 95R 10 ppm NWE FOB**, para corregir el precio de esta gasolina de manera que represente la gasolina 93 RON en Chile.

UTP Consultoría recomienda sumar el término

$$0.6667 \times (\text{Mogas 98R NWE FOB} - \text{Mogas 95R 10 ppm NWE FOB})$$

al precio informado para la **Mogas 95R 10 ppm NWE FOB**, para corregir el precio de esta gasolina de manera que represente la gasolina 97 RON en Chile.

Corrección por Presión de Vapor

Las gasolinas en Europa también presentan una condición variable de la presión de vapor (RVP) relativa al periodo del año y a la ubicación geográfica. De acuerdo con la norma EN228 se establecen 10 clases de volatilidad asociadas a rangos de presión de vapor.

Para los países que conforman el mercado NWE, los rangos de RVP para el verano (1° Mayo al 30 Septiembre) del hemisferio norte, corresponden a la clase A (6.5 a 8.7 psi).

Para el invierno (16 Noviembre al 15 Marzo) del hemisferio norte, el rango de RVP corresponde a la clase D (8.7 a 13.0 psi).

Hay, además, períodos de transición: primavera (16 de marzo al 30 de abril) y otoño (1° octubre al 15 de noviembre).

En el Cuadro N° 5.3 se indican los rangos de RVP para NWE y sus distintos periodos de vigencia.

Cuadro N° 5.3 Diferencias RVP Gasolinas Northwest Europe y Resto País, Chile

Periodo	RVP Gasolinas (psi).		Dif RVP	% Butano agrega - retira
	NW Europe	R.País		
1 enero al 15 marzo	8.7 a 13.0	10.0	+ 1.3 / - 3.0	1.57
16 marzo al 30 abril	6.5 a 13.0	10.0	+ 3.5 / - 3.0	1.57
1 mayo al 30 sept.	6.5 a 8.7	10.0	+ 3.5 / + 1.3	
1 oct. al 15 nov.	6.5 a 13.0	10.0	+ 3.5 / - 3.0	1.57
16 nov. al 31 dic.	8.7 a 13.0	10.0	+ 1.3 / - 3.0	1.57

Fuente: Elaboración UTP Consultoría

En el mercado NWE hay disponibilidad de gasolinas con presión de vapor en los rangos indicados en el cuadro para los periodos señalados. Por esto, si se requiere un embarque de gasolina con RVP 10 psi siempre se podrá encontrar con una gasolina con una presión de vapor en el rango medio de los valores indicados.

En el periodo del 1° octubre al 30 abril, en promedio siempre se podrán encontrar gasolinas con un RVP (10.85) mayor a 10 psi, por lo que se requerirá ajustar la presión de vapor. El refinador cobrará el costo de oportunidad equivalente a la cantidad de butano que deberá extraer de la gasolina para bajar la presión de vapor y que dejará de vender a precio de gasolina.

Si se considera el rango medio del RVP, se tiene que la corrección de presión de vapor debe considerar el ajuste desde 10.85 psi (promedio entre 8.7 y 13.0) al RVP de la gasolina en Chile, 10.0 psi. En la Sección 4.1.1 de este estudio se detalla el procedimiento de ajuste del RVP.

La aplicación del factor de ajuste que se calcule debe ser durante los periodos indicados en el cuadro N° 5.3, puesto que las fechas de término de cada periodo corresponden a las fechas en que los refinadores y distribuidores deben cumplir con la especificación de presión de vapor indicada en el cuadro. Por esta razón no se pueden aplicar factores de corrección progresivos durante estos periodos de vigencia de los valores de RVP.

Para el periodo del 1° mayo a 30 septiembre, la presión de vapor de la gasolina estará entre 6.5 y 8.7 psi, que es inferior al RVP de la gasolina en Chile de 10 psi. En este caso no se aplica corrección, pues el refinador tiene un beneficio al dejar un mayor contenido de butano en la gasolina, para aumentar el RVP hasta 10 psi. El beneficio surge porque venderá butano a precio de gasolina.

Para obtener el valor del porcentaje de butano para corregir el RVP de una gasolina de 10.85 psi para obtener una gasolina con 10.0 psi se tiene lo siguiente.

RVP Gasolina	= 10.0 psi (69.0 kPa)	BIVP = 17.80
RVP Gasolina	= 10.85 psi (74.8 kPa)	BIVP = 19.69
RVP Butano	= 51.6 psi (355.9 kPa)	BIVP = 138.31
pct butano en mezcla	= B	

Para el ajuste de 10.0 psi a 10.85 psi, se calcula la mezcla con los BIVP en forma lineal.

$$\begin{aligned}
 17.80 * (1 - B) + 138.31 * B &= 19.69 \\
 17.80 - 17.80 * B + 138.31 * B &= 19.69 \\
 B * (138.31 - 17.80) &= 19.69 - 17.80 \\
 B &= (19.69 - 17.80) / (138.31 - 17.80) \\
 \underline{\underline{B}} &= \underline{\underline{0.0157}}
 \end{aligned}$$

Esto implica que retirando un **1.57 %** de butano en la mezcla se obtiene una disminución del RVP de la gasolina desde 10.85 a 10.0 psi.

Para la gasolina 93 octanos RON de Chile, la corrección por RVP se hace considerando el 1.57% de la diferencia entre los precios del indicador **Mogas 95R 10 ppm NWE FOB**, y del **Butane cif ARA (large cargoes)** informado por el **Argus International LPG**.

En el caso de la gasolina 97 octanos RON de Chile, la corrección por RVP se hace considerando el 1.57% de la diferencia entre los precios del indicador **Mogas 95R 10 ppm NWE FOB**, y del **Butane cif ARA (large cargoes)** informado por el **Argus International LPG**.

En ambos casos, la corrección solo aplicará para el período comprendido entre 1° octubre y el 30 de abril del año siguiente.

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto en esta sección, UTP Consultoría recomienda usar la cotización del indicador **Mogas 95R 10 ppm NWE FOB** corregida por octanaje y por RVP, para representar el precio FOB NWE de la gasolina de 93 RON de Chile; y usar la cotización del indicador **Mogas 95R 10 ppm NWE FOB** corregida por octanaje y por RVP, para representar el precio FOB NWE de la gasolina de 97 RON de Chile.

5.1.2.- Indicador Kerosén

Actualmente en el **Argus European Products**, Argus publica cotizaciones diarias de un marcador de precios de kerosén de aviación para el mercado NWE en condición FOB, con el nombre **Jet NWE FOB**. Esta cotización de precio corresponde a un kerosén de aviación de 38°C de punto de inflamación mínimo, con -47°C de punto de congelación máximo y con un 0.3% de azufre.

Esta calidad es equivalente a la del kerosén de aviación en Chile, con igual contenido de azufre y los mismos puntos de inflamación y congelación.

Las importaciones efectivas de kerosene en Chile corresponden a kerosén de aviación, ya que se importa para satisfacer el déficit de este combustible, cuyo consumo es mucho mayor que el del kerosén doméstico: 1552 mil m³ contra 147 mil m³ en 2024.

Para calcular el precio de paridad del kerosén doméstico se debe usar una cotización de precio que represente este combustible, el cual tiene en Chile un contenido de azufre de 100 ppm. El precio del Jet NWE corresponde a un kerosene de aviación de 3000 ppm de contenido de azufre, por lo que este precio se debe corregir para representar el precio del kerosén doméstico.

Corrección por Azufre

Argus y Platts informan solamente una cotización de precio para el kerosén de aviación en el mercado NWE. Por esto la situación es similar a la encontrada en el mercado USG, con precios publicados para Jet Kero para un único contenido máximo de azufre (0.3 %).

La alternativa para este caso es usar el mismo factor corrección calculado para el kerosén de USG, basado en la relación de precios del mercado New York Harbor entre el ULSK y el Jet Fuel (1.1397).

En los cinco años agosto 2020 - julio 2025 existe una muy alta correlación (98.4%) entre los precios del kerosene de aviación en el mercado USG y el mercado NWE, por lo que es razonable asumir el mismo factor de corrección para el **Jet NWE FOB** que el usado para el **Jet Kero 54 US Gulf Coast Waterborne**.

En este caso, la corrección por azufre para el precio **Jet NWE FOB** se calculará como:

$$1.1397 \times \text{Jet NWE FOB}$$

UTP Consultoría recomienda usar la cotización **Jet NWE FOB**, con el factor de corrección por el contenido de azufre de **1.1397**, para representar el precio FOB NWE del kerosén doméstico de Chile.

5.1.3.- Indicador Diésel

Actualmente, para el mercado NWE, Argus publica en el **Argus European Products** cotizaciones de precios diarias para el **Diesel French 10 ppm NWE FOB**, con 10 ppm de azufre, número Cetano 51 y 2°C de punto de turbidez, según norma EN590. Este combustible es de una calidad equivalente al Diesel B-1 de Chile, con similar número Cetano (50), e igual contenido de azufre (10 ppm).

Respecto a otras características técnicas como el punto de inflamación, punto de ebullición del 90% o contenido de aromáticos, no hay en este mercado cotizaciones de precio para calidades de diésel que difieran en estas propiedades.

Considerando la pequeña diferencia en número Cetano del **Diesel French 10 ppm NWE FOB**, no es necesario corregir este precio para representar el precio equivalente del Diésel B-1 en los puertos de NWE, por lo que UTP Consultoría recomienda el uso de este indicador sin correcciones, para representar el precio FOB NWE del Diésel B-1 de Chile.

5.1.4.- Indicador Petróleo Combustible

Para el mercado NWE FOB Argus publica actualmente precios para dos calidades de petróleo combustible: **Fuel Oil 1% S NWE** y **Fuel Oil 3.5% S NWE** en el **Argus European Products**.

Estas calidades difieren en cuanto al contenido de azufre, pero tienen similares especificaciones para la viscosidad (380 CST a 50°C) y punto de inflamación (65°C). El contenido de vanadio máximo es 300 ppm en el caso del Fuel Oil 3.5% S NWE. Argus no especifica contenido de vanadio máximo, para el Fuel Oil 1% S NWE, pero sin duda lo normal es que el vanadio esté bajo los 300 ppm.

El Fuel Oil 3.5% S NWE es similar al petróleo combustible N°6 en Chile, con 3% de contenido de azufre, con 300 ssf (620 CST a 50°C) de viscosidad, un contenido de vanadio de 500 ppm máximo, y 60°C de punto de inflamación. Aquél tiene algunas propiedades superiores y otras inferiores que éste.

Para un exportador del mercado NWE no tendría costo ajustar la calidad de una partida de Fuel Oil para el mercado chileno en lo concerniente a la viscosidad y el vanadio (NWE tiene mejores especificaciones), pero sí ajustarse al máximo contenido de azufre.

Para obtener un fuel oil con 3% S máximo se debe preparar una mezcla de 80% de fuel oil 3.5% más 20% de fuel oil 1%. Por consiguiente, el precio del Fuel Oil 3.5% S NWE se debe ajustar agregándole $0.2 \times (\text{precio Fuel Oil 1\% S NWE} - \text{precio Fuel Oil 3.5\% S NWE})$ para representar el precio de referencia NWE FOB para el petróleo combustible N°6 de Chile.

UTP Consultoría recomienda usar:

$$\text{Fuel Oil 3.5 \% NWE} + 0.2 \times (\text{Fuel Oil 1\% S NWE} - \text{Fuel Oil 3.5\% S NWE})$$

como indicador del precio FOB NWE para el petróleo combustible N°6 de Chile.

5.2.- Cálculo Transporte Marítimo

5.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diésel

El cálculo del transporte marítimo es el mismo para los tres tipos de combustibles, esto es gasolina, kerosén y petróleo diésel, pues para el transporte de ellos se usa el mismo tipo de naves.

1. Indicador del Flete

Para calcular el flete de las gasolinas, kerosén y petróleo diésel, se pueden usar las cotizaciones diarias informadas por la publicación Argus para los fletes transados en base WS para la ruta de la Costa del Reino Unido y Europa del Norte, a la Costa Atlántica de EE.UU. ("**UKC – US Atlantic Coast**"), para naves de productos limpios de 37000 ton de carga.

La publicación Argus informa también diariamente una ruta con origen en la Costa del Reino Unido y Europa del Norte, **UKC-South América**, la cual está orientada a la costa este de Sudamérica, Brasil y el norte de Argentina. Esta ruta tiene poca liquidez y en su extensión a Chile, las naves tendrían que transitar por el Estrecho de Magallanes.

En el cuadro N° 5.4 se indican para la ruta **UKC – US Atlantic Coast**, los volúmenes transportados en los últimos 5 años, 2020 a 2024, los cuales representan la liquidez de los fletes de esta ruta, pues indican la cantidad de embarques cuyos fletes se consideran para determinar el valor WS informado por la publicación para esta ruta.

Del cuadro se observa que en esta ruta el volumen transportado se ha mantenido estable en torno a 3 millones de m3 durante el periodo de análisis, con un rango entre 50 y 76 embarques anuales. Esta ruta incluye principalmente embarques de componentes de gasolina para la preparación de gasolinas terminadas en la Costa Atlántica de EE.UU..

**Cuadro N° 5.4 Liquidez Fletes Ruta UKC / USAC - Argus
Volumen Transportado**

Ruta Argus	2020	2021	2022	2023	2024 .
<u>UKC / US Atlantic Coast</u>					
Origen : Mar del Norte y NW Europe	3125	3357	3144	2935	2801
Cantidad Embarques	48	76	72	67	64

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, EIA, EE.UU. - Volumen en 1000 m3

Esta ruta presenta una liquidez aceptable, la cual ha disminuido debido a que el volumen transportado en esta ruta ha bajado en los últimos 15 años debido a la disminución del déficit de combustibles en la Costa Atlántica de EE.UU., mercado que ha bajado el volumen de sus importaciones desde Europa del norte y ha aumentado su dependencia del mercado de la Costa del Golfo de EE.UU.

Esta ruta corresponde además a una ruta de salida del área del norte de Europa (NWE), por lo que refleja la misma condición que tendrían las importaciones de combustibles desde ese origen a Chile.

Por las razones antes expuestas de liquidez aceptable y de origen de ruta igual al que tendrían las importaciones a Chile, UTP Consultoría recomienda mantener este indicador de flete marítimo ("**UKC – US Atlantic Coast**") para naves con embarques de 37000 ton.

2. Tamaño de los Embarques

Para este origen corresponde emplear el mismo valor usado para el cálculo del flete desde USG de EE.UU., 38000 ton, según lo indicado en la sección 4.2.1 de este estudio.

3. Tamaño de las Naves

La ruta más corta entre Rotterdam y Quintero es a través del Canal de Panamá, por lo que corresponde emplear el mismo valor usado para el tonelaje de registro de las naves en el cálculo del flete desde USG de EE.UU., 24000 ton, según lo indicado en la sección 4.2.1 de este estudio.

4. Flete según Modalidad de Contratación

Para el caso de las gasolinas, kerosén y petróleo diésel, se usa la misma modalidad ocasional por viaje referido a valor WS de mercado, aplicado a las tarifas base desde el puerto de origen hasta Quintero, según lo indicado en la sección 4.2.1 de este estudio para el cálculo del flete con origen en la Costa del Golfo de EE.UU. La tarifa base correspondiente a 2025 se indica en el Cuadro N° 5.5 siguiente:

Cuadro N° 5.5 Flete WS Base a Quintero desde N.W.E.

2025	<u>Gasolinas</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diésel</u>
Origen	N.W.E	N.W.E.	N.W.E.
Puerto	Rotterdam	Rotterdam	Rotterdam
WS Base a Quintero	30.52	30.52	30.52
US\$/ton			

5. Duración del Viaje

Depende del origen del combustible, pero en esta modalidad no tiene incidencia directa, puesto que la duración del viaje está incluida en el valor base de la tarifa WS para la referida ruta, y respecto de la cual se usa el indicador de flete.

6. Costo Peaje del Canal de Panamá

Para estos combustibles y de acuerdo con el indicador de flete del punto 1 anterior, en la modalidad WS el costo del peaje se calcula aparte del valor del flete y depende del tonelaje de registro de la nave.

Para esta ruta corresponde usar el mismo tonelaje de registro CP/SUAP de 24000 ton empleado para calcular la tarifa de cruce del Canal de Panamá en el flete con origen en USG, según la sección 4.2.1 de este estudio.

Para los efectos de considerar el costo de las eventuales esperas para cruzar el Canal de Panamá se debe incluir un cálculo similar al descrito para el GLP en el punto 7 de la sección 4.2.3. de este informe.

7. Otros gastos no incluidos según modalidad de contratación.

De acuerdo con la modalidad WS, los gastos de puerto de la nave a la carga y a la descarga, y el consumo de bunker de la nave están incluidos en el valor base de la tarifa WS para la referida ruta, por lo que no deben incluirse en el cálculo del flete.

8. Recargo en el Indicador de Flete según Origen (Costo de Posicionamiento)

Al usar los valores de flete de mercado de la ruta UKC-USAC para representar el costo de flete desde Rotterdam, NWE a Chile, debe usarse un recargo por sacar la nave de posición, es decir un premio que el armador requiere por dejar de transportar desde el mercado de Europa a la Costa Este de EE.UU. (USAC).

La justificación de este criterio se basa en que este recargo es variable y depende del nivel de mercado de los fletes y de su volatilidad. Será mayor cuando el mercado este alto y menor cuando el mercado este en niveles de flete bajo. La volatilidad del flete depende del tipo de ruta escogido, de la estacionalidad y de la variación de oferta y demanda de flete en esa ruta.

La ruta del norte de Europa a la Costa Atlántica de EE.UU. (UK-USAC) corresponde a viajes de 3200 a 3400 millas con una duración de 10 a 12 días. Como se mencionó anteriormente en este informe, el mercado de la Costa Este de EE.UU. (USAC) es un mercado importador neto, por lo que el armador deberá bajar hasta la Costa del Golfo de EE.UU. para obtener un flete de regreso a Europa, en una ruta con alta liquidez.

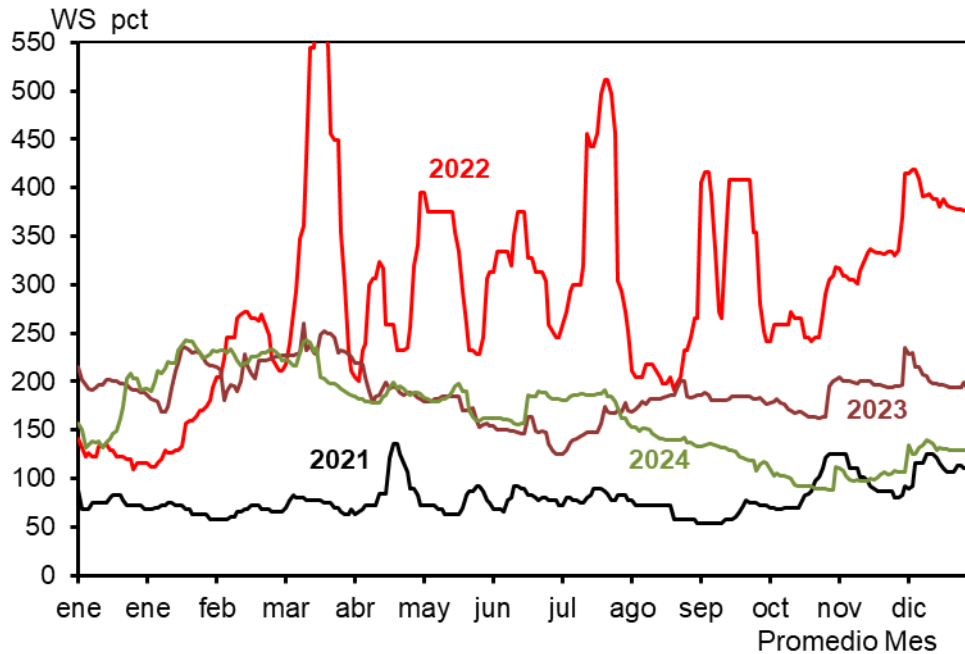
El viaje de Rotterdam a Quintero tiene 7400 millas con una duración de 23 a 25 días (46 a 50 días viaje de ida y vuelta). Las posibles cargas de retorno desde la costa occidental de Sud América al Caribe o al Golfo de EE.UU. tienen mayor incertidumbre en el viaje en lastre de retorno al Caribe. Es por esto por lo que, considerando la duración del viaje y cargas inciertas de vuelta, que el armador u operador de la nave para contratar el viaje a Chile, pedirá un recargo sobre el nivel de flete de mercado que en ese momento haya en la ruta UK–USAC.

Es así como el valor de este recargo refleja la pérdida de oportunidad que el armador tiene, de seguir con la nave en el mercado del Norte de Europa, contratando fletes para viajes de menor duración, comparado con el viaje a Quintero, con una duración ida y vuelta de 47 a 50 días, periodo en el cual la nave estará fuera del mercado del norte de Europa a la Costa Atlántica de EE.UU.

La volatilidad del nivel WS de flete para la ruta UK – USAC se observa en la figura N° 5.1 siguiente, donde están graficadas las variaciones anuales del flete WS para esta ruta para

naves de productos limpios de 37000 ton, para el periodo entre 2021 y 2024. La información de fletes corresponde a la de la publicación Argus.

Figura N° 5.1 Tarifas Flete UK–USAC 37 kton Clean Products



Fuente : Elaboración UTP Consultoría – datos Argus naves de 37 kton

Se puede apreciar que el año 2022 es el que presenta mayor volatilidad con variaciones entre 200 y 550 WS para los 3 últimos trimestres de ese año. Esta situación se analiza más adelante con los fletes promedio mensuales.

Este costo de oportunidad del armador se hace menor a medida que el mercado empieza a bajar y podría llegar a desaparecer para niveles de mercado bajos, pues el armador preferirá aceptar un viaje de mayor duración sin recargo en un mercado a la baja, puesto que estará asegurando por un periodo mayor de tiempo, un nivel de flete más alto que el que tendrá el mercado en las próximas semanas.

Es así como el recargo por posicionamiento podría llegar a cero para niveles del mercado inferiores al promedio estacional. Es por esto por lo que el recargo por posicionamiento debe considerarse variable para representar el costo de oportunidad del armador que varía según sea el nivel del mercado.

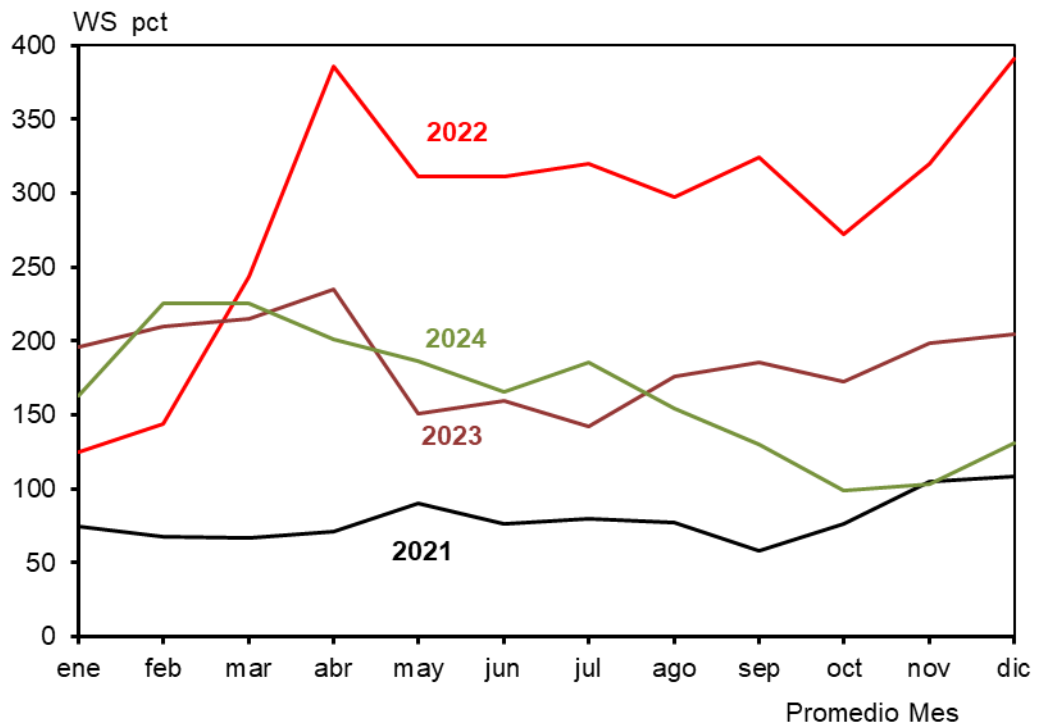
Volatilidad con Fletes Promedio Mensual

Para analizar la volatilidad de los fletes promedio mensual, se consideró el periodo de los últimos 4 años, 2021 a 2024. En la figura N° 5.2 se observa la volatilidad del nivel WS de flete promedio mensual para la ruta UK–USAC, donde están graficadas las variaciones

mensuales del flete WS para esta ruta, para naves de productos limpios de 37000 ton, para estos últimos 4 años.

Se puede apreciar que el año 2022 es el que presenta la mayor volatilidad de fletes promedio con un rango de máximo de WS 390 y mínimo de WS 125, con una variación de 3.1 veces. Esta variación entre flete máximo y mínimo se atenúa para el año 2023 con un valor menor de 1.6 veces y para 2024 con un valor de 2.3 veces.

Figura N° 5.2 (UK – USAC 37 kton Clean) 2021 – 2024



Fuente : Elaboración UTP Consultoría – datos Argus naves 37 kton

Para determinar la volatilidad se calculó la desviación estándar para cada año y luego se calculó el coeficiente de dispersión para cada año, con la relación entre la desviación estándar y el promedio de cada año. Se hizo este cálculo por periodos anuales para incluir el efecto de la estacionalidad en los fletes.

Para determinar el efecto de la volatilidad de la ruta se estimó necesario no considerar los últimos 3 trimestres del año 2022 debido al efecto que provocó en los niveles de flete la invasión de Rusia a Ucrania. Este notable aumento en las tarifas se mantuvo durante estos últimos trimestres del año y se debió a que la invasión de Rusia a Ucrania y las sanciones que los países de Europa y de occidente le aplicaron a Rusia, alteraron de forma radical los flujos globales de petróleo y productos refinados al ser este país un importante exportador de petróleo y gas.

El cambio en dirección de estos flujos modificó las distancias de los viajes y el porcentaje de ocupación de la flota mundial, lo que presionó al alza las tarifas. Esto se juntó con la

situación de que durante la pandemia del COVID 19 en el 2020 hubo una baja en la demanda con un menor uso de la flota, quedando una parte de ella inactiva y con una fracción de ella que fue a desguace, por lo que al año siguiente la flota disponible resultó insuficiente para absorber el aumento de la demanda de capacidad de transporte.

De acuerdo con lo anterior, al no considerar la distorsión de los últimos 3 trimestres del año 2022, el valor promedio de los fletes mensuales para el periodo de 4 años resultó de **WS 150** con un promedio de los coeficientes de dispersión de **0.20** para el periodo.

Considerando la dispersión promedio de 0.20 para representar el costo de posicionamiento de la nave, se debería usar un rango de 0.15 a 0.25 (15% a 25%) para definir el recargo variable, en torno a un valor promedio de fletes.

De esta forma, cuando el valor del flete sea menor que el flete promedio **WS 150** se aplicará un recargo de **15%** al flete. Cuando el valor del flete sea mayor que el flete promedio **WS 150**, se aplicara un recargo de **25%** al flete. Estos recargos están en torno a **0.20** que es la volatilidad promedio del periodo de 4 años analizado.

Aplicación Recargo Flete por posición Nave

Para valores flete mensual menor a WS 150 =	Flete WS UK-USAC 37kt x 1.15
Para valores flete mensual Mayor a WS 150 =	Flete WS UK-USAC 37kt x 1.25

De acuerdo con el análisis anterior, UTP Consultoría recomienda aplicar un recargo variable por posicionamiento de la nave, aplicando los factores de recargo de **1.15 y 1.25** en torno al promedio de fletes **WS 150**, según se indica en la tabla anterior.

5.2.2.- Petróleo Combustible

1. Indicador del Flete

Para calcular el flete del petróleo combustible, se puede usar las cotizaciones diarias informadas por la publicación Argus para los fletes transados en base WS para la ruta desde la Costa del Golfo de EE.UU. hacia la Costa del Reino Unido y Europa del Norte, (**USG - UKC**), para naves de productos sucios (petróleo crudo y petróleo combustible) de 70000 ton de carga.

En el cuadro N° 5.6 se indican para la ruta **USG-UKC 70kt**, los volúmenes transportados en los últimos 5 años, 2020 a 2024, los cuales representan la liquidez de los fletes de esta ruta, pues indican la cantidad de embarques cuyos fletes se consideran para determinar el valor de la tarifa de flete expresada en la base WS informado diariamente por la publicación para esta ruta.

Del cuadro se observa que en esta ruta el volumen de petróleo crudo transportado ha crecido un 78% desde 49 a 87 millones de m3 anuales entre 2022 y 2024. Este notable aumento en el volumen de petróleo crudo exportado por EE.UU. se debió al efecto de las sanciones que los países de Europa y EE.UU. le aplicaron a Rusia como consecuencia de la invasión a Ucrania, lo que alteró de forma radical los flujos globales de petróleo y productos refinados desde Rusia por ser este país un importante exportador de petróleo y gas hacia Europa. Debido a esto el flujo de petróleo y gas desde EE.UU. hacia Europa aumentó notablemente.

Cuadro N° 5.6 Liquidez Fletes Ruta USG / UKCont. - Argus
Volumen Transportado

Ruta Argus	2020	2021	2022	2023	2024
<u>USG – UKCont. 70kton</u>					
Origen : USG					
Petróleo Crudo	49548	48836	64430	77714	87243
Cantidad Embarques	583	574	758	914	1026

Fuente : Elaboración UTP Consultoría con datos de Energy Information Administration, EE.UU. - Volumen en 1000 m3

El efecto del aumento de las exportaciones de petróleo crudo hacia Europa ha hecho que el número total anual de embarques haya subido desde el rango de 580 a 1000 embarques anuales en los últimos cuatro años. Este último nivel representa un alto nivel de liquidez de los fletes informados en la ruta, pues los 1000 embarques anuales equivalen entre 18 y 20 cargamentos semanales.

Por las razones antes expuestas de alta liquidez, UTP Consultoría recomienda usar este indicador de flete marítimo, **USG-UK 70 kt** para naves con cargamentos de 70000 ton informada diariamente por **Argus Tanker Freight**, para el cálculo del flete de las importaciones de petróleo combustible.

2. Tamaño de los Embarques

Actualmente la CNE usa un valor de 53700 ton para la capacidad de carga de las naves que transportan este combustible. Este valor es apropiado y refleja bien la capacidad de carga de las naves de tamaño panamax que físicamente transportan estos cargamentos de petróleo combustible. Estas naves además son del mismo tipo de las que traen las importaciones de petróleo crudo. Por ello UTP Consultoría recomienda mantener este valor de **53700 ton** sin cambio.

3. Tamaño de las Naves

Respecto al tamaño de las naves, el transporte del petróleo combustible para viajes largos se realiza con naves de tamaño 60000 a 70000 ton, antes denominadas del tipo panamax. Actualmente el Canal de Panamá denomina a estas naves como **“Buque Super”** que son del mismo tipo de las empleadas para el transporte de petróleo crudo.

El registro calculado para estas naves del tipo “*Buque Super*” por el Canal de Panamá varía entre 28000 y 32000 ton. Esta característica de la nave que mide su tamaño es la que se usa para calcular el valor del costo del peaje del Canal.

Para el tamaño de este tipo de naves, es apropiado usar un valor de 30000 ton para el registro de la nave y refleja bien el tonelaje de registro del Canal de Panamá de las naves que físicamente transportan el petróleo combustible. Este sería, además, el tipo de nave que se usaría en caso de que Chile importara regularmente petróleo combustible. Por ello UTP Consultoría recomienda usar un valor de **30000 ton**.

4. Flete según Modalidad de Contratación

El indicador de flete marítimo, **USG-UKC 70 kt** para naves con cargamentos de 70000 ton informada diariamente por **Argus Tanker Freight**, para el cálculo del flete de las importaciones de petróleo combustible esta expresado en el sistema de tarifas Worldscale, la cual para el viaje de Rotterdam a Quintero, tarifa base para 2025, se indica en el Cuadro N° 5.7 siguiente.

UTP Consultoría recomienda usar esta modalidad ocasional por viaje referido a valor WS de mercado, aplicado a las tarifas base desde el puerto de origen hasta Quintero.

Cuadro N° 5.7 Flete WS Base - Quintero de USG

2025	<u>Petróleo Combustible</u>
Origen	UK Cont.
Puerto Carga	Rotterdam
WS Base a Quintero	
US\$/ton	30.52

5. Duración del Viaje

La duración del viaje depende del origen del combustible, pero en esta modalidad no tiene incidencia directa, puesto que la duración del viaje está incluida en el valor base de la tarifa WS para la referida ruta (Rotterdam a Quintero), y respecto de la cual se usa el indicador de flete.

6. Costo de Peaje del Canal de Panamá

Para este combustible y de acuerdo con el indicador de flete del punto 1 anterior, en la modalidad WS el costo del peaje se calcula aparte del valor del flete y depende del tonelaje de registro de la nave.

Para esta ruta corresponde usar el mismo tonelaje de registro de 30000 ton empleado para calcular la tarifa de cruce del Canal de Panamá en el flete con origen en USG, según la sección 4.2.2 punto 6 de este estudio.

Para los efectos de considerar el costo de las eventuales esperas para cruzar el Canal de Panamá se debe incluir un cálculo similar al descrito para el GLP en el punto 7 de la sección 4.2.3. de este informe.

7. Otros gastos no incluidos según modalidad de contratación.

De acuerdo con la modalidad WS, los gastos de puerto de la nave en el puerto de carga y en el puerto de descarga, y el consumo de bunker de la nave, están incluidos en el valor base de la tarifa WS para la ruta escogida (Rotterdam a Quintero), por lo que no deben incluirse en el cálculo del flete.

8. Recargo en el Indicador de Flete según Origen (Costo de Posicionamiento)

Al igual que para los fletes de productos limpios, al usar los valores de flete de las rutas de la Costa del Golfo de EE.UU. a la costa del Reino Unido y el norte de Europa, para representar el costo de flete desde Rotterdam hasta Quintero, debe usarse un recargo por sacar de posición a la nave, es decir un premio que el armador requiere por dejar de transportar en el mercado del Golfo de EE.UU. y la costa del Reino Unido y el norte de Europa.

Este recargo por sacar de posición la nave del mercado en el que está transportando es variable y depende del nivel de mercado de los fletes y de su volatilidad. El recargo por posicionar la nave fuera de la ruta representa el mayor ingreso que pedirá el armador u operador de la nave por salir del área en la cual está transportando. Este recargo será mayor en cuanto mayor sea la diferencia en el tiempo de viaje comparado con la duración de los viajes en la ruta en cuestión. Este recargo además está relacionado con la volatilidad de las cotizaciones de flete en dicha ruta. La volatilidad del flete depende del tipo de ruta escogida y de la variación de oferta y demanda de flete en esa ruta.

Al igual que para la selección de una ruta para los productos limpios, la ruta de la Costa del Golfo de EE.UU. a Rotterdam para naves con petróleo crudo corresponde a un viaje de 5000 a 5100 millas con una duración de 16 a 17 días. Para las naves de productos sucios, el viaje de ida es con petróleo crudo y el viaje de retorno al Golfo de EE.UU. es en lastre pues no hay cargas disponibles.

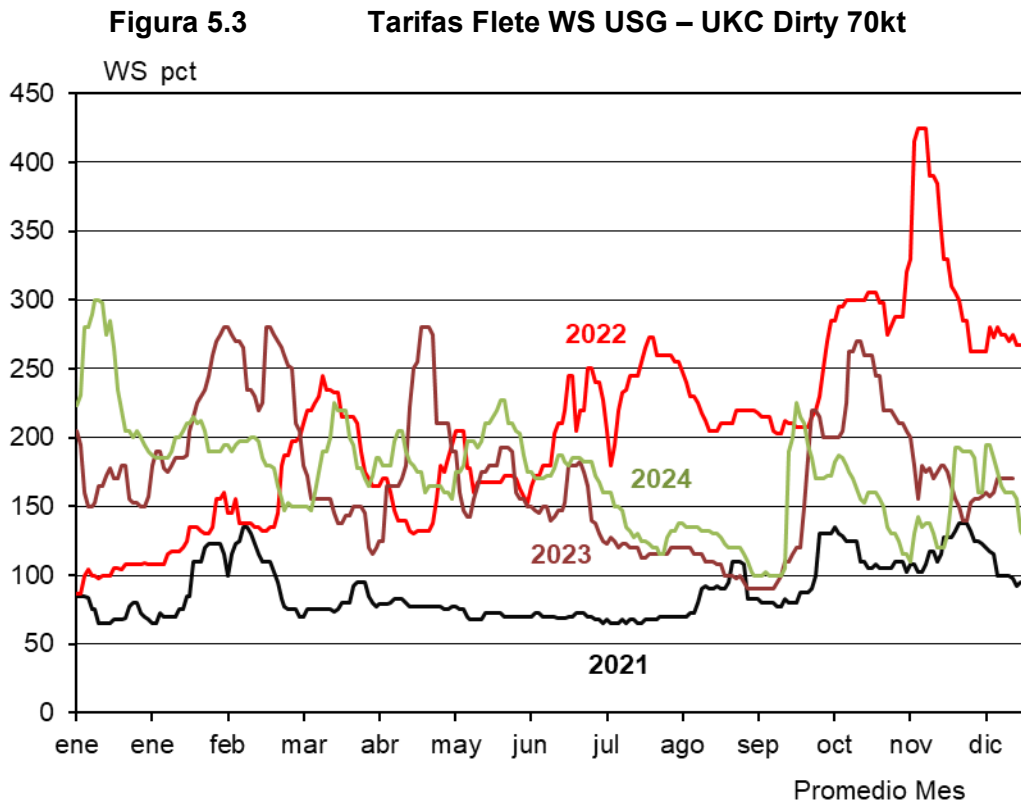
El viaje desde Rotterdam a Quintero es de 7400 a 7500 millas, con una duración de 23 a 25 días. Existe la posibilidad de que la nave encuentre carga en su viaje de retorno al Caribe, en Perú, con petróleo combustible, o en Ecuador, con petróleo crudo.

Aunque el armador u operador de la nave encuentre carga en su viaje de retorno, igual pedirá un recargo sobre el nivel de flete de mercado que en ese momento haya en la ruta USG – UKC, puesto que estará fuera de este mercado durante 35 a 45 días.

Al igual que para las naves de productos limpios, este recargo refleja la pérdida de oportunidad que el armador tiene de seguir con la nave en el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. al Reino Unido y el norte de Europa contratando fletes para viajes de menor duración, comparado con el viaje a Quintero.

La volatilidad del nivel WS de flete para la ruta USG – UKC se observa en la Figura N° 5.3 siguiente, donde están graficadas las variaciones diarias del flete WS para esta ruta informados por Argus, para naves de productos sucios de 70000 ton, para el periodo entre 2021 y 2024.

Se puede apreciar que este mercado presenta variaciones de flete que representan altas volatilidades que se deben a las variaciones del balance entre la oferta y demanda de la capacidad de transporte de la flota de naves.



Fuente : Elaboración UTP Consultoría con fletes de Argus de la ruta USG – UKC para naves de 70 Kton de carga

Al igual que en el mercado de fletes de productos limpios, para contratar una nave del tipo “Buque Súper” para que venga a Quintero, se debe pagar un premio para que esa nave salga de ese mercado, puesto que ello significa una pérdida de oportunidad del armador de seguir contratando fletes para viajes de menor duración desde la Costa del Golfo de EE.UU. a la costa del reino Unido y norte de Europa comparado con el viaje a Quintero que puede durar ida y vuelta entre 35 y 45 días, incluido el cruce del canal.

Cuando el mercado de fletes de la Costa del Golfo de EE.UU. a Europa está con un nivel de tarifas mayor, el premio que se debe pagar es también mayor ya que el costo de oportunidad del armador aumenta al salir de ese mercado con altas tarifas.

Este costo de oportunidad del armador se hace menor a medida que el mercado empieza a bajar y llega a desaparecer para niveles de mercado bajos, pues el armador preferirá aceptar un viaje de mayor duración sin recargo en un mercado a la baja, puesto que estará asegurando por un periodo mayor de tiempo, un nivel de flete más alto que el que tendrá el mercado en las próximas semanas, con la posibilidad además del riesgo de estar algunos días sin obtener carga.

Es por esto por lo que el recargo por posicionamiento de la nave debería ser variable para representar el costo de oportunidad del armador que varía según sea el nivel del mercado.

Volatilidad con Fletes Promedio Mensual

Para analizar la volatilidad de los fletes promedio mensual, se tomó el periodo de los últimos cuatro años, 2021 a 2024. En la Figura 5.4 siguiente se observa la volatilidad del nivel WS de flete promedio mensual para la ruta **USG – UKC**, donde están graficadas las variaciones promedio mensual del flete WS para esta ruta informado por Argus, para naves de productos sucios de 70000 ton, para el periodo 2021 a 2024.

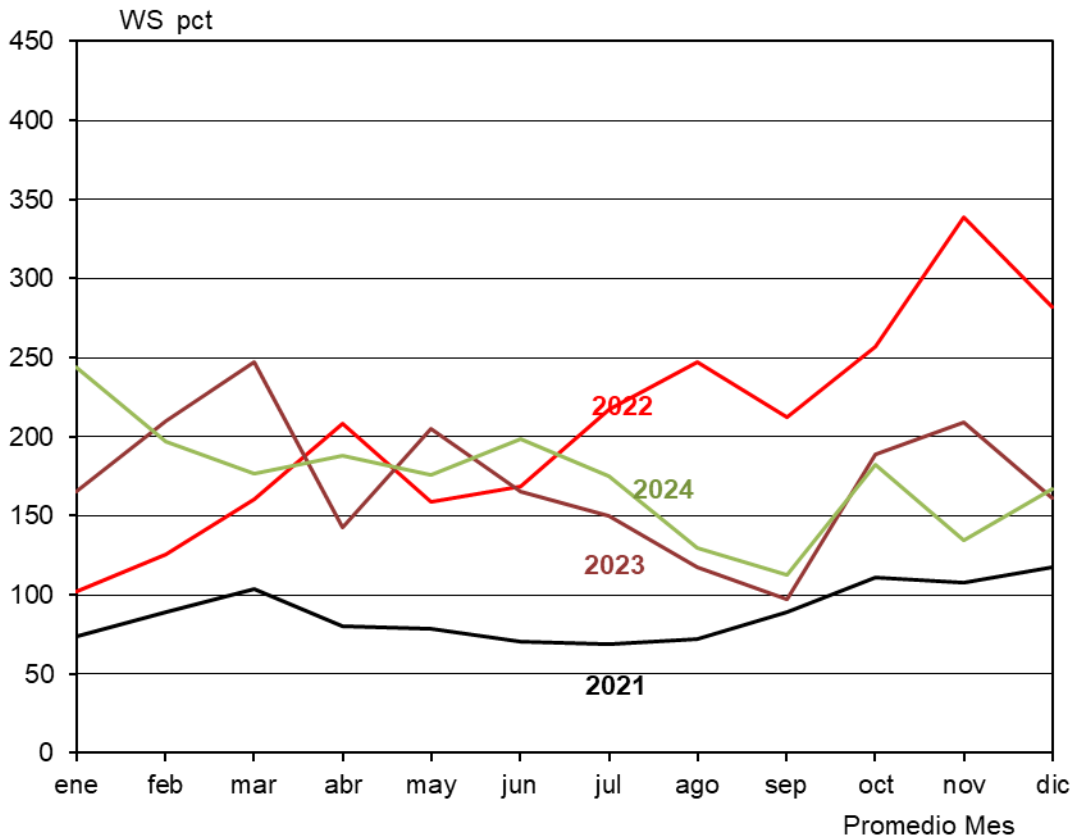
En el periodo analizado se puede apreciar que el año 2022 presenta la mayor variación de fletes con un rango con máximo de WS 339 y mínimo de WS 102, con una variación de 3.3 veces. Esta variación entre flete máximo y mínimo presenta un menor valor de 1.7 veces para 2021, con un máximo de WS 118 y un mínimo de WS 69.

Para determinar la volatilidad se calculó la desviación estándar para cada año y luego se calculó el coeficiente de dispersión para cada año, relación entre la desviación estándar y el promedio de cada año. Se hizo este cálculo por periodos anuales para incluir el efecto de la estacionalidad en los fletes.

Para determinar el efecto de la volatilidad de la ruta se estimó necesario no considerar el segundo semestre del año 2022 debido al efecto que provoco en los niveles de flete la invasión de Rusia a Ucrania. Este notable aumento en las tarifas se mantuvo durante el segundo semestre del año y se debió a que la invasión de Rusia a Ucrania y las sanciones que los países de Europa y EE.UU. le aplicaron a Rusia, alteraron de forma radical los flujos globales de petróleo y productos refinados al ser este país un importante exportador de petróleo y gas.

El cambio en dirección de estos flujos modificó las distancias de los viajes y el porcentaje de ocupación de la flota mundial, lo que presiono al alza las tarifas. Esto se juntó con la situación de que durante la pandemia en el 2020 hubo una baja en la demanda con un menor uso de la flota, quedando una parte de ella inactiva y con una fracción a desguace, por lo que al año siguiente la flota disponible resultó insuficiente para absorber el aumento de la demanda de capacidad de transporte.

Figura 5.4 Tarifas Promedio mes USG–UKC Dirty – 70 k



Fuente : Elaboración UTP Consultoría con fletes de Argus, ruta USG - UKC para naves de 70 Kton de carga

De acuerdo con lo anterior, al no considerar la distorsión del segundo semestre del año 2022, el valor promedio de los fletes mensuales para el periodo de 4 años analizado resultó de **WS 147** con un promedio de los coeficientes de dispersión de **0.22** para el periodo.

Esta dispersión promedio de 0.22, es similar a la calculada en el estudio anterior de 0.21 para el periodo de 2014 a 2017, con un valor promedio de fletes de WS 124, que es la que aplica actualmente la CNE, con un rango de 0.10 a 0.20 (10% a 20%) como recargo variable para representar el costo de posicionamiento de la nave. Lo anterior refleja una dispersión similar de los valores de fletes en el periodo.

De acuerdo con lo anterior, considerando que la dispersión de los fletes del periodo 2020 al 2024 es similar a la anterior del periodo 2014 a 2017, se mantiene la aplicación del recargo de forma que cuando el valor del flete sea menor que el flete promedio WS 147, se aplicara un recargo de 10% al flete. Cuando el valor del flete sea mayor que el flete promedio WS 147, se aplicara un recargo de 20% al flete. Estos recargos están en torno a 0.22 que es la volatilidad promedio del periodo de 4 años analizado.

Aplicación Recargo Flete por posición Nave

Para valores flete mensual menor a <u>WS 147</u> =	Flete WS Car-USG 50kt x <u>1.10</u>
Para valores flete mensual Mayor a <u>WS 147</u> =	Flete WS Car-USG 50kt x <u>1.20</u>

De acuerdo con el análisis anterior, UTP Consultoría recomienda mantener el recargo variable por posicionamiento de la nave, aplicando los factores de recargo de **1.10** y **1.20** en torno al promedio de fletes **WS 147**, según se indica en la tabla anterior.

5.3.- Otros Costos hasta el arribo del combustible a Chile.

Para los otros costos hasta el arribo del combustible a Chile desde el mercado del Norte de Europa rige todo lo explicado en la sección 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU.

Mermas del producto en tránsito,

Para las mermas del producto en tránsito desde el mercado del Norte de Europa rige todo lo explicado en la sección 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU.

Costo del Seguro Marítimo del Combustible

Para el costo del seguro marítimo del combustible desde el mercado del Norte de Europa rige todo lo explicado en la sección 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU.

Costos financieros (según términos y condiciones de compra),

Para los costos financieros desde el mercado del Norte de Europa rige todo lo explicado en la sección 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU. salvo la duración del viaje hasta Quintero. Considerando que el viaje desde Rotterdam dura 25 días y que el combustible importado es vendido dentro de los 15 días de recibido el embarque, se tiene que este periodo es de 40 días, el cual excede en 10 días el plazo de 30 días para pagar el embarque. Es por esto por lo que en este caso se debe considerar este periodo de 10 días como costo financiero adicional, ya que el pago del combustible lo recibirá el importador 10 días después de vencido el plazo para el pago del cargamento.

Costo carta de crédito.

Para el costo de la carta de crédito desde el mercado del Norte de Europa rige todo lo explicado en la sección 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU.

5.4.- Otros Costos en Chile.

Para los otros costos en Chile desde el mercado del Norte de Europa rige todo lo explicado en la sección 4.4 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU.

Derechos de Aduana según origen,

Para los derechos de aduana según origen, del mercado del Norte de Europa rige lo explicado en la sección 4.4 del estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU.

Costos Fijos de Descarga del producto,

Para los costos fijos de descarga del producto desde el mercado del Norte de Europa rige todo lo explicado en la sección 4.4 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU.

Costos Directos de Descarga del producto,

Para los costos directos de descarga del producto desde el mercado del Norte de Europa rige todo lo explicado en la sección 4.4 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU.

Costo de almacenamiento del producto,

Para el costo de almacenamiento del producto desde el mercado del Norte de Europa rige todo lo explicado en la sección 4.4 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EE.UU.

ANEXO N° 1

Uso del concepto de Arbitraje en los precios FOB

En términos simples, cuando un producto tiene precios distintos en dos mercados conectados entre sí, los agentes económicos pueden hacer una ganancia comprando producto en el mercado con el precio más bajo y vendiéndolo en el mercado con el precio más alto, si el costo de transporte entre los mercados es menor que la diferencia entre ambos precios. Esta actividad se denomina “arbitraje”.

Obviamente existen costos financieros (incluyendo la rentabilidad del capital propio), impuestos y costos de transacción menores necesarios para estas operaciones, aparte del costo de transporte mismo. Aquí se omitirá mencionar estos otros costos para facilitar la exposición y se entenderá que la expresión “costo de transporte” los incluye también.

La ganancia por arbitraje es generalmente transitoria, ya que al multiplicarse las operaciones de arbitraje la diferencia de precios entre los mercados se reducirá hasta igualar el costo de transporte.

Entonces, entre mercados con alto número de transacciones y sin dificultades de transporte (salvo contingencias ocasionales) la ganancia por arbitraje será normalmente cero.

Así, entre el precio en el mercado A (mayor) y el precio en el mercado B (menor) se da la condición:

$$\text{EQ(1): Precio MA} = \text{Precio MB} + \text{Costo Transporte (A} \leftrightarrow \text{B)}$$

EQ(1) es simplemente la relación de precios entre mercados con arbitraje 0. Pero, si se agrega alguna mayor información, puede expresar una relación económica más precisa. Por ejemplo, si el mercado B es mucho más profundo que el mercado A, es decir, en él se realizan un número muy grande de transacciones comparados con el mercado B, la EQ(1) adquiere un significado de causalidad: Precio MA está determinado por el Precio MB más el costo de transporte del mercado B al mercado A.

Relación entre el concepto de Arbitraje y el cálculo de un Netback

Reordenando los términos de la EQ(1), se tiene que:

$$\text{EQ(2): Precio MB} = \text{Precio MA} - \text{Costo Transporte (A} \leftrightarrow \text{B)}$$

Y asumiendo que, al revés del caso anterior, el mercado A es mucho más profundo que el mercado B, se puede interpretar EQ(2) como que el Precio MB queda determinado por el precio MA menos el transporte del mercado A al mercado B. En situaciones como esta es que - en el negocio del petróleo y gas - se habla de que Precio MB se calcula como el “netback” (valor neto) desde el mercado A.

En todo lo anterior “costo de transporte” podría tratarse de una tarifa de transporte carretero, una tarifa de transporte por oleoducto o el costo de transporte por vía marítima, según cual sea la vía de comunicación más eficientes entre los mercados. En el caso de los productos de cuyos precios de paridad de importación trata el presente estudio, el transporte por vía marítima es el más relevante y en éste se centran los comentarios que siguen.

En algunos casos, existiendo un mercado CIF y un mercado FOB para un producto en un mercado regional, puede haber una diferencia de tamaño (número de transacciones) entre los mercados que hace que las agencias técnicas, como Argus y Platts, reporten el precio en uno de los dos mercados como un “netback” asumiendo condiciones de arbitraje 0 con el otro mercado.

Un caso de ejemplo es el mercado para el kerosene de aviación (Jet fuel) en el noroeste de Europa (mercado NWE). Este mercado es un gran importador neto de Jet fuel y el precio que se informa es el precio CIF NWE, que Argus obtiene reportando diariamente las transacciones de importación al Noroeste de Europa.

El precio de exportación, precio FOB NWE del Jet fuel, Argus lo calcula como el “netback” desde el mercado CIF NWE, de la siguiente manera: Precio CIF NWE (base Rotterdam) menos el costo de transporte Reino Unido-Continente Europeo calculado como el promedio de las tarifas de fletes spot de tres rutas en naves de 30 kton: Brofjorden (Suecia)- Rotterdam, Coryton (Inglaterra)-Le Havre y Le Havre-Hamburgo.

Cuando usar el concepto de arbitraje en los precios FOB

Tal como se explicó arriba, el concepto de arbitraje subyace la determinación de precios en un mercado como un “netback” desde otro mercado.

El ejemplo anterior sugiere que el uso del concepto de arbitraje para calcular “netbacks” tiene sentido cuando no existe un precio del producto con la suficiente liquidez y sí existe un mercado conectado que sea profundo y con buena conectividad.

Casos fuera del equilibrio: cuando el arbitraje no se cierra

Un caso diferente ocurre cuando los precios reportados por las agencias técnicas como Argus o Platts son insuficientes para determinar el precio FOB relevante de un producto en un mercado determinado, debido a circunstancias extraordinarias que impiden que los precios se ajusten para reducir a 0 la ganancia por arbitraje.

Un caso así ocurrió entre los años 2013 y 2015, cuando el “boom” productor de GLP de EE.UU. hizo que la oferta de exportación de propano desde la Costa del Golfo copara la capacidad de carga de los terminales existentes. Esto significó, primero, una explosión de las tarifas de almacenamiento y carga (“terminaling”) en los puertos de la Costa del Golfo habilitados para embarques de GLP, deprimiendo el precio del propano Mont

Belvieu, **MB**, (precio neto del exportador, que no incluye la tarifa de terminaling), transfiriendo así renta de los exportadores a los dueños de los terminales.

En esta situación, los exportadores estadounidenses decidieron priorizar el uso de sus cupos de terminaling discriminando precios entre sus distintos clientes. Los mercados de exportación mayores eran el Norte de Europa (precio ARA) y luego, creciendo muy rápidamente, el Lejano Oriente (índice AFEI de Argus). Chile, al igual que otros importadores sudamericanos como Ecuador y Perú, necesitaba igualar la rentabilidad para los exportadores estadounidenses de exportar a los mercados mayores para tener acceso a capacidad escasa en los terminales. Por lo tanto, el precio FOB para Chile del propano debía a lo menos igualar el mejor “netback” de exportar propano de la Costa del Golfo a Europa o al Lejano Oriente:

$$\text{Precio FOB (para Chile)} = \mathbf{MB} + (\text{Mejor Netback} - \mathbf{MB}) + T$$

Donde:

$$\text{Mejor Netback} = \text{Max} [(\text{ARA} - \text{Flete Europa} - T) ; (\text{AFEI} - \text{Lejano Oriente} - T)]$$

T= Tarifa de terminaling en la Costa del Golfo

Claramente esta no era una situación de equilibrio. El arbitraje a Europa y al Lejano Oriente debió haberse cerrado con un alza de la tarifa de terminaling que redujera a 0 la ganancia de los exportadores. Pero el arbitraje a Europa y al Lejano Oriente no se cerró con el alza de la tarifa de terminaling a su nivel de equilibrio, lo que hubiera transferido (más) renta de los exportadores a los dueños de los terminales.

En cambio, los exportadores decidieron almacenar parte del propano y exportar solo aquellos volúmenes que les permitieran no ceder (más) renta a los dueños de los terminales.

Finalmente, hacia fines de 2015 expansión en la capacidad de los terminales hizo caer las tarifas de terminaling, cerrando los arbitrajes y eliminando la discriminación de precios de propano en el mercado Mont Belvieu.

ANEXO N° 2

Programa Renewable Fuel Standard, RVOs y RINs

Mediante leyes aprobados en el Congreso de los Estados Unidos en 2005 (Energy Policy Act) y 2007 (Energy and Independence Security Act), en ese país se estableció un Estándar de Combustibles Renovables (Renewable Fuel Standard, RFS) con el objeto de incentivar el uso de combustibles de transporte producidos a partir de energías renovables. Ambas leyes fueron modificaciones a la Ley de Aire Limpio (Clean Air Act) de 1970 y sus enmiendas posteriores, que autorizó el desarrollo de regulaciones comprehensivas a nivel de estados y a nivel nacional para limitar las emisiones tanto de fuentes fijas (industriales) como de fuentes móviles.

El Programa RFS es administrado por la Agencia de Protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos (U.S. Environmental Protection Agency, EPA), una agencia del gobierno federal estadounidense, autorizada por el Congreso para emitir normas regulatorias para implementar las leyes medioambientales. Su principal ejecutivo, el Administrador, es nombrado por el Presidente de los Estados Unidos. Aunque la EPA administra el programa con consultas a los Departamentos de Agricultura y de Energía de Estados Unidos, en la práctica goza de considerable autonomía en sus decisiones.

Las leyes mencionadas establecieron un programa (creciente) de volúmenes obligatorios de combustibles renovables, separados por categorías, a ser incorporados en las gasolinas y diésel comercializados en Estados Unidos, comenzando con 12.95 miles de millones de galones (MMMG) en 2010, primer año de vigencia, y culminando en 2022 con 36 MMMG.

Los volúmenes obligatorios post 2022, han sido determinados por el Ejecutivo estadounidense, de acuerdo a las facultades establecidas por la Energy and Independence Security Act antes mencionada.

Las mecanismos principales que usa la EPA para que se cumpla con lo programado en el RFS son las Obligaciones de Volúmenes de Renovables (Renewable Volumen Obligations, RVOs) y los Números de Identificación de Renovables (Renewable Identification Numbers, RINs).

Los RVOs son metas – en términos de volúmenes de biocombustibles -que cada refinador o importador estadounidense de gasolina y diésel debe cumplir, mientras que los RINs son instrumentos para que permiten flexibilidad a refinadores o importadores en el cumplimiento de los volúmenes metas obligatorios.

1. Programa RFS: Bases y Metas

El Programa RFS distingue dos grandes familias de biocombustibles:

1. Biocombustibles Avanzados (“Advanced Biofuels”): aquellos que reducen en 50% o más los Gases con Efecto Invernadero en el Ciclo de Vida del combustible (GEI) comparados con el petróleo que sustituyen. El porcentaje de reducción se mide respecto de la línea base para el petróleo en 2005.
2. Biocombustibles Convencionales (“Conventional Biofuels”): aquellos que reducen 20% o más los GEI.

Dentro de esta gran división, el RFS distingue cuatro categorías de combustibles renovables. Cada categoría tiene asignado un “código-D” basado en el elemento base (“feedstock”) usado, clase de combustible producido, insumos energéticos y umbrales de reducción de Gases con Efecto Invernadero (GEI). Las cuatro categorías y sus códigos-D son los siguientes:

- Biocombustible Celulósico (“Cellulosic Biofuel”) D3 (general) / D7 (Diésel celulósico)
 - 60% de reducción de los GEI
- Diésel basado en Biomasa (“Biomass-based Diesel”) D4
 - 50% de reducción de los GEI
- Biocombustible Avanzado (“Advanced Biofuel”) D5
 - 50% de reducción de los GEI
- Total de Combustibles Renovables (“Total Renewable Fuel”) D6
 - 20% de reducción de los GEI

El código D6 se usa también para los Biocombustibles “Convencionales”, básicamente etanol de maíz.

Las cuatro categorías principales son anidadas y guardan una relación jerárquica entre sí: los volúmenes de Biocombustibles Avanzados sirven para cumplir con el volumen Total de Combustibles Renovables, pero no viceversa.

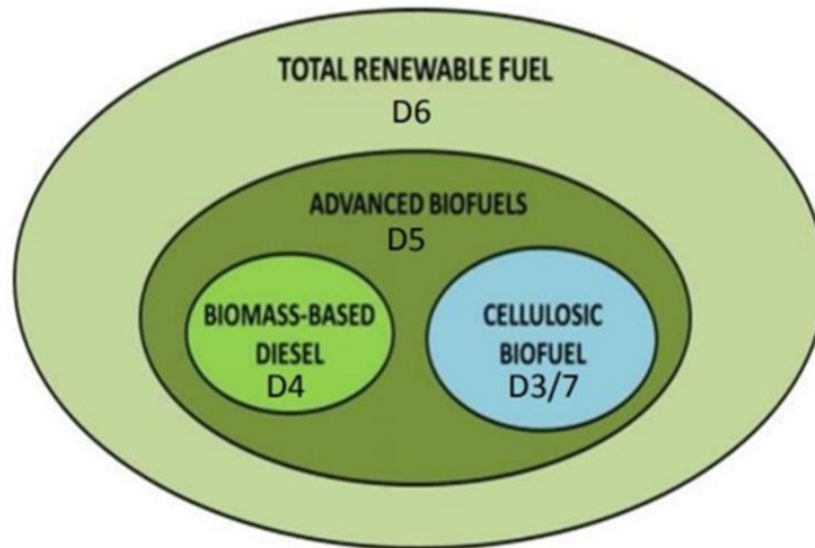
De igual forma, los volúmenes de Biocombustibles Celulósicos o de Diésel basado en Biomasa sirven para cumplir con el volumen requerido de Biocombustibles Avanzados, pero no viceversa.

Esta característica del RFS se ilustra en la Figura N° 1.

Las leyes que establecieron el programa RFS empoderaron a la EPA para ajustar año a año los volúmenes obligatorios de Biocombustibles Celulósicos, de Biocombustibles Avanzados y del Total de Combustibles Renovables.

Asimismo la EPA está facultada para decretar exenciones temporales de los volúmenes RFS (“waivers”), totales o parciales, en caso de que la implementación del programa esté ocasionando daños medioambientales o económicos severos, o ante una insuficiente oferta local.

FIGURA N° 1
CATEGORÍAS ANIDADAS Y JERÁRQUICAS DE RENOVABLES



Los volúmenes totales de Combustibles Renovables establecidos en la Energy and Independence Security Act de 2007 partían con 12.95 MMMG en 2010 para llegar a 36 MMMG en 2022, pero las dificultades para generar suficiente cantidad de Biocombustibles Avanzados (principalmente Biocombustible Celulósico) hicieron que año a año la EPA, haciendo uso de sus facultades, fuera modificando y reduciendo los volúmenes exigidos de Biocombustibles Avanzados y Total de Renovables.

Así, por ejemplo, para 2022, el volumen total de Combustibles Renovables exigido fue, en definitiva, solo 20.63 MMMG.

En la Tabla N°1 se presentan los volúmenes de Combustibles Renovables exigidos, finalmente, según el RFS desde 2010 a 2025.

El volumen de Biocombustibles Convencionales tiene el carácter de un volumen máximo o “tope” y resulta de la resta del Total de Renovables menos el Total de Biocombustibles Avanzados.

Los Biocombustibles Convencionales están constituidos por aquellos biocombustibles que no califican como “Avanzados”, principalmente etanol producido a partir de maíz.

TABLA N° 1
RFS: VOLÚMENES DE COMBUSTIBLES RENOVABLES (*)
(Miles de millones de galones)

Año	Total Renewable Fuel	Total Advanced Biofuels			"Conventional" Biofuel
		Total Advanced Fuel	Cellulosic Biofuel	Biomass-Based Diesel	
2010	12.95	0.95	0.0065	1.15	12.00
2011	13.95	1.35	0.0060	0.80	12.60
2012	15.20	2.00	0.0105	1.00	13.20
2013	16.55	2.75	0.0008	1.28	13.80
2014	16.28	2.67	0.0330	1.63	13.61
2015	16.93	2.88	0.1230	1.73	14.05
2016	18.11	3.61	0.2300	1.90	14.50
2017	19.28	4.28	0.3110	2.00	15.00
2018	19.29	4.29	0.2880	2.10	15.00
2019	19.92	4.92	0.4180	2.10	15.00
2020	17.13	4.63	0.5100	2.43	12.50
2021	18.84	5.05	0.5600	2.43	13.79
2022	20.63	5.63	0.6300	2.76	15.00
2023	20.94	5.94	0.8400	2.82	15.00
2024	21.54	6.54	1.0900	3.04	15.00
2025	22.33	7.33	1.3800	3.35	15.00

(*) Todos son volúmenes de etanol-equivalentes de acuerdo al contenido energético, salvo los del Diésel basado en Biomasa, que están expresados como biodiésel-equivalentes.

2. Programa RFS: Funcionamiento

Anualmente, la EPA establece el RFStd para el año calendario siguiente. Para ello, la EPA divide el volumen de combustibles renovables mandados por el RFS para dicho año (o el volumen modificado de acuerdo a sus prerrogativas) por una proyección de la demanda interna de Estados Unidos de gasolina y diésel. El resultado es un porcentaje, con el cual las partes obligadas del Programa – refinadores e importadores de gasolina y diésel – determinan sus RVO para el año calendario en cuestión.

Así, para la parte obligada "j" (refinador o importador), su RVO queda determinado como sigue:

$$RVO_j (i) = [RFStd (i) \times GV_j (i)] + D_j (i-1)$$

Donde:

RVO_j (i) = RVO para la parte obligada “j” para el año calendario “i” (en galones).

RFStd (i) = El Renewable Fuel Standard para el año calendario “i”, determinado por la EPA (porcentaje).

GV_j (i) = Volumen total de gasolina y diésel no renovable. que es producido o importado por la parte obligada “j” en el año calendario “i” (en galones).

D_j (i-1) = Déficit (+) o Excedente (-) de combustible renovable de la parte obligada “j” del año calendario anterior (en galones).

Para 2025, los porcentajes de RFStd según categorías de combustibles renovables establecidos por la EPA en julio de 2023 fueron los siguientes:

• Biocombustible Celulósico	0.81%	1.38 MMMG	(90.0 kbpd*)
• Diésel basado en Biomasa (**)	3.15%	3.35 MMMG	(218.5 kbpd)
• Biocombustible Avanzado	4.31%	7.33 MMMG	(478.1 kbpd)
• Total Combustibles Renovables	13.13%	22.33 MMMG	(1456.6 kbpd)

(*) “kbpd” denota miles de barriles por día

(**) Todos son volúmenes de etanol-equivalentes de acuerdo al contenido energético, salvo los del Diésel basado en Biomasa, que están expresados como biodiésel-equivalentes.

De lo anterior se deduce un requerimiento de 15.00 MMMG (978.5 kbpd) de Biocombustible “Convencional” (principalmente, etanol de maíz).

Los RVOs aplicados a la oferta efectiva de gasolina y diésel de la parte obligada determinan así la obligación específica de combustibles renovables a que ésta está sujeta para el año calendario. La parte obligada debe demostrar cumplimiento de su RVO mediante la entrega de los Renewable Identification Numbers (RINs) dentro de los 60 días siguientes al término del año calendario de que se trate.

Los RINs se usan tanto para llevar un registro de los volúmenes de combustibles renovables producidos en, o importados a, los Estados Unidos como para otorgar flexibilidad en el cumplimiento de los distintos volúmenes metas del RFS.

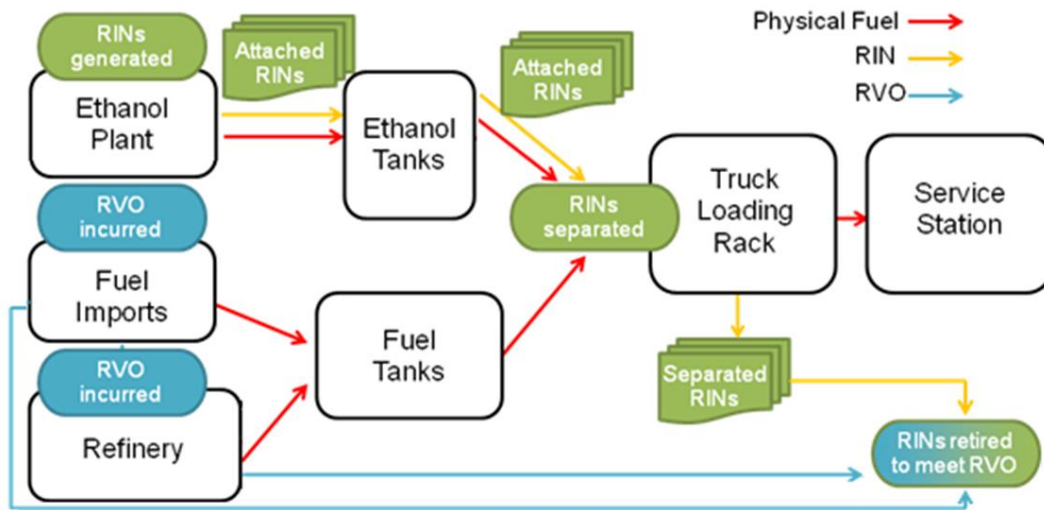
Un RIN es un código de 38 caracteres alfanuméricos asignado a cada galón de combustible renovable que es producido en o importado a los Estados Unidos. Los RINs son válidos para el año calendario en que fueron generados, pero hasta un 20% del RVO para el año puede ser cumplido entregando RINs generados el año anterior.

Cuando los combustibles renovables son incorporados en mezclas (“blended”) de gasolina y diésel, o vendidos a consumidores finales sin mezclar, el RIN que representa el atributo renovable del combustible se separa del biocombustible físico y puede utilizarse para certificar cumplimiento del RVO o bien transarse. Los RINs separados tienen un valor de mercado y brindan flexibilidad a las partes obligadas en el cumplimiento

de sus RVOs. Éstas tienen la opción de adquirir los RINs mediante la compra y mezcla de cantidades físicas de los biocombustibles, o bien comprar RINs previamente separados y presentarlos a la EPA en cumplimiento de sus RVOs.

El siguiente gráfico (del sitio de la Energy Information Administration, EIA, agencia del Departamento de Energía de EE.UU.) ilustra el ciclo de vida de los RINs:

**FIGURA N° 2
CICLO DE VIDA DE LOS RINs**



En la figura anterior, se ejemplifica con etanol como biocombustible, pero es adaptable para biodiésel y los demás biocombustibles.

En este caso, se muestra que la operación de mezcla de la gasolina base (no renovable) con el etanol la hace el refinador (caso del refinador integrado) y obtiene sus RINs separados al momento de preparar la gasolina final (mezclando la gasolina base con etanol) lo que cancela perfectamente su obligación (RVO).

Un caso diferente es aquel en que el refinador no es integrado (vende la gasolina base, no renovable) y la operación de mezclado y comercialización la efectúa un tercero ("blender"). En ese caso, al vender la gasolina base se genera para el refinador un RVO y debe comprar en el mercado RINs separados para cumplir con dicha obligación.

3. Valor de los RINs

En términos generales, los RINs forman parte del valor de cada galón de biocombustible al cual están ligados. El valor de los RINs deriva del Programa RFS y provee un incentivo económico para usar combustibles renovables. Si el precio de los RINs sube, los mezcladores tienen un incentivo para mezclar mayores volúmenes de biocombustibles, ya que pueden vender el combustible mezclado final y además el RIN separado.

Ahora bien, si un biocombustible es ya económicamente viable para ser mezclado hasta o por encima del nivel requerido por el Programa RFS – tal como fue hasta 2012 – el precio de los RIN debería ser a lo más unos pocos centavos de dólar (por los costos de transacción), incidiendo solo en unas décimas de centavos de dólar por galón del combustible. Sin embargo, cuando el biocombustible es más caro que el combustible no renovable, pero igual se requiere para cumplir con el Programa RFS o debe ser mezclado en mayores volúmenes para ser económicamente viable, entonces el precio de los RINs debe subir hasta el nivel en que las empresas tengan incentivo para llevar a cabo el mezclado (blending).

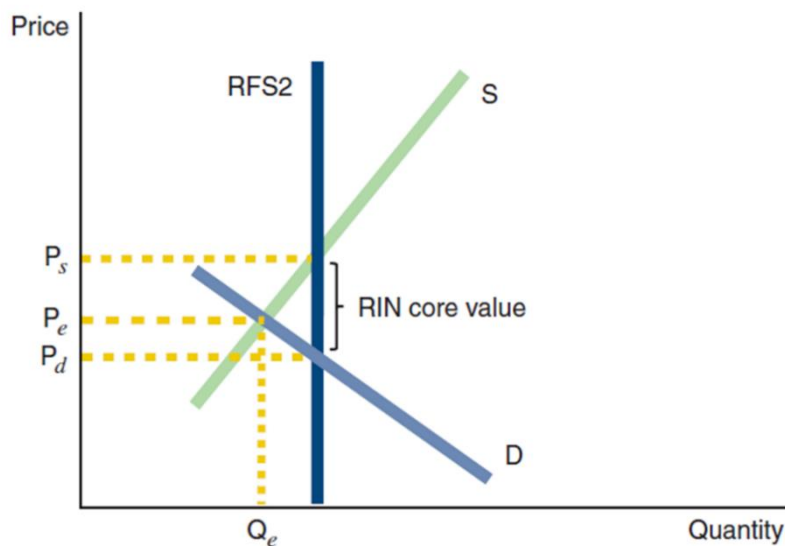
Esto se puede ilustrar mediante la Figura N°3, que muestra las curvas de oferta y demanda para un biocombustible con exigencias de volumen a cumplir según el Programa RFS. Se ejemplifica con el caso del etanol.

El valor del RIN queda determinado por la brecha entre el precio de oferta del etanol y el precio de demanda del mismo.

Cuando el volumen RFS es Q_e , el valor del RIN es cero por cuanto coinciden el precio de oferta y el precio de demanda del etanol. Esta fue la situación hasta 2012, como se verá más adelante. Hasta ese año, por lo general los incentivos económicos para dosificar etanol en la gasolina eran consistentes con los volúmenes requeridos por el RFS.

Pero cuando el volumen RFS para el etanol excede Q_e , entonces se abre una brecha: el precio de oferta del etanol (P_s) es mayor que el precio de demanda (P_d). Por la obligatoriedad del volumen RFS, la cantidad producida debe exceder el volumen “libre” Q_e , que se produciría sin el Programa RFS.

FIGURA N° 3
“CORE VALUE” DEL RIN



Para ello los productores requieren que su precio suba de Pe a Ps. Pero por esa cantidad los “blenders” están dispuestos a pagar sólo Pd. En definitiva, el precio del etanol será Ps, pero los “blenders” recibirán el valor de los RINs que obtengan al venderlos a partes obligadas, con lo que su costo efectivo del etanol no será Pd sino $Ps - \text{Precio RIN}$.

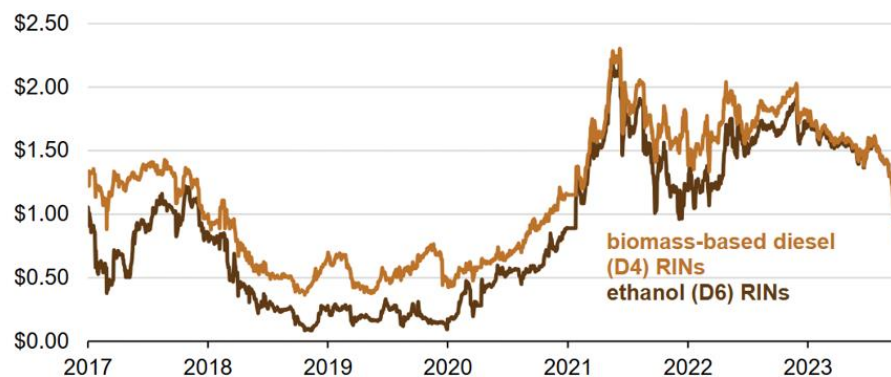
En rigor, el valor de los RINs calculado como $Ps - Pd$ es lo que se llama el “core value”. El precio que se observará en las transacciones reflejará no solo el “core value” sino también costos de transacción y elementos especulativos puntuales.

Los precios de los RINs son diferentes de acuerdo a la categoría del RFS a que corresponden y también varían según el año en que fueron generados. En lo concerniente a las distintas categorías se usa la siguiente denominación:

RIN Biocombustible Celulósico	D3-Año
RIN Diésel basado en Biomasa	D4-Año
RIN Biocombustible Avanzado	D5-Año
RIN Combustible Renovable Convencional	D6-Año

Tal como se muestra en la Figura N°4 (para el período enero 2017 – octubre 2023) los precios de los RINs no varían uniformemente, pero en general los grandes ciclos están muy influidos por la evolución del precio del D6, por el enorme peso dentro del total del biocombustible convencional, etanol de maíz (alrededor de 70%, actualmente).

FIGURA N° 4
EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LOS RIN D4 y D6 (2017-2023)
(US\$ de 2023/galón)



Data source: Oil Price Information Service and U.S. Bureau of Labor Statistics, Consumer Price Index

Normalmente, el RIN D4 (diésel basado en biomasa) se transa con un premio sobre el RIN D6 (etanol de maíz) porque cumple con más RVOs: los galones de diésel basado en biomasa aportan al cumplimiento de su propio total, también al cumplimiento del total de biocombustibles avanzados y además al cumplimiento del total de combustibles renovables. Esto por la naturaleza anidada de las distintas categorías de combustibles renovables.

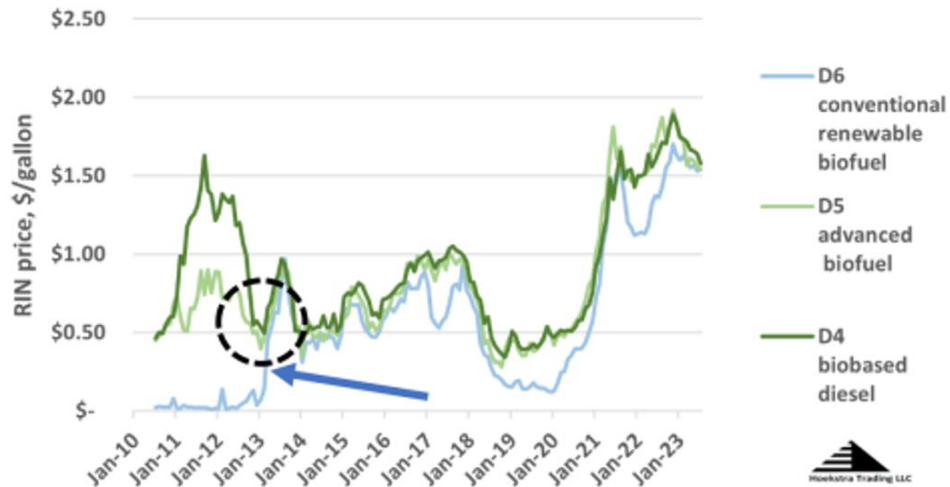
En general, los precios de los RINs están determinados por dos factores principales: los costos de producción de los biocombustibles y los volúmenes exigidos por la EPA como cumplimiento del programa RFS para el año.

Los primeros varían según los costos de las correspondientes materias primas (maíz, trigo, aceite de soja, grasas animales, aceite de cocinar usado, rastrojos, celulosa, etc.), mientras que los segundos varían por situaciones anómalas imprevistas (desplome de la demanda por combustibles derivada de la pandemia COVID-19 en 2020-2021, por ejemplo) o por la mayor/menor amplitud de exenciones a partes obligadas por razones de estrés económico (notablemente en 2018 durante la primera Administración Trump).

4. Evolución del precio de los RINs

Hasta 2012, la principal dificultad en el desarrollo del Programa RFS era la insuficiente oferta de Biocombustibles Avanzados en general, problema especialmente agudo en el caso del Biocombustible Celulósico, debido a que la producción aún estaba en la etapa de plantas de investigación & desarrollo y plantas piloto, sin llegar todavía a plantas de escala comercial. La insuficiente producción de biocombustibles avanzados y su alto costo se tradujeron en una gran demanda por sus RINs y precios muy altos como se aprecia en la Figura N°5.

FIGURA N° 5
EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LOS RIN D4 D5 y D6 (2010-2023)
(US\$/galón)



Fuente: Hoeska Trading (citado por RBN Energy, “Baby the RINS must fall -Part 3”, 31-08-2023)

En el caso del etanol, biocombustible “convencional”, en cambio, la introducción de éste en la formulación de gasolinas fue bastante fluida, ya que, como fuente de oxígeno,

simplemente reemplazó al MTBE que fue excluido de los componente permitidos en la fabricación de gasolinas en EE.UU. No hubo ninguna escasez de RINs D6 y, por consiguiente, el precio de éstos era insignificante hasta 2012, tal como se observa en la Figura N°5.

Los altos precios de los RINs de los Biocombustibles Avanzados fueron la solución para los altos costos de éstos, al compensar a los mezcladores (“blenders”) y a los productores.

Pero los elevados precios para los RINs de los Biocombustibles Celulósicos (D3 y D7) no lograron inducir suficiente oferta de éstos, ya desde el comienzo del RFS. Esto obligó y ha obligado año a año a la EPA a reducir los volúmenes exigidos originalmente por el RFS de 2007. La comparación con los volúmenes originales mandados por el RFS para el período 2014- 2022 y los modificados por la EPA se muestran en la Tabla N°2.

Se muestra también la Tabla N°2, los volúmenes mandados de Biocombustible Celulósico para los años 2023 al 2025. Evidencia de que aún falta mucho para una producción comercial importante es que el mandato para 2025 es menor que el mandato original establecido para 2014.

TABLA N°2
VOLÚMENES ESTÁNDAR DE BIOCOMBUSTIBLES CELULÓSICOS
(Millones de galones)

Año	Establecidos en RFS 2007	Finales modificados por EPA	Mandados por EPA Post-2022
2014	1750	33	
2015	3000	123	
2016	4250	230	
2017	5550	312	
2018	7000	288	
2019	8500	418	
2020	10500	510	
2021	13500	560	
2022	16000	630	
2023	----	----	840
2024	----	----	1090
2025	----	----	1380

2013: se llega al “Blend Wall”

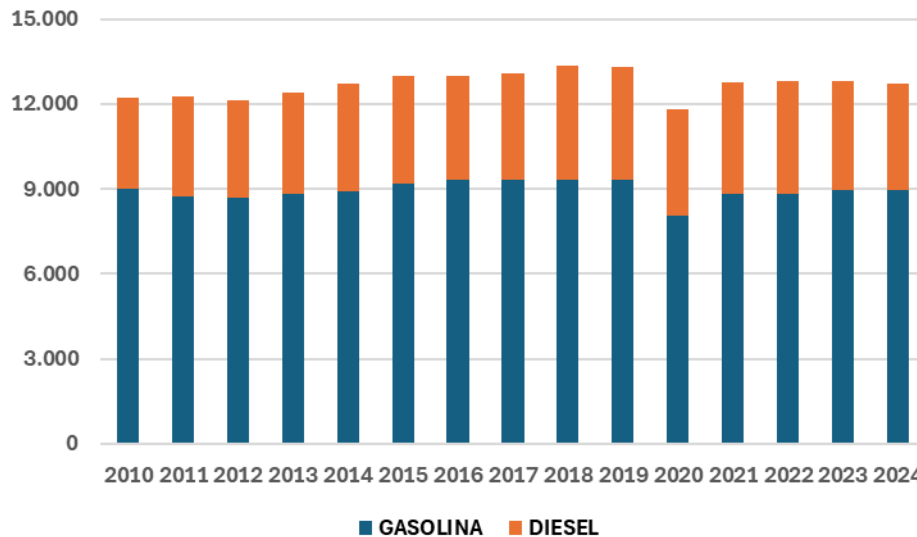
Salvo este problema con la incapacidad de los altos precios del RIN D-3 y D-7 para generar suficiente producción de Biocombustible Celulósico, los precios de los demás RINs de los Biocombustibles Avanzados evolucionaban para inducir la oferta requerida por el RFS.

Los RIN D-6, asociados al etanol, tenían hasta 2012 un valor insignificante, derivado de los costos de transacción. Pero en el transcurso de 2013 los precios se dispararon al alza inaugurando una etapa de precios altos pero con grandes variaciones asociadas a cambios en las expectativas sobre las decisiones administrativas de la EPA en su regulación del Programa RFS y asociadas a las decisiones mismas. Esto ocurrió en parte por una característica del mercado de combustibles estadounidense,

En Estados Unidos, a diferencia de la mayoría de los demás países, el consumo de gasolina es mucho mayor que el consumo de diésel. Así, mientras ahora el consumo de gasolina está en torno los 9 millones de barriles/día (b/d), el consumo de diésel apenas supera los 4 millones b/d.

La evolución del consumo estadounidense de estos combustibles en los últimos años se presenta en la Figura N°6.

**FIGURA N° 6
CONSUMO DE GASOLINA Y DIÉSEL EN EE.UU. 2010-2024
(MILES DE BARRILES / DÍA)**



Fuente: Elaboración propia de UTP Consultoría, a partir de estadísticas de la Energy Information Administration del Departamento de Energía, EE.UU.

De ahí, la gran incidencia de las características del mercado de gasolina en las alzas y volatilidad del precio de los RINs.

En Estados Unidos el grueso de la gasolina que se comercializa internamente es una mezcla de gasolina base (de petróleo) y etanol. Los grados más comunes son:

- E10 : mezcla de 90% gasolina base con 10% de etanol (en volumen)
- E85 : mezcla de gasolina base en un rango 49%-17% con etanol en un rango entre 51% - 83% (en volumen). El contenido promedio de etanol en este grado de gasolina es 74%.

Aunque legalmente, en el primer caso, se puede dosificar hasta 15% de etanol, en la práctica esto no ocurre porque las garantías de los fabricantes de la mayoría de los vehículos son válidas siempre que la gasolina que se use no contenga más de 10% de etanol. Además, en muchos estados de la Unión, no se permite dosificar más de 10% de etanol en la gasolina durante los meses de verano.

La gasolina E10 es la que se consume en forma enormemente mayoritaria debido a que los puntos de expendio de la gasolina E85 no son suficientes y los vehículos flex-fuel (que pueden consumir este grado) son escasos.

En el transcurso de 2013, al informar la EPA los volúmenes exigibles según las modificaciones al RFS, por primera vez superaron el nivel compatible con la dosificación de 10% de etanol en la gasolina (“Blend Wall”) que se proyectaba se consumiría en el mercado interno de Estados Unidos. La implicancia es que los RINs de etanol generados para su mezcla en la preparación de gasolinas terminadas serían insuficientes para cumplir con lo mandado por el RFS establecido por la EPA para 2013, lo que provocó alzas explosivas en el precio de los RINs ante la expectativa de escasez de dichos créditos. Esto aparece destacado en la Figura N°5 de la sección anterior.

En los años posteriores a 2013, los precios de los RINs continuaron en general muy altos hasta comienzos de 2018, por los volúmenes crecientes exigidos por el RFS – con las dificultades para incorporar suficientes volúmenes de etanol dado el lento crecimiento en el consumo de gasolina (Figura N°6) - y por las persistentes dificultades para producir biocombustibles celulósicos.

Dada la gran magnitud de las alzas en el período 2013-2017, la EPA redujo los volúmenes respecto de aquellos del RFS original, y también comenzó, en 2018, a otorgar exenciones (“waivers”) a regiones o refinerías individuales, en casos de riesgo de abastecimiento o de imposibilidad de solventar el costo de los RINs para cumplir con los volúmenes obligados.

En el período 2018-2020, tales modificaciones y exenciones hicieron caer el precio de los RINs. Pero desde 2021, la asunción del Presidente Biden al Gobierno de Estados Unidos, con su fuerte compromiso con el impulso a las energías renovables en detrimento de los combustibles fósiles, hizo que los precios de los RINs emprendieran una nueva escalada alcista hasta mediados de 2023. Esto debido a una drástica reducción de las exenciones autorizadas por la EPA (cambio de criterio de la nueva Administración) y por el aumento de la flota de automóviles híbridos y eléctricos que detuvo el crecimiento del consumo de

gasolina en Estados Unidos, empezando éste luego a declinar y a hacer más difícil cumplir a las refinerías con la dosificación de etanol requerida por la EPA. Sin embargo, en el último año y medio de la Administración Biden, nuevamente se multiplicaron las exenciones autorizadas por la EPA y ésta impuso volúmenes RFS con crecimiento más moderado para los años 2023 y 2024, lo que hizo caer el precio promedio de los RINs prácticamente a la mitad, pero aun así, en un nivel alto (alrededor de 10 US\$ cpg), hasta fines de 2024.

5. Precio RVO

El precio promedio ponderado de las 4 clases principales de RINs se informa por parte de las agencias de precios, ente ellas, Argus y Platts, bajo la denominación “Precio RVO” y se expresa en US\$ cpg. En dicho precio promedio, el precio del RIN D6, que corresponde al etanol producido a partir de maíz, tiene una alta ponderación y, por lo tanto, es el que más incide en la evolución del Precio RVO.

Para 2025, los porcentajes para ponderación de los precios de los RINs son como sigue:

• Biocombustible Celulósico	Precio RIN D3 (US cts/galón)	0.81%
• Diésel basado en Biomasa	Precio RIN D4 (US cts/galón)	3.15%
• Biocombustible Avanzado	Precio RIN D5 (US cts/galón)	0.35%
• Combustible Renovable	Precio RIN D6 (US cts/galón)	8.82%

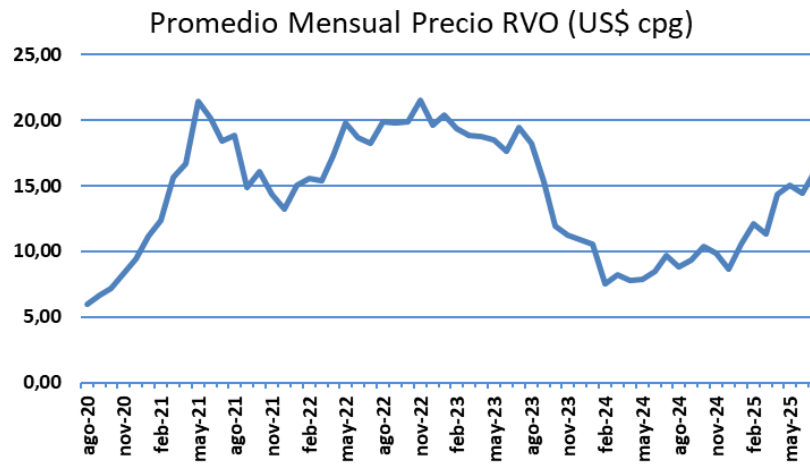
Precio RVO = 0.81% PRIN D3 + 3.15% PRIN D4 + 0.35% PRIN D5 + 8.82% PRIN D6

Precio RVO queda expresado en US cts/galón.

En la Figura N°7 se muestra la evolución de los promedios mensuales del Precio RVO desde agosto de 2021 hasta julio de 2025. Se puede observar los altos niveles registrados hasta agosto de 2023, durante la primera parte de la Administración Biden, que se comentó en la sección anterior (hasta 20 US\$ cpg), y el descenso posterior, al nivel 10 US\$ cpg, que predominó hasta el término de dicha Administración.

Curiosamente, en los seis meses iniciales de la segunda Administración Trump, el precio RVO ha estado subiendo, mientras se comienzan a eliminar incentivos para la compra de vehículos eléctricos, con nuevas autoridades en la EPA, supuestamente más amigables con la industria petrolera, y que hacían prever una nueva ola de exenciones de RVOs para refinerías y regiones con dificultades para solventar el alto precio de los RINs. En todo caso, el precio RVO no ha escalado aún a los niveles de 20 US\$ cpg registrados en 2021-2023 durante la Administración Biden.

FIGURA N° 7
PRECIO RVO AGOSTO 2020 - JULIO 2025



Fuente : Elaborado por UTP Consultoría con datos proporcionados por la CNE para propósito de este estudio

ANEXO N° 3

Actualización Tarifas de Peaje Canal de Panamá

Nuevo Sistema de Tarifas de Peaje

El 1 de enero de 2023 entró en vigor el sistema de nuevas tarifas de peaje del Canal de Panamá. La propuesta de estructura del nuevo sistema de tarifas fue presentada por la administración del Canal de Panamá el 1 de abril de 2022 y pasó por un período formal de consulta durante el que 17 partes interesadas presentaron sus comentarios u opiniones por escrito.

La audiencia pública se realizó en Panamá el 20 de mayo de 2022, con la participación de siete representantes de clientes locales e internacionales.

Durante este proceso, los usuarios reconocieron los esfuerzos del Canal para promover el comercio mundial, especialmente durante la pandemia COVID-19, y acogieron con satisfacción la simplificación de los peajes. Para garantizar que se consideraran los comentarios emitidos por los clientes durante el diálogo abierto y transparente, se modificó la estructura para incorporar los siguientes cambios a la propuesta original:

- Tránsitos de buques en condiciones de lastre: para todos los segmentos de mercado, con excepción de los portacontenedores, los peajes se calcularán aplicando el 85% del peaje por buque cargado en lugar del 90% propuesto originalmente.
- Segmento de buques de pasajeros: los peajes propuestos para el año 2023 no se implementarán, considerando los desafíos que aún enfrenta la industria de cruceros. En cambio, los nuevos peajes entrarán en vigor en enero de 2024 y enero de 2025 a los niveles establecidos en la propuesta original para esos años, proporcionando a la industria un aviso previo de dos años.
- Segmento de portacontenedores: el cargo por contenedores vacíos (TTE) se reducirá a US\$2/TEU en 2023, US\$4/ TEU en 2024, y US\$6/ TEU en 2025, en lugar de los US\$5, US\$6,50 y US\$8 que se propusieron inicialmente para cada año.

Todas las demás tarifas se implementarían gradualmente desde **enero de 2023 hasta enero de 2025** a los niveles propuestos originalmente, incluidas las modificaciones al programa de lealtad para el segmento de portacontenedores, el cual se eliminaría en enero de 2025. Los incentivos para los viajes de retorno aplicables a los buques de portacontenedores y de gas natural licuado (GNL) se eliminaron en enero de 2023, cuando la nueva estructura entró en vigor.

El cargo por visibilidad, clasificado como Otros Servicios Marítimos, que se aplica a los portacontenedores llenos, se eliminó antes de la implementación de los nuevos peajes para evitar una duplicidad con el cargo.

Cálculo Nuevas tarifas de Peaje

1. Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diésel

Para estos combustibles y de acuerdo con el indicador de flete, en la modalidad WS el costo de los peajes de canales no está incluido en la tarifa y debe calcularse separada del valor del flete. Este cálculo no es necesario en el caso de la tarifa **USGC-Chile** informada en la **modalidad lumpsum**, por cuanto el costo del peaje del Canal está incluido en el valor lumpsum del viaje.

El costo del peaje depende del tipo de nave y de la capacidad de carga de la nave, medida como el registro de la nave. El registro de la nave se mide de acuerdo a ciertas reglas que definen los volúmenes de la nave que pueden llevar carga. El volumen total de registro representa el volumen total de carga que puede transportar la nave y se mide en toneladas de registro, las cuales corresponden a 100 pies cúbicos cada una (2,83 m³). En el caso del Canal de Panamá este arqueo se indica como CP/SUAB que significa “Canal de Panamá / Sistema Universal de Arqueo de Buques”.

La tarifa actual del Canal de Panamá para naves petroleras está vigente desde el 1 de enero de 2023 y consta de dos tarifas, una variable según el tamaño de la nave, y otro monto fijo por cada tránsito de la nave por el canal. Los valores de estas tarifas se ajustaron con vigencia desde el 1 de enero de 2025.

El Canal de Panamá establece diferentes rangos de tamaño de las naves para definir la tarifa de tránsito. Para el caso de los petroleros, estos rangos se definen según la manga (ancho) de la nave. En el cálculo del flete en el procedimiento de cálculo de la paridad de importación de la CNE, el tipo de naves que se considera corresponden a naves del tipo “Buque Súper” según la clasificación del Canal de Panamá para los petroleros. Esta categoría corresponde a naves de manga entre 27.74 y 32.61 metros.

Para la categoría del tipo “Buque Súper”, la tarifa variable de peaje se expresa por tonelada de registro de la nave para el cruce de la nave con carga. La tarifa de cruce en lastre de la nave se calcula como el 85% de la tarifa para el cruce con carga. Se debe usar la tarifa de carga más lastre ya que el sistema Worldscale considera el cruce en carga y en lastre para el cálculo de la tarifa base de la ruta.

	<u>Carga</u>	<u>Lastre</u>	<u>Carga + Lastre</u>
Tarifa enero 2023	5.00	4.25	9.25
Tarifa enero 2025	5.25	4.4625	9.7125

Para la categoría del tipo “Buque Súper”, la tarifa por monto fijo que las naves deben pagar según su tamaño por cada cruce del canal se estableció en US\$ 100 mil por cada tránsito y a la fecha no ha sido modificada. Para el tránsito de la nave en lastre se aplica también a esta tarifa el 85%, por lo que para el cruce en lastre es de US\$ 85000.

De acuerdo con lo indicado en el informe de SCG Consultoría de la revisión de la Metodología de Cálculo de los Precios de Paridad e Importación de octubre de 2018, se recomendó usar en el procedimiento de cálculo del flete, naves de una capacidad de carga

promedio de **38000 ton** por embarque. Lo anterior de acuerdo con el tonelaje promedio de las importaciones efectivas realizadas en el año 2017 que era de 38300 ton, correspondiente a un volumen promedio de 46400 m³, considerando los volúmenes de gasolinas, kerosén de aviación y petróleo diésel. Cabe señalar además que las cotizaciones de Argus para las rutas de USGC a Chile para los 4 puertos de descarga, están referidas a naves con 38000 ton de capacidad de carga.

Las naves de esta capacidad de carga tienen en promedio un tonelaje de registro de **24000 ton**, según el sistema de cálculo del Canal de Panamá.

De acuerdo con lo anterior, la tarifa de cruce del Canal de Panamá desde el 1 de enero de 2025 alcanza a **9.7125 US\$ por ton** de registro para una nave de **24000 ton** de registro más **US\$ 185 mil** por el cruce con carga y en lastre. El monto total por el cruce del canal con carga y en lastre alcanza a **US\$ 418100**. Esta tarifa total es la misma para cualquier combustible transportado en la nave petrolera. Esto equivale a un costo del cruce de **11.0026 US\$ / ton** de combustible transportado.

2. Petróleo Combustible

Para este combustible rige la misma tarifa variable según el tamaño de la nave ya que las naves petroleras del tipo panamax que transportan el petróleo combustible corresponden al tipo "Buque Súper".

	<u>Carga</u>	<u>Lastre</u>	<u>Carga + Lastre</u>
Tarifa enero 2023	5.00	4.25	9.25
Tarifa enero 2025	5.25	4.4625	9.7125

El procedimiento de cálculo del flete usado por la CNE considera un tamaño de nave de **30000 ton** de registro según el Canal de Panamá con una capacidad de carga de 53700 ton.

De acuerdo con lo anterior, la tarifa de cruce del Canal de Panamá desde el 1 de enero de 2025 alcanza a **9.7125 US\$ por ton** de registro para una nave de **30000 ton** de registro más **US\$ 185 mil** por el cruce con carga y en lastre. El monto total por el cruce del canal con carga y en lastre alcanza a **US\$ 476375**. Esto equivale a un costo del cruce de **8.8710 US\$ / ton** de combustible transportado.

3. Gas Licuado de Petróleo

Para el caso de las naves que transportan gas licuado de petróleo, las nuevas tarifas de cruce del canal están calculadas según la capacidad de carga de la nave medida en m³.

Actualmente la CNE usa un valor de 34600 ton para el registro de la nave. Con este valor se calcula la tarifa de cruce del Canal de Panamá.

En el informe de SCG Consultoría de octubre de 2018 se recomendó usar un tamaño de nave de 82000 m³ de capacidad de carga para la nave de gas licuado, la cual solamente

puede transitar por la ampliación del Canal de Panamá. Este tipo de naves corresponde a la clasificación de “Buque Neopanamax” según lo establecido por el Canal de Panamá.

Para el viaje desde Houston, EEUU, a Quintero, el peaje del cruce a través de las nuevas esclusas de la ampliación del Canal de Panamá, usando la tarifa vigente y considerando una nave de 82000 m3 de capacidad de carga, corresponde al siguiente monto:

Tarifa cruce en carga

Por capacidad	(US\$ 2.75 por m3)	US\$ 225500
Fija por tránsito	(US\$ 200000)	US\$ 200000
Total peaje cruce con carga		US\$ 425500

Tarifa cruce en lastre

Por capacidad	(US\$ 2.3375 por m3)	US\$ 191675
Fija por tránsito	(US\$ 170.000)	US\$ 170000
Total peaje cruce en lastre		US\$ 361675

Considerando el cruce en carga y en lastre, pues la nave se devuelve desde Quintero a Houston, el costo total del cruce del canal en ambos sentidos es de **US\$ 787175**.

Usando la capacidad de carga de 82000 m3 y la densidad del propano de 0.507, se tiene la siguiente constante del polinomio de cálculo del flete:

$$\underline{CP} = \text{Tarifa de peaje del Canal de Panamá en US\$/ton de carga}$$

$$CP = \text{US\$ } 787175 / 82000 \text{ m}^3 / 0.507 \text{ (ton/m}^3\text{)}$$

$$\underline{CP} = \mathbf{18.9343 \text{ US\$/ton}}$$

En la página siguiente se muestra la tabla de tarifas del Canal de Panamá para los diversos tipos de naves con vigencia desde el 1 de enero de 2025.

CANAL DE PANAMA

Tarifa Oficial: Serie 1010.0000 -Peajes

Tarifas Marítimas –Serie 1010 - Peajes

Peajes para buques que transiten el Canal de Panamá:

Buques mercantes, yates, buques hospitales, buques de aprovisionamiento y transportes militares por tonelada neta CP/SUAB, TEU, tonelada de peso muerto, tonelada de peso muerto para madera, tonelada de desplazamiento, metro cúbico, eslora o cualquier otra unidad de medida que se determine conforme a las reglas de arqueo de buques del Canal de Panamá.

La estructura de peajes se basa como mínimo en dos componentes:

- **Tarifa fija** de acuerdo con la categoría de tamaño del buque y la esclusa utilizada.
- Un buque panamax, ya sea regular o súper, que arribe con calado mayor a 39.5 pies, o que por alguna condición y deficiencia requiera transitar por la esclusa neopanamax será considerados como buques neopanamax para el propósito de cobro de peajes.
- **Tarifa por capacidad del buque** de acuerdo con la unidad de cobro establecida.
- Adicional aplican tarifas por TEU transportados sobre cubierta, para buques que no son portacontenedores.
- Para los buques portacontenedores aplican tarifas por los TEU cargados y los TEU vacíos que transportan en cada tránsito.
- El Conglomerado Marítimo Local mantiene una estructura especial para sus categorías.

Categorías de tamaño de buque comprendidas en la estructura:

- **Buque Regular:** Buque con manga menor que 91 pies (27.74 metros).
- **Buque Súper:** Buque con manga igual o mayor que 91 pies (27.74 metros).
- **Buque Neopanamax:** Buque con manga mayor que 107 pies (32.61 metros) y/o eslora mayor de 966 pies (294.44 metros). Para propósitos de cobro de peajes se considerarán buques neopanamax aquellos que transiten con un calado en agua dulce tropical de 39'09" (12.12 metros) o mayor, al igual que buques que por alguna condición o deficiencia requieran transitar por la esclusa neopanamax.

Peajes para buques que realizan un tránsito parcial y de regreso:

Los buques que atraviesen las esclusas en cualquiera de los extremos del Canal de Panamá y regresen al punto de entrada original sin atravesar las esclusas del otro extremo del Canal, completando 6 cámaras como máximo, pagarán las tarifas prescritas para un tránsito completo a través del Canal. Excepciones donde el itinerario exceda 6 cámaras, se aplicará el cargo de un peaje adicional.

1 enero 2023



AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ
Tarifas de Servicios Marítimos

Renglón principal	Renglón tarifario	Símbolo	Efectivo	Uso de tarifario	Descripción	Tarifa
					PEAJES	
					Componente de Tarifa Fija por Tránsito: Aplicable a cada tránsito, de acuerdo a la categoría de tamaño del buque y la esclusa utilizada	Cargo por tránsito
	1010.FR01	AR	1-Ene-2023		Buque regular – Categoría “Otros” con CP/SUAB < 7,500	\$15,000.00
	1010.FR02	MW	1-Ene-2024		Buque regular – Pasajeros, Carga General y Refrigerado con CP/SUAB < 10,000	\$25,000.00
	1010.FR03	MW	1-Ene-2024		Buque regular – Portacontenedor; Portavehículo/RoRo; Pasajeros; Tanquero; Quimiquero; GLP; GNL; Graneles Secos; Categoría “Otros” con CP/SUAB ≥ 7,500; Carga General y Refrigerado con CP/SUAB ≥ 10,000	\$60,000.00
	1010.FS01	MW	1-Ene-2024		Buque Súper – Portacontenedor; Pasajeros; Portavehículo/RoRo; Tanquero; GLP; GNL; Quimiquero; Graneles Secos; Refrigerado; Carga general y “Otros”	\$100,000.00
	1010.FN01	AR	1-Ene-2023		Buque neopanamax – Portacontenedor con TTA <10,000 TEU	\$200,000.00
	1010.FN02	MW	1-Ene-2024		Buque neopanamax – Portacontenedor con TTA ≥10,000 TEU; Portavehículo/RoRo; Tanquero; Quimiquero; GLP; GNL; Graneles Secos; Pasajeros; Refrigerado; Carga general y “Otros”	\$300,000.00
					Componente de Tarifa por Capacidad del Buque: Aplicable a cada tránsito por tipo, tamaño de buque y de acuerdo con la unidad de cobro establecida	Cargo por unidad de cobro
					Buques Tanqueros	Cargo por CP/SUAB
	1010.TR01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Capacidad (CP/SUAB) - Buque regular	\$6.00
	1010.TS01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Capacidad (CP/SUAB) - Buque súper	\$5.25
	1010.TN01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Capacidad (CP/SUAB) - Buque neopanamax	\$3.25
					Buques Quimiqueros	Cargo por CP/SUAB
	1010.QR01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Capacidad (CP/SUAB) - Buque regular	\$5.50
	1010.QS01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Capacidad (CP/SUAB) - Buque súper	\$5.25
	1010.QN01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Capacidad (CP/SUAB) - Buque neopanamax	\$3.25
					Buques GLP	Cargo por M3
	1010.LR01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Capacidad (m3) - Buque regular	\$3.50
	1010.LS01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Capacidad (m3) - Buque súper	\$3.85
	1010.LN01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Capacidad (m3) - Buque neopanamax	\$2.75
					Buques GNL	Cargo por M3
	1010.NR01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Capacidad (m3) - Buque regular	\$3.50
	1010.NS01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Capacidad (m3) - Buque súper	\$3.85
	1010.NN01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Capacidad (m3) - Buque neopanamax	\$2.05
					Buques Graneles Secos	Cargo por TPM
	1010.DR01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Peso Muerto (TPM) o TPM para Madera (TPMM), la que aplique - Buque regular	\$1.65
	1010.DS01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Peso Muerto (TPM) o TPM para Madera (TPMM), la que aplique - Buque súper	\$1.50
	1010.DN01	MR+	1-Ene-2025		Tonelaje de Peso Muerto (TPM) o TPM para madera (TPMM), la que aplique - Buque neopanamax	\$0.80

ANEXO N° 4

**Características Técnicas Nave Gasera
y Gastos de Puerto**

Características Técnicas Nave Gasera

Para el cálculo de las constantes incluidas en el polinomio de cálculo del flete del gas licuado en modalidad de arriendo por tiempo, se usó una nave gasera de características técnicas que reflejen las reales de una nave del rango de tamaño de 82000 metros cúbicos de capacidad.

Se indica a continuación las características consideradas de la nave:

General	
Año construcción	2013
DWT	54900
GRT	47060
LOA m	225
Calado m	12.02
Carga	
Capacidad carga m3	82000
Volumen al 98%	80360
N° estanques Refrigerados	4
Temperatura °C	- 50
Flujo de carga t/h	2780
Flujo descarga t/h	4440
Motor	
Principal kW	12450
Combustible: HFO 380 CST	
Auxiliares: 3 unidades kW	1280
Combustible: MDO	
Velocidad y Consumo	
Con carga, nudos	16.2
Consumo HFO, t/día	50
En lastre, nudos	16.5
Consumo HFO, t/día	48
Carga en puerto MDO, t/día	8.5
Descarga en puerto MDO, t/día	13.9

Gastos de Puerto de la Nave Gasera

Una de las constantes del polinomio de cálculo del flete del gas licuado es GVU que refleja los gastos de la nave durante su estadía en los puertos de carga y descarga. En estos gastos de puerto se incluyen en el caso de Quintero, los gastos de los prácticos de bahía, los de remolcadores para el amarre y desamarre, el costo del uso del muelle de descarga de Oxiquim, los propios de la asistencia de la agencia de naves en cuanto a traslados y

comunicaciones. Debe además incluirse la tarifa de faros y balizas, derecho que se paga a la DIRECTEMAR por cada nave que recalca en algún puerto chileno y el uso de prácticos para las faenas de amarre y desamarre de la nave.

En el cuadro siguiente se detallan los costos antes mencionados en dólares:

Directemar	
Faros y Balizas	
Tarifa 1.56 US\$/t TRG	73300
Prácticos de bahía	4800
Agencia Naves	
Remolcadores	32900
Gastos Agencia	19000
Comisión Agencia	2000
Muelle	
Tarifa 4.46 US\$/m LOA día	<u>36200</u>
Total Gastos Quintero	168200

Los gastos anteriores con relación a la agencia de naves corresponden al promedio de dos cotizaciones solicitadas por la CNE de agencias de naves que atienden en Quintero. Los otros gastos corresponden a tarifas únicas que no dependen de la agencia de naves cotizada. Deben considerarse además US\$ 5 mil por concepto de coordinación de las instrucciones de operación de la nave y las comunicaciones durante el viaje.

Para los gastos de la nave gasera en el puerto de carga se consideró el terminal de Enterprise en Houston, y se usó el valor que usa Argus para sus cálculos de los fletes de los VLGC calculados en equivalente arriendo por tiempo para las naves gaseras que sirven rutas con poca liquidez, como es el caso del flete de la ruta Houston a Quintero. Este valor es de US\$ 43790 vigente para julio 2025. Este monto no incluye la tarifa de terminaling del terminal de carga del gas licuado. Se debe agregar además La parte proporcional del costo de administración y comunicaciones del contrato de time charter de la nave que es de US\$ 5000 por mes.

De acuerdo con lo anterior los gastos de puerto de la nave gasera en el puerto de carga y de descarga son:

Carga en Houston	43790
Descarga en Quintero	94900
Faros y Balizas, Chile	73300
Administración T.Charter	4420
Total gastos de puerto	US\$ 216410