

Comisión Nacional de Energía

REVISION DE METODOLOGIA DE DETERMINACION DE PRECIO DE PARIDAD DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETROLEO

PARTE 1

MERCADOS DE EEUU y NWE

Informe Final

SCG Consultoría Ltda.
Octubre 2018

Indice

	<u>Página</u>
1.- Resumen Ejecutivo	4
Conclusiones	11
PARTE 1	
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	19
2.5.- Origen de las Importaciones de Gas Licuado de Petróleo	21
3.- Mercados para Importación de Combustibles a Chile	25
3.1.- Origen desde Norteamérica	28
3.1.1.- Gasolina	29
3.1.2.- Kerosén	30
3.1.3.- Petróleo Diesel	31
3.1.4.- Petróleo Combustible	33
3.1.5.- Gas Licuado de Petróleo	33
3.2.- Origen desde Europa	34
3.2.1.- Gasolina	35
3.2.2.- Kerosén	36
3.2.3.- Petróleo Diesel	36
3.2.4.- Gas Licuado de Petróleo	37
4.- Análisis y Revisión de los Parámetros del Cálculo de los Precios de Paridad desde el Mercado del Golfo de EEUU (USG).	39
4.1.- Cálculo Precio FOB en origen - Indicadores de Precio	39
4.1.1.- Indicador Gasolina	42
4.1.2.- Indicador Kerosén	51
4.1.3.- Indicador Petróleo Diesel	55
4.1.4.- Efecto RINS : Descuento sobre Precio FOB de exportación	59
4.1.5.- Indicador Petróleo Combustible	62
4.1.5.- Indicador Gas Licuado de Petróleo	63
4.2.- Cálculo Transporte Marítimo	69
4.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel	69
Indicador, embarques, naves, peajes	69
Recargo Indicador – posicionamiento	76
4.2.2.- Petróleo Combustible	76
Indicador, embarques, naves, peajes	76
Recargo Indicador – posicionamiento	80
4.2.3.- Gas Licuado de Petróleo	84
Indicador, embarques, naves, peajes	84
Flete – Modalidad de Contratación	86

	<u>Página</u>
Costo Espera Descarga Quintero	92
4.3.- Otros Costos hasta el arribo del combustible a Chile.	93
4.4.- Otros Costos en Chile.	97
5.- Análisis y Revisión de los Parámetros del Cálculo de los Precios de Paridad desde el Mercado de la Costa Atlántica de EEUU (N.Y)	101
5.1.- Precios en el Mercado USAC	101
5.2.- Transferencias desde Mercado USGC	102
5.3.- Balances Producción, Importación, Exportación Mercado USAC	104
5.3.1.- Balance Gasolina Mercado USAC	104
5.3.2.- Balance Kerosén Mercado USAC	104
5.3.3.- Balance Petróleo Diesel Mercado USAC	105
5.3.4.- Conclusión	106
5.4.- Cálculo Transporte Marítimo	107
5.4.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel	107
Indicador, embarques, naves, peajes	107
Recargo Indicador – posicionamiento	110
5.5.- Otros Costos hasta el arribo del combustible a Chile.	111
5.6.- Otros Costos en Chile.	112
6.- Análisis y Revisión de los Parámetros del Cálculo de los Precios de Paridad desde el Mercado del Norte de Europa (N.W.E.)	113
6.1.- Cálculo Precio FOB en origen - Indicadores de Precio	113
6.1.1.- Indicador Gasolina	115
6.1.2.- Indicador Kerosén	118
6.1.3.- Indicador Petróleo Diesel	119
6.2.- Cálculo Transporte Marítimo	119
6.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel	119
Indicador, embarques, naves, peajes	119
Recargo Indicador – posicionamiento	121
6.3.- Otros Costos hasta el arribo del combustible a Chile.	125
6.4.- Otros Costos en Chile.	126
Anexo N° 1	
Programa RFS, RVOs y RINs	127
Continúa en parte 2	137

1.- Resumen Ejecutivo y Conclusiones.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) contrató con SCG Consultoría la ejecución del presente estudio, “Revisión de Metodología de Determinación de Precio de Paridad de Combustibles Derivados del Petróleo”.

Los objetivos del estudio fueron 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 Protección al Contribuyente del Impuesto Específico a los Combustibles, MEPCO (gasolina, petróleo diesel y gas licuado de petróleo) y los afectos al Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo, FEPP (kerosén doméstico), y del petróleo combustible, para orígenes de la Costa del Golfo y Atlántica de EEUU, y del Norte de Europa.

Se analizaron las importaciones de combustibles y sus orígenes. En los últimos años las importaciones corresponden a gasolina, kerosén, petróleo diesel, y gas licuado de petróleo. Después de 2013 no se registran importaciones de petróleo combustible. Las importaciones se realizan, principalmente, para compensar el creciente déficit nacional de estos [REDACTED] suplir con su producción propia, pero también para aprovechar oportunidades comerciales asociadas a grandes volúmenes. Las importaciones de mayor volumen corresponden al petróleo diesel, que es importado [REDACTED]

Para el desarrollo del estudio se analizaron y revisaron diversos mercados en EEUU y Europa que tuviesen excedentes efectivos para exportación y en los que además hubiera información objetiva de precios disponible para determinar los valores FOB. Se analizaron algunas publicaciones de precios para esos mercados, concluyéndose que la información de 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 EEUU (NY) es deficitario para todos los combustibles de las calidades requeridas en Chile, con la excepción de GLP en el cual muestra un pequeño excedente. Solamente los mercados de la Costa del Golfo de EEUU (USG) y el de NWE presentan excedentes capaces de cumplir con los requerimientos de volumen de importaciones de Chile.

En el caso del mercado USG, el 91% de las importaciones de diesel (el combustible importado en mayor volumen), el 93% de las importaciones de gasolina y el 100% de las importaciones de GLP por vía marítima, provinieron de este mercado en 2017. La

importación de kerosén provino también mayoritariamente del mercado USG, que aportó 53% del total.

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

Cuadro N° 1.1 Exportación Neta Mercados: EEUU y Europa

<u>Origen / Mercado</u>	<u>Gasolina</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diesel</u>	<u>P.Comb.</u>	<u>GLP</u>
EEUU – USG	38924	8536	60476	9733	47407
EEUU – NY	---	---	---	---	933
Europa – NWE	39786	5002	16138	---	---

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, USA, y United Nations Statistical Division, Energy Statistics Database, Europa
 Cifras del diesel corresponden a ULS Diesel de 10 – 14 ppm de azufre
 Cifras de gas licuado de petróleo corresponden a propano
 Cifras de 2017 USA, Cifras de 2016 Europa - Volumen en 1000 m3

De acuerdo a lo anterior se concluyó que debido a la condición deficitaria del mercado de la Costa Atlántica (NY), 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.

En este informe se revisó los mercados relevantes en Estados Unidos (EEUU) y Europa para el suministro a Chile de gasolina, kerosén y petróleo diesel; 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 petróleo combustible y el gas licuado de petróleo provenientes del mercado de la Costa del Golfo de EEUU. Como resultado se ajustaron algunos parámetros del flete para ambos productos y se actualizó el modelo de cálculo aplicar para el GLP.

En general se observó que en un mismo mercado se informan precios para la gasolina con distinto octanaje y distinta presión de vapor. En el caso del diesel se observó que en un mismo mercado solo se informan precios con distinto contenido de azufre.

En los cuadros N° 1.2 y 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 de la costa del Golfo (USG) y en la costa Atlántica (NY).

En el cuadro N° 1.4 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 el mercado de la costa norte de Europa (NWE).

Cuadro N° 1.2 Corrección Indicadores Precio FOB USG

<u>Origen</u>	EEUU - USG					
	Gasolina	Gasolina	Kerosén	Diesel	P.Comb.	G L P
Indicador	87 M	93 V	Jet 54	ULS Diesel	Res.F.O. 3%	Propane
	FOB USG	FOB USG	FOB USG	FOB USG	FOB USG	FOB USG
Calidad	87 (R+M)/2 80 ppm S	93 (R+M)/2 80 ppm S	Grado 54	11 ppm S 40 cetano	3% S	Propano 0.5077 SG
Grav.Esp.	0.731	0.731	0.800	0.840	0.9986	0.5077
<u>Corrección</u>						
Azufre	NO	NO	SI	NO	NO	NO
Octano	SI	SI				
R V P	SI	SI				
Cetano				SI		
Arbitraje						NO

Cuadro N° 1.3 Corrección Indicadores Precio FOB NY

<u>Origen</u>	EEUU - N. York			
	Gasolina	Gasolina	Kerosén	Diesel
Indicador	87 M	93 V	Jet 54	ULS Diesel
	FOB NY	FOB NY	FOB NY	FOB NY
Calidad	87 (R+M)/2 80 ppm S	93 (R+M)/2 80 ppm S	Grado 54	11 ppm S 40 cetano
Grav.Esp.	0.731	0.731	0.800	0.840

Corrección

Azufre	NO	NO	SI	NO
Octano	SI			
R V P	SI			
Cetano				SI

Cuadro N° 1.4 Corrección Indicadores Precio FOB NWE

<u>Origen</u>	NWE – Rotterdam			
	Gasolina	Gasolina	Kerosén	Diesel
Indicador	Mogas 91R	Mogas 95R	JET	Diesel French
	FOB NWE	FOB NWE	FOB NWE	FOB NWE
Calidad	91 oct.Ron 10 ppm S	95 oct.Ron 10 ppm S	DEFSTAN 91/91	10 ppm S 51 cet
Grav.Esp.	0,745	0,755	0,800	0,845

Corrección

Azufre	NO	NO	SI	NO
Octano	SI	SI		
R V P	SI	SI		
Cetano				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 diesel 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 diesel, se revisó y actualizó la corrección por número Cetano para el diesel de EEUU, mientras que, con la nueva especificación de 15 ppm de azufre a nivel nacional, la diferencia con los marcadores de EEUU 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 diesel como 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.

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 ahora agregar un descuento por “efecto RINs” a los precios de diesel y gasolina informados en el mercado USG, descuento que se origina en el ahorro para los refinadores de EEUU al estar exentos los volúmenes exportados del cálculo de la obligación de mezclar biocombustibles en la gasolina y diesel vendidos en EEUU, 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 EEUU 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 EEUU, se analizaron las tarifas de flete para combustibles limpios desde USGC a Chile para naves de 38 mil ton informadas por Argus. Estos fletes los informa en base “suma alzada” (lumpsum) y corresponden a la información de transacciones de mercado que Argus obtiene de 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. A diferencia del nivel de actividad de estas rutas en el 2013, del análisis se concluyó que en la actualidad éstas han alcanzado un suficiente nivel de liquidez para que las tarifas informadas sean representativas de la actividad del mercado.

Estas tarifas reflejan el nivel efectivo de los 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 SCG Consultoría

lo recomienda. [REDACTED] 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 EEUU 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° 1.5 siguiente.

Cuadro N° 1.5 Rutas para Fletes a Chile

<u>Origen</u>	USGC	USGC	N.W.E.
Ruta Argus	USGC-Chile	Carib-USGC	UKC-USAC
Producto	Clean	Dirty	Clean
Tamaño Nave	38 kt	50 kt	37 kt
Puerto Carga	USGC	Corp.Christi	Rotterdam
Base Lumpsum	US \$	--	--
Base WS (US\$/ton)	--	14,67	23,43

Posicionamiento %

Recargo

Flete bajo WS	--	128	95
Factor	--	1,15	1,15
Flete sobre WS	--	128	95
Factor	--	1,25	1,25

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 caso del petróleo diésel, el total importado el año pasado, 5.8 millones m3, [REDACTED].

En el capítulo 3 se analizan los mercados de EEUU y del norte de 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 EEUU (USG) 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 2 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, 5 y 6 del estudio 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 diesel, petróleo combustible y GLP desde los mercados de la costa del Golfo de EEUU (USG), desde la costa Atlántica (NY) y desde el Noroeste de Europa, Rotterdam (NWE).

En el capítulo 7 se hace un análisis del procedimiento de [REDACTED] 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 no hay grandes diferencias entre [REDACTED] el que usa la CNE, salvo el caso del kerosén doméstico respecto del premio por el contenido de azufre.

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] un competidor en el abastecimiento a los distribuidores de gas licuado.

En el capítulo 10 se hace un análisis comparativo de los precios de paridad calculados por la CNE con los precios efectivos de las importaciones de diesel y de gas licuado de 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 pequeñas diferencias al compararlos con los precios efectivos pagados por las importaciones de estos productos, según las cifras de la Dirección Nacional de Aduana.

Finalmente en el capítulo 11 se hace un análisis del impacto que podría tener la ampliación del Canal de Panamá en el abastecimiento de combustibles desde la Costa del Golfo de EEUU. Se mencionan los cambios necesarios en la logística de los terminales de recepción y en la capacidad de almacenamiento de estos, que habría que hacer para poder aprovechar el mayor tamaño de las naves petroleras que traerían las importaciones desde ese origen.

En el caso del gas licuado se observa que desde el año pasado, [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

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 EEUU 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 3 mercados (USG, NY 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 de cetano, de manera de reflejar la diferencia de calidad de estos indicadores respecto a la calidad de los combustibles en Chile.
- 4.- Las rutas de los tráficos analizados que usa la CNE para estimar el flete a Chile desde los 3 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 EEUU 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 EEUU (USG), por lo que no se recomienda usar este mercado para determinar precios FOB ni precios de paridad.

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 mínimas desviaciones las tendencias observadas en los precios efectivos pagados por las importaciones de estos productos, según las cifras de la Dirección Nacional de Aduana. A pesar de seguir fielmente las tendencias, en general los precios efectivos de importación son algo menores que los de paridad calculados, lo que se debería a las eficiencias operativas que se producen al importar bajo modalidad de contratos, las cuales no se presentan en la modalidad ocasional que es lo que se modela con la paridad de importación.

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 a lo menos cada dos años. 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 indica el detalle del origen que han tenido las importaciones de gasolinas, kerosén, diesel, petróleo combustible y gas licuado de petróleo en los últimos 5 años en Chile, para el período 2013 a 2017. Se indica 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 indica el detalle del origen de las importaciones de gasolinas. Se puede apreciar que el volumen anual importado de gasolinas en el periodo ha aumentado desde el nivel de 600 mil m3 a 700 mil m3.

En el cuadro se observa además que en el período analizado, las gasolinas importadas desde Estados Unidos han aumentado su participación desde un 50% hasta prácticamente la totalidad del volumen importado. Esto se debe principalmente a que cumplen con los requerimientos de calidad de las gasolinas en Chile, disponibilidad de grandes volúmenes para exportación y arbitrajes de precios favorables respecto a otros orígenes. En los últimos cinco años, la totalidad de la gasolina importada ha provenido de Estados Unidos, salvo algunos cargamentos ocasionales provenientes de Europa.

Cuadro N° 2.1 Origen Importaciones Gasolinas - Chile

	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>
Finlandia	--	50	--	--	--
Holanda	--	104	--	--	52
España	50	--	--	--	--
Holanda	263	--	--	--	--
Golfo EEUU	<u>298</u>	<u>445</u>	<u>711</u>	<u>554</u>	<u>658</u>
Total	611	599	711	554	710

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana
Volumen en 1000 m3

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

Cuadro N° 2.2 Importaciones Gasolinas - Chile

<u>Producto</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>
Gasolina 93 oct	427	590	711	496	694
Gasolina 97 oct	<u>184</u>	<u>9</u>	<u>--</u>	<u>58</u>	<u>16</u>
Total	611	599	711	554	710

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana
Volumen en 1000 m3

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

En general las importaciones de gasolina las realiza mayoritariamente ENAP ya que de esta forma puede ajustar mejor su balance de octanaje, considerando la demanda nacional y las exportaciones de los excedentes de gasolina de bajo octanaje que ha realizado esporádicamente.

Las importaciones de gasolinas por parte de las compañías distribuidoras se han efectuado solamente cuando los arbitrajes de precios se vuelven atractivos, ya que la producción de [REDACTED] demanda nacional.

Cuadro N° 2.3 Importadores de Gasolinas - Chile

<u>Importador</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>
[REDACTED]	609	599	711	554	407
[REDACTED]	2	--	--	--	303
[REDACTED]	--	--	--	--	--
[REDACTED]	--	--	--	--	--
Total	611	599	711	554	710

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana
Volumen en 1000 m3

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

Hasta el año 2009 ENAP tuvo un contrato con EXXON para la exportación de gasolinas para el abastecimiento de algunos países de Centro América, por un volumen entre 600 y 800 mil m3 anuales. Hasta el año 2013 ENAP mantuvo una participación del 49% de la distribuidora de combustibles PRIMAX en Perú, la cual había comprado el 2004.

A este último destino ENAP exportaba sus excedentes de gasolina que se producían a partir del balance de octanaje de sus refinerías.

En la actualidad ENAP ha logrado ajustar su balance solamente con importaciones regulares de gasolina de 93 octanos. En esta condición, ENAP ha mantenido una participación de mercado en el rango de 85 a 90% de la demanda de gasolinas del país.

Cuadro N° 2.4 Destino Producción Gasolinas ENAP

	2013	2014	2015	2016	2017
Producción	3440	3528	3907	3954	4084
Exportación	218	58	--	--	--
Venta Nacional	3222	3470	3907	3954	4084
Consumo Nacional	4024	4039	4320	4562	4672
Participación %	80	86	90	87	87

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Memorias de ENAP
Volumen en 1000 m3

2.2.- Origen de las Importaciones de Kerosén

El kerosén se ha importado regularmente y siempre de calidad kerosén de aviación. Las importaciones en prácticamente todos los casos han sido efectuadas por ENAP con el objeto de ajustar su balance de productos intermedios.

En general la importación de kerosén se ha venido incrementando, debido a que ENAP ha tratado de producir más petróleo diesel por ser un producto de mayor valor y para suplir en parte la creciente demanda de diésel. Por ello la producción total de kerosén en las refinerías de ENAP se ha mantenido entre 800 y 900 mil m3 en el periodo de análisis.

Cuadro N° 2.5 Origen Importaciones Kerosén - Chile

	2013	2014	2015	2016	2017
EEUU	208	244	282	428	449
Japón	96	226	135	--	199
Corea	<u>211</u>	<u>--</u>	<u>118</u>	<u>233</u>	<u>200</u>
Total	515	470	535	661	848

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana
Volumen en 1000 m3

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, estas provienen en proporción similar desde EEUU y desde el lejano oriente, Japón y Corea. Este último mercado se ha vuelto apropiado para el abastecimiento debido a especificaciones del combustible adecuadas y porque se han producido arbitrajes de precio convenientes.

En los últimos años la producción de kerosén de aviación en EEUU ha crecido en menor magnitud que el consumo por lo que las importaciones han crecido significativamente, y este suministro ha venido en mayor proporción desde Japón y Corea.

Las importaciones de kerosén de aviación a la Costa Oeste de EEUU (mercado de California), se han incrementado notablemente por las condiciones antes indicadas. Las provenientes de Corea alcanzaron un nivel de 3.7 millones de m3 en 2017, un 130% mayor que el volumen importado en 2013 y en el caso de Japón, el volumen del año pasado fue de 1.0 millón de m3 que es un 215% mayor que el importado en 2013.

Cuadro N° 2.6 Importadores de Kerosén - Chile

Importador	2013	2014	2015	2016	2017
[Redacted]	--	--	70	115	153
[Redacted]	515	470	465	546	695
[Redacted]	--	--	--	--	--
[Redacted]	--	--	--	--	--
Total	515	470	535	661	848

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana
Volumen en 1000 m3

[Redacted text block]

A diferencia de los otros combustibles, ENAP no exporta kerosén y solamente se importan los déficits que se producen por la diferencia entre la demanda nacional y la producción de ENAP, la cual en 2017 alcanzó al 56% del consumo nacional.

2.3.- Origen de las Importaciones de Petróleo Diesel

El petróleo diesel es el combustible que se importa en mayor proporción respecto a la demanda nacional, ya que ENAP cada año tiene menor participación en el abastecimiento del consumo de este producto. En el año 2016, las importaciones de diesel alcanzaron al 61% del total de consumo nacional.

En el cuadro N° 2.7 se indica el detalle del origen y volúmenes importados de petróleo diésel para el periodo de 2013 a 2017. Se observa que el origen principal del diesel ha sido de EEUU, el cual ha mantenido una participación relevante entre 90% y 100% durante el periodo en análisis. En los últimos tres años las importaciones desde Corea y Japón han alcanzado una participación en torno al 10% ya que se han producido arbitrajes favorables que han vuelto atractivos volúmenes desde esos orígenes. Esto se ha debido a mayores disponibilidades de volúmenes para exportación en el lejano oriente ya que han disminuido notablemente las importaciones de petróleo diésel en la costa oeste de EEUU (USWC) desde ese origen.

En los últimos años la producción de petróleo diesel en EEUU ha crecido en gran magnitud debido a la mayor disponibilidad de petróleo de producción nacional proveniente de los yacimientos de esquisto (shale oil) que es más liviano que el petróleo que antes importaba EEUU. En el mercado de la Costa del Golfo (USGC) las exportaciones de petróleo diésel de muy bajo contenido de azufre (menos de 15 ppm) en los últimos 5 años han crecido 44% alcanzando un volumen de 60 millones de m3.

Cuadro N° 2.7 Origen Importaciones Diesel - Chile

	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>
EEUU	5067	5124	5015	5315	5270
Corea	--	35	50	101	101
Japón	--	<u>91</u>	<u>630</u>	<u>604</u>	<u>417</u>
Total	5067	5250	5695	6020	5788

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana
Volumen en 1000 m3

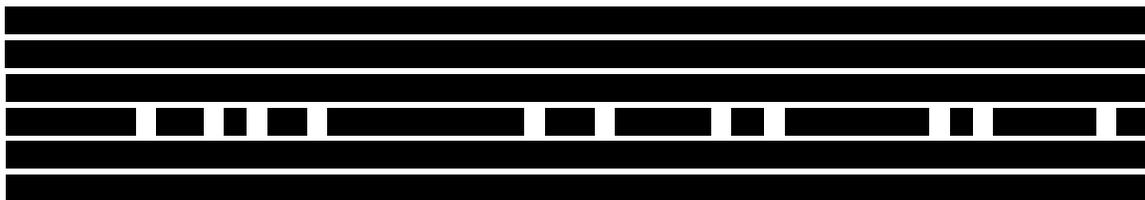
En el cuadro N° 2.8 se detallan las compañías importadoras de petróleo diesel en el periodo en análisis. [REDACTED]

[REDACTED]

Cuadro N° 2.8 Importadores Petróleo Diesel - Chile

	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>
[REDACTED]	1088	666	814	999	1434
[REDACTED]	3279	3501	4034	3875	3406
[REDACTED]	207	285	637	991	712
[REDACTED]	<u>493</u>	<u>798</u>	<u>210</u>	<u>155</u>	<u>236</u>
Total	5067	5250	5695	6020	5788

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana
 Importaciones 2013 - ENEX fue ESSO y PETROBRAS fue SHELL
 Volumen en 1000 m3



En el cuadro N° 2.9 siguiente se detalla la distribución de la producción de las refinerías de ENAP y su participación en la demanda del mercado nacional de petróleo diesel en el periodo en análisis.

La participación de la producción de ENAP en el mercado nacional de petróleo diesel se ha mantenido entre 35% y 40% con clara tendencia a la baja, la cual es la menor participación de todos los combustibles que comercializa ENAP. Sin embargo la tendencia es que las importaciones de petróleo diésel continúen subiendo y la participación de ENAP siga bajando, ya que ENAP no tiene contemplada una ampliación de su capacidad de producción, la cual disminuiría la brecha entre la demanda y la producción nacional.

Cuadro N° 2.9 Destino Producción Petróleo Diesel ENAP

	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>
Producción	3653	3781	3609	3460	3658
Exportación	410	24	--	10	9
Venta Nacional	3243	3757	3609	3450	3649
Consumo Nacional	9183	9062	9616	9846	9764
Participación %	35	41	38	35	37

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Memorias de ENAP
 Volumen en 1000 m3

Este deterioro en la participación se ha debido a la mayor dificultad que ha venido experimentando ENAP para cumplir con los volúmenes y las especificaciones de calidad del mercado local con una canasta de crudos que en los últimos años ha tenido una mayor participación de crudos más pesados. En el periodo en análisis las exportaciones de ENAP de los excedentes de diesel de menor calidad que la requerida en el mercado nacional, han además disminuido desde el nivel de 400 mil m3 en 2013.

Como consecuencia de la aplicación de la política de tratados de libre comercio que Chile ha desarrollado en los últimos 20 años, ENAP tuvo que dejar de refinar crudos provenientes de África Occidental, ya que las importaciones de estos países siguen gravadas con el 6% de derechos de aduana. Es por ello que progresivamente desde 2009 ENAP comenzó a refinar principalmente crudos provenientes de Sudamérica, por los cuales no paga el 6% de derecho de aduana. En la actualidad la totalidad de los crudos importados refinados por ENAP provienen de Sudamérica.

Esta condición de abastecimiento de crudos restringe a ENAP su capacidad de producción de petróleo diésel, ya que los crudos más apropiados a la configuración de las plantas de refinación de ENAP, son los crudos de África Occidental y el crudo argentino que se recibía en la refinería de Petrox a través del Oleoducto Transandino. Estos crudos tienen un mayor contenido de productos intermedios, entre los cuales están el kerosén y el petróleo diésel.

En el año 2003, con ENAP refinando crudos de África Occidental y de Argentina por el oleoducto, la producción de petróleo diésel de ENAP fue de 4,7 millones de m3. El suministro de crudo por el oleoducto fue hasta el 2005 y en el año 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 son entre 27% y 36% mayores que la producción alcanzada en 2016 refinando crudos de Sudamérica.

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 de venta de rancho para naves (combustible bunker) en la zona central de Chile, Valparaíso y San Antonio.

Cuadro N° 2.10 Origen Importaciones Petróleo Combustible

	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>
Perú	44	--	--	--	--
EEUU	51	--	--	--	--
Total	95	--	--	--	--

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana
Volumen en 1000 m3

En el cuadro N° 2.10 se indica el detalle del origen de las importaciones de petróleo combustible para el periodo de 2013 a 2017. En el periodo en análisis se puede apreciar que solo hubo importaciones de volúmenes ocasionales hasta el año 2013, provenientes de EEUU y Perú. Desde entonces no se registran importaciones y todo el mercado se ha abastecido con producción de ENAP.

[Redacted Table Content]

Cuadro N° 2.11 Importadores de Petróleo Combustible

	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>
[Redacted]	--	--	--	--	--
[Redacted]	44	--	--	--	--
[Redacted]	51	--	--	--	--
Total	95	--	--	--	--

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana
Volumen en 1000 m3

En el cuadro N° 2.12 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 la demanda nacional de petróleo combustible ha mantenido una tendencia a la baja, con un 22% 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 solamente en un 11%, pese a la operación de la planta de Coker, por lo que ENAP debe exportar los excedentes.

Cuadro N° 2.12 Destino Producción P. Combustible ENAP

	2013	2014	2015	2016	2017
Producción	1388	1307	1318	1284	1231
Exportación	228	214	273	343	305
Venta Nacional	1160	1093	1045	941	926
Consumo Nacional	1174	1070	1045	909	916
Participación %	99	100	100	100	100

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Memorias de ENAP
Volumen en 1000 m3.

Esta planta entro en operación en ENAP Aconcagua en el año 2008 con el objeto de disminuir la producción de petróleo combustible y consiste en un proceso de coquización retardada mediante el cual las fracciones pesadas del proceso de refinación se transforman en productos más livianos como la gasolina y el petróleo diésel.

Esta condición de producir mayor volumen que el requerido por el mercado nacional, se debe a que los crudos refinados de América del Sur en el periodo, se volvieron más pesados al dejar de importar crudos más livianos desde África Occidental, debido a que desde ese origen se debe pagar el arancel aduanero del 6% pues Chile no tiene convenios de libre comercio con los países de África.

La generación de estos excedentes le produce además un perjuicio económico a ENAP pues los excedentes de petróleo combustible debe exportarlos al mercado de América Central o a la Costa Oeste de EEUU (USWC) con un descuento en el precio FOB Quintero que representa el costo del flete hasta el mercado de destino.

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

El mercado de gas licuado en Chile es deficitario por lo que deben hacerse importaciones regulares del producto, las cuales se realizan por vía terrestre desde Argentina y por vía marítima principalmente desde EEUU hasta los terminales de Quintero y San Vicente.

En el cuadro 2.13 se indica el origen de las importaciones de gas licuado para el periodo de 2013 a 2017. Se observa que EEUU es el principal origen de las importaciones las cuales se realizan por vía marítima.

Las importaciones provenientes de Argentina se hacen principalmente por vía terrestre con camiones de 17 a 23 ton de capacidad, y por poliducto en la zona de Magallanes. El resto de las importaciones desde Argentina y de otros orígenes se hace por vía marítima.

Cuadro N° 2.13
Origen Importaciones GLP - Chile

	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>
Argentina	355	260	266	217	314
Perú	13	33	30	--	--
EEUU	677	678	671	790	868
Trinidad	--	--	11	--	--
Noruega	--	--	--	46	--
Total	1045	971	978	1053	1182

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana
Volumen en 1000 ton

Las importaciones provenientes de EEUU se han incrementado en los últimos dos años debido a la mayor disponibilidad de gas licuado para exportación en el mercado de la costa del Golfo de EEUU. Estos mayores excedentes se han producido debido a la mayor producción de gas natural proveniente de la extracción del shale gas (yacimientos de esquisto).

El excedente de propano disponible para exportación en la costa del Golfo de EEUU (USGC) se incrementó un 188% entre el 2013 y 2017, desde 8.3 a 23.9 millones de toneladas anuales.

Se estima que esta condición de exportador de gas licuado de EEUU se mantendrá en los próximos años, soportada por una producción creciente de gas natural del shale gas. La importación de gas licuado desde la costa del Golfo de EEUU representó un 73% del total importado en Chile en 2017, pero solamente representa un 3.6% del total de gas licuado exportado desde la Costa del Golfo de EEUU.

En el cuadro N° 2.14 se detalla la distribución de las importaciones de gas licuado según el medio de transporte. Los volúmenes importados por poliducto los recibe ENAP en Magallanes.

Cuadro N° 2.14 Medio de Importación Gas Licuado - Chile

	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>
Marítima	714	734	740	836	868
Poliducto	100	--	--	--	80
Terrestre	<u>231</u>	<u>237</u>	<u>239</u>	<u>217</u>	<u>234</u>
Total	1045	971	978	1053	1182

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana
Volumen en 1000 ton

En el caso de las importaciones por vía terrestre por camión, estas 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 se han mantenido en torno a las 230 mil toneladas anuales.

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

Cuadro N° 2.15 Importadores de Gas Licuado – Vía Marítima

	2013	2014	2015	2016	2017
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
Total	714	734	740	836	868

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana
 Importaciones Lipigas 2016 y 2017 son de su filial Trading de Gas Spa.
 Volumen en 1000 ton

En el cuadro N° 2.16 se detallan los orígenes de las importaciones de gas licuado para el periodo analizado. Se observa que el abastecimiento se ha mantenido principalmente desde EEUU con algunos embarques ocasionales desde otros orígenes.

A partir de 2016 prácticamente la totalidad provino de EEUU, debido a la mayor disponibilidad de gas y a la ampliación del Canal de Panamá, que a partir de 2016 hizo posible el cruce de naves de mayor capacidad de transporte, las cuales antes tenían que transitar por el Estrecho de Magallanes.

Cuadro N° 2.16 Origen Importaciones vía Marítima GLP

	2013	2014	2015	2016	2017
Argentina	37	42	33	--	--
Perú	--	14	25	--	--
EEUU	677	678	671	790	868
Trinidad	--	--	11	--	--
Noruega	--	--	--	46	--
Total	714	734	740	836	868

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana
Volumen en 1000 ton

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 EEUU (USG) para la gasolina, kerosén y petróleo diesel. También monitorea los indicadores de precios para estos combustibles en el mercado New York de la Costa Atlántica de EEUU (USAC). La CNE hace además un seguimiento de las paridades de importación para estos combustibles desde los mercados del Noroeste de Europa - NWE (Rotterdam). Para los casos del petróleo combustible y gas licuado de petróleo, usa la información de precios del mercado USG.

Se revisó y analizó estos mercados de América del Norte y Europa, respecto del abastecimiento de estos combustibles. Para ello se tomaron en cuenta los aspectos de disponibilidad de producto para exportación en esos mercados en forma regular; indicadores de precio que posean liquidez, profundidad y transparencia; diferencias de especificaciones de calidad de los combustibles con relación a las normas chilenas 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 (15 ppm de azufre), el kerosén (100 ppm de azufre), el petróleo Diesel B-1 (15 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. Estos parámetros son los más apropiados, ya que corresponden a precios informados para los diversos mercados y que representan una gran liquidez, con 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 pasada, 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 que siguió usando Argus; y coincide además con el desarrollo de nuevos marcadores de precios por parte de Argus 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 un nuevo índice de precios de crudos “sour” del Golfo de México creado por Argus (Argus Sour Crude Index, ASCI) como referente para fijar sus precios de venta de petróleo crudo a EEUU, desestimando como referente el precio del West Texas Intermediate (WTI). 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 un tremendo avance en el uso de los precios de Argus en relación a 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 el nivel de precios. Hasta el año 2006, Platts y Argus usaban 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 mejor nivel de precios que reflejara esa actividad. En 1992 Platts modificó ese sistema y cambió la muestra de información a las transacciones registradas en una plataforma propia y durante una ventana de tiempo más estrecha, que incluyera 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 a esta modalidad, los precios que Platts informa para cada combustible y mercado son determinados en relación a los precios de transacciones registradas 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 EEUU es en torno a las 15:30 hr del Este y en Europa es a las 16:30 hr de Londres. Esta nueva modalidad, Platts la llamó “Al cierre del Mercado” (Market on Close, MOC), incluye 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 de las acciones se determina de manera similar en un periodo establecido al final del periodo de actividad de la bolsa de valores 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 antigua de estimación de precios de mercado, considerando los niveles de precio de todas las transacciones informadas durante la totalidad de la jornada del mercado.

Ajustes por diferencias de calidad

En este estudio se analizaron 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 la gasolina 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 (15 ppm de azufre) 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 que habían estado estables en rangos de precios que han sido sobrepasados con creces en los últimos años.

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 y se encuentran en algunos mercados solamente 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 diesel se observó que en un mismo mercado solamente se informan precios con distinto contenido de azufre. Es por ello que para el diesel 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 Diesel B-1 (15 ppm de azufre) en Chile. Para el caso del número Cetano tampoco se informan en un mismo mercado, cotizaciones de precio para distintos números Cetano. Por esto, se estableció un indicador fijo de corrección en relación al costo de agregar un aditivo que mejora el número Cetano.

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, puesto que podrían cometerse errores de orden de magnitud, debido a que ellos fueron determinados para niveles históricos de precios de los combustibles que habían estado estables en rangos de precios que han sido sobrepasados con creces en los últimos años.

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 este 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 el Golfo de EEUU (USG) y monitorea los precios de referencia en la Costa Atlántica de EEUU (precios N. York), usando las cotizaciones de precio de Argus. El otro mercado alternativo en EEUU para exportaciones por vía marítima es la Costa Oeste (USWC), con precios informados para Los Angeles, San Francisco y Portland (Oregon).

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 a 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 del Golfo de EEUU (USG) presenta excedentes de volúmenes para exportación de los cinco tipos de combustibles considerados.

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

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

De acuerdo a lo anterior, el mercado de la costa del Golfo de EEUU (USG) aparece como el más representativo entre las alternativas existentes como fuente de importación para los cinco tipos de combustible. En el capítulo 5 de este estudio se analiza el mercado de la Costa Atlántica de EEUU (USAC), concluyéndose de que se trata de un mercado muy deficitario, cuyo abastecimiento depende de las transferencias de combustibles desde el mercado de la Costa del Golfo, y por lo tanto no 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 EEUU (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 EEUU.

Se puede observar que el mercado que presenta el mejor saldo neto para exportación es el mercado USG con un total de 39 millones de m³, según cifras de 2017 de la Energy Information Administration (EIA). Las exportaciones de gasolina desde este mercado constituyen el 91% del total exportado por EEUU, cuyo balance total actual es de neto exportador de gasolinas.

Cuadro N° 3.1 Balance Imp. / Exp. Gasolina – EEUU

<u>Región</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Neto</u>
USG	189	39.113	38.924
USAC	1.481	485	---
USWC	194	3.410	3.216
Total	1.864	43.008	42.140

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, (EIA) EEUU
Cifras de 2017 - Volumen en 1000 m³

El principal destino del total de gasolina convencional exportada por EEUU es México con el 56% del total, con 24.4 millones de m³ en 2017 (52% en 2016). Una parte relevante se exporta desde la Costa del Golfo (USG) con destino al Caribe y Centro América, 7.9 millones de m³ en 2017 (18% del total de EEUU) y corresponde a gasolina de octanaje medio. Las exportaciones a Sudamérica también son importantes, destacando Brasil (1.9 millones de m³), Ecuador (1.5 millones m³), Colombia (1.4 millones de m³) y Perú (1 millón m³).

El mercado de la Costa Atlántica de EEUU (USAC) es un mercado marcadamente deficitario pues recibe además grandes volúmenes de gasolina por transferencias por vía marítima y por poliductos desde el mercado del Golfo de EEUU (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 1 millón de m³ en 2017 y 3 millones de m³ en 2016. Este saldo neto importador ha ido bajando, en relación a los muchos mayores saldos importadores observados a comienzos de la presente década, sobre los 4 millones de m³, evidencia de un mayor nivel de producción interna y de un mayor abastecimiento desde la Costa del Golfo

La gasolina del Golfo de EEUU cumple con las especificaciones de calidad del Colonial Pipeline, un poliducto que transporta combustibles limpios desde Texas hasta el Noreste de EEUU, 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 el mercado del Golfo de EEUU con un total de 8.5 millones de m³, según cifras de 2017. Las exportaciones de kerosén desde este mercado constituyen el 82% del total exportado por EEUU, cuyo balance total es de neto exportador de kerosén.

En 2017 los principales destinos del kerosén exportado por EEUU fueron México, con 2.3 millones de m³ (un 22 % del total), y Canadá, con 2.1 millones de m³ (un 21% del total).

Se observa además que el mercado de la Costa Atlántica de EEUU, no presenta saldos disponibles para exportación. Este mercado fue un importador neto con 3.6 millones de m³ en 2017. Esta condición de importador neto se ha mantenido en los últimos años.

Cuadro N° 3.2 Balance Imp. / Exp. Kerosén – EEUU

<u>Región</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Neto</u>
USG	20	8.556	8.536
USAC	3.836	187	---
USWC	<u>5.466</u>	<u>1.664</u>	<u>---</u>
Total	9.322	10.407	8.536

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, (EIA) EEUU
Cifras de 2017 - Volumen en 1000 m3

El mercado de la Costa Atlántica de EEUU es un mercado marcadamente deficitario pues recibe además grandes volúmenes de kerosén por transferencias por vía marítima y por poliductos desde el mercado del Golfo de EEUU (USG).

El kerosén del Golfo de EEUU 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 Diesel

Para el caso del petróleo diesel, 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 2017. Se han incluido los volúmenes de diesel 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 del Golfo de EEUU (USG) y de la Costa Oeste (USWC) presentan un saldo neto para exportación para diesel de menos de 15 ppm de azufre. El mercado USG, con un saldo neto exportador de 60.5 millones de m3, acumula un 95% del total de saldo exportador de los tres mercados considerados.

De los 5.3 millones de m3 de petróleo diesel de esta calidad que se exportaron a Chile en 2017, 4.1 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 EEUU presenta un saldo neto importador con 1.5 millones m3. El mercado USAC recibe un 87% del total de las importaciones de esta calidad de diesel a los tres mercados considerados. Este mercado neto importador recibe además grandes volúmenes de diesel por transferencia por vía marítima y por poliductos desde el mercado de la Costa del Golfo de EEUU (USG).

Cuadro N° 3.3 Balance Imp. / Exp. Pet. Diesel – EEUU

<u>Región</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Neto</u>
<u>Diesel < 15 ppm S</u>			
USG	--	60.476	60.476
USAC	4.886	3.399	---
USWC	689	3.840	3.151
Total	5.575	67.715	63.627
<u>Diesel 15 < < 500 ppm S</u>			
USG	--	5.547	5.547
USAC	121	556	435
USWC	--	437	437
Total	121	6.540	6.419
<u>Diesel > 500 ppm S</u>			
USG	713	3.384	2.671
USAC	1.992	16	---
USWC	16	1.784	1.768
Total	2.721	5.184	4.439

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, (EIA) EEUU
Cifras de 2017 - Volumen en 1000 m3

La exportación de petróleo diesel de menos de 15 ppm de azufre constituye el 85% del total exportado por EEUU, cuyo balance total es de neto exportador de petróleo diesel.

Para diesel de calidad entre 15 y 500 ppm de azufre, los tres mercados presentan excedentes para exportación, siendo el mercado de la Costa del Golfo de EEUU (USG) el mayor con 5.5 millones de m3.

El mercado del Golfo de EEUU también presenta el mayor excedente para exportación de diesel con más de 500 ppm de azufre, 2.7 millones de m3 en 2017.

En 2017, los principales destinos del petróleo diesel de menos de 15 ppm de azufre exportado por EEUU fueron: México con un 21% del total, con 14.1 millones de m3; Brasil con un 17%, con 11,2 millones de m3; Chile con un 8%, con 5.6 millones de m3; y Holanda con un 7%, con 4.6 millones de m3.

El mercado de la Costa Atlántica de EEUU presenta un excedente para exportación de 0.4 millones de m3 de diesel con 15 a 500 ppm de azufre, pero esta calidad no cumple con la requerida en Chile que es similar, en cuanto al contenido máximo de azufre, a la especificación de calidad del Colonial Pipeline para el ULSD (11 ppm).

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 2017. 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%.

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

<u>Región</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Net</u>
<u>P.Comb. < 0.3% S</u>			
USG	462	--	--
USAC	192	--	--
USWC	--	--	--
Total	654	--	--
<u>P.Comb. 0.3% > < 1.0% S</u>			
USG	253	--	--
USAC	581	--	--
USWC	239	--	--
Total	1.073	--	--
<u>P.Comb. > 1.0% S</u>			
USG	3.120	12.853	9.733
USAC	3.581	2.480	--
USWC	2.324	1.042	--
Total	9.025	16.375	9.733

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, (EIA) EEUU
Cifras de 2017 - Volumen en 1000 m3

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 del Golfo de EEUU (USG) presenta un excedente para exportación de 9.7 millones de m3 de calidad mayor a 1.0% de azufre. El mercado de la Costa Atlántica de EEUU no presenta saldo neto exportable para ninguna de las tres calidades.

3.1.5 Gas Licuado de Petróleo

Para el caso del gas licuado de petróleo (GLP), en el Cuadro N° 3.5 se indica el balance de importación y exportación para cada uno de los tres mercados considerados en Norte América según las cifras de 2017. Se han incluido los volúmenes de GLP distribuidos

según se trata de propano o de butano. Esta desagregación es importante 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 EEUU (USG) no registra importaciones y que presenta un saldo neto para exportación de 47.4 millones de m³, que equivale al 98% del total de las exportaciones netas por EEUU. Durante 2017 los principales destinos de exportación fueron en millones de m³, Japón 11.9, México 7.7, China 7.2, Sur Corea 4.1, Brasil 2.9 y Holanda 2.2.

Del mercado de la Costa del Golfo provino prácticamente la totalidad del propano importado por mar a Chile, 683 mil ton en 2017.

Durante 2017, el mercado de la Costa Atlántica de EEUU (USAC) registra un saldo exportable neto de 0.9 millones de m³, mientras que el mercado de la Costa Oeste de EEUU (USWC) presenta un saldo exportable neto de menos de 0,2 millones de m³.

En el caso del butano se aprecian saldos exportables netos en los tres mercados, con un gran volumen en el caso de la Costa del Golfo (6.4 millones de m³) y volúmenes pequeños en la Costa Oeste y Costa Atlántica de EEUU.

Cuadro N° 3.5 Balance Import. / Export. GLP – EEUU

<u>Región</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Neto</u>
<u>Propano</u>			
USG	2	47.409	47.407
USAC	1.977	2.910	933
USWC	1.614	1.767	153
Total	3.593	52.086	48.493
<u>Butano</u>			
USG	--	6.362	6.362
USAC	97	256	159
USWC	398	618	220
Total	495	7.236	6.741

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, (EIA) EEUU
Cifras de 2017 - Volumen en 1000 m³

3.2.- Origen desde Europa

Para el caso de Europa, la CNE solamente usa este mercado para monitorear el cálculo de los precios de paridad de la gasolina, kerosén y petróleo diesel. Los dos mercados más relevantes en Europa son el del Noroeste de Europa - NWE (Rotterdam) y el del Mediterráneo – MED (Italia). La CNE usa indicadores del mercado NWE (Rotterdam).

A continuación, se revisa y analiza si el mercado de NWE (Rotterdam) sigue siendo el más representativo entre las alternativas existentes como fuente de importación para los tres tipos de combustible, considerando la calidad y disponibilidad de producto de acuerdo a los balances de importación y exportación de ambos mercados. Se incluye además en el análisis el balance del gas licuado de petróleo (GLP) en ambos mercados.

3.2.1 Gasolina

Para el caso de la gasolina, en el Cuadro N° 3.6, 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) con cifras de 2016 informadas en la Energy Statistics Database de las Naciones Unidas, es de 39,8 millones de m3 por año, que es mayor que aquel disponible en el mercado MED (Italia), de 19.7 millones de m3 anuales. Si bien todos los países en dicho cuadro presentan importantes excedentes exportables, los que registran mayores volúmenes netos para exportación son Holanda 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.Net</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Net</u>
Alemania	1993	6710	4717			
Bélgica	2517	7211	5054			
Finlandia	789	3972	3183			
Francia	1359	5958	4599			
Holanda	13409	26207	12798			
Reino Unido	5347	14782	9435			
Italia				466	10794	10328
España				212	5823	5611
Grecia				742	4514	3772
Total	25054	64840	39786	1420	21131	19711

Fuente : Elaborado por SCG Consultoría con datos de United Nations Statistical Division, Energy Statistics Database. Cifras de 2016 - 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 puede observar en el Cuadro N° 3.7 que el mercado NWE como un todo es excedentario mientras que el mercado MED como un todo es deficitario. Se presenta además el balance de importación y exportación en cada mercado para aquellos países que presentan saldos netos para exportación según cifras de 2016.

Se puede observar que el saldo neto para exportación en el mercado NWE (Rotterdam) de 5.0 millones de m³ por año, equivale a casi cuatro veces a aquel disponible en el mercado MED (Italia), de 1.3 millones de m³ anuales. Los países con volúmenes significativos para exportación son Holanda y Bélgica 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.Net</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Net</u>
Alemania	6269	1085	--			
Bélgica	613	980	367			
Finlandia	378	1	--			
Francia	5332	1299	--			
Holanda	5588	10223	4635			
Reino Unido	10996	1539	--			
Italia				2465	79	--
España				2742	776	--
Grecia				206	1541	1335
Total	29146	15127	5002	5413	2396	1335

Fuente : Elaborado por SCG Consultoría con datos de United Nations Statistical Division, Energy Statistics Database. Cifras de 2016 - Volumen en 1000 m³

3.2.3 Petróleo Diesel

Para el caso del diesel, 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 16,1 millones de m³ por año, es similar a aquel disponible en el mercado MED (Italia), de 14.1 millones de m³ anuales. Pero mientras el mercado NWE como un todo es deficitario en diesel, el mercado MED como un todo es excedentario.

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

El petróleo diesel 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.

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

<u>País</u>	NWE (Rotterdam)			MED (Italy)		
	Import	Export	Exp.Neto	Import	Export	Exp.Neto
Alemania	22819	11263	--			
Bélgica	13248	13700	452			
Finlandia	2279	4524	2245			
Francia	25559	2359	--			
Holanda	22361	35802	13441			
Reino Unido	18854	5821	--			
Italia				5641	11173	5532
España				5622	6791	1169
Grecia				1346	8738	7392
Total	105120	73469	16138	12609	26702	14093

Fuente : Elaborado por SCG Consultoría con datos nde
United Nations Statistical Division, Energy Statistics Database
Cifras de 2016 - Volumen en 1000 m³

3.2.4 Gas Licuado de Petróleo

Para el caso del gas licuado de petróleo (GLP), 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 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 0.2 millones de 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° 3.9 Balance Import. / Export. GLP - Europa

País	NWE (Rotterdam)			MED (Italy)		
	Import	Export	Exp.Net	Import	Export	Exp.Net
Alemania	787	179	--			
Bélgica	2276	846	--			
Finlandia	232	10	--			
Francia	2995	1150	--			
Holanda	4503	1971	--			
Reino Unido	1081	923	--			
Italia				2327	312	--
España				1443	462	--
Grecia				31	252	221
Total	11874	5079	--	3801	1026	221

Fuente : Elaborado por SCG Consultoría con datos de
United Nations Statistical Division, Energy Statistics Database
Cifras de 2016 - Volumen en 1000 ton

4.- Análisis y Revisión de los Parámetros del Cálculo de la Paridad desde el Mercado del Golfo de EEUU (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 el Golfo de EEUU, de las gasolinas, kerosén, petróleo diesel, 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 de la publicación ARGUS, correspondientes a los valores “US Gulf Coast waterborne (USG wb)” informados para el Golfo de EEUU, para las gasolinas, kerosén, petróleo diesel 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, kerosene y diesel, no corresponden a cotizaciones de precio para cargamentos por vía marítima, como en el caso de los precios informados por Platts.

Argus calcula los precios para entrega en condición “waterborne” como los precios informados **para** las entregas por el poliducto Colonial Pipeline, más un recargo fijo de [REDACTED]. El valor de este recargo lo actualiza anualmente.

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 el Golfo EEUU. 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 a 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.

Las especificaciones de las gasolinas, kero jet y diesel publicados por Argus y Platts corresponden a las especificaciones del poliducto Colonial Pipeline

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.

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

	<u>Gasolinas</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diesel</u>	<u>Pet.Comb.</u>	<u>G L P .</u>
Origen	USG wb	USG wb	USG wb	USG wb	M.Belvieu
Indicador	a) 87 M b) 93 V	Jet 54	ULS Diesel	Res FO 3% S	Propane Enterprise
Calidad	a) 87 oct med b) 93 oct med 80 ppm S	Grade 54 0.3 % S	11 ppm S 40 Cetano	3.0 % S	Propano 90% min
<u>Corrección</u>					
Azufre	SÍ	SÍ	NO	NO	NO
Factor	1.0086	1.0341			
Octano	SÍ				
Factor	0.1667 93V-87M				
RVP	SÍ				
Factor	0.028 a) 87M - C4 b) 93V - C4				
Cetano			SÍ		
Adición			2.35 US\$ c/gal		
Arbitraje					NO

Desde Julio de 2013, cuando el procedimiento de cálculo de precios de paridad que aplica la CNE fue revisado y actualizado por SCG Consultoría, algunas de las especificaciones de los indicadores de precio que informa Platts y Argus han cambiado, al igual como han cambiado alguna de las especificaciones de calidad de algunos combustibles en Chile.

La CNE ha implementado los cambios en los indicadores FOB sugeridos en el informe de Julio 2013, salvo la inclusión del arbitraje en el caso del GLP, los que están reflejados en los indicadores mostrados en el cuadro N° 4.1 anterior.

En el cuadro N° 4.2 se muestran los cambios que SCG 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>Diesel</u>	<u>P.Combustible</u>	<u>G L P .</u>
Origen	USG wb	USG wb	USG wb	USG wb	M.Belvieu
Indicador	a) 87 M b) 93 V	Jet 54	ULS Diesel	Res FO 3% S	Propane Enterprise
Calidad	a) 87 oct med b) 93 oct med 80 ppm S	Grade 54 0.3 % S	11 ppm S 40 Cetano	3.0 % S	Propano 90%min
<u>Corrección</u>					
Azufre Factor	NO	SÍ 1.1672	NO	NO	NO
Octano Factor	SÍ 0.1667 93V-87M				
RVP Factor	SÍ 0.028 a) 87M – C4 b) 93V – C4				
Cetano Adición			SÍ 1.395 US\$ c/gal		
Arbitraje					NO
<u>Efecto RINs</u>					
Dcto. (sec. 4.1.4)	50% RVO		100% RVO		

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 diesel.

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 US Gulf Coast waterborne** informada por **Argus US Products**. Esta cotización diaria de precio corresponde a una gasolina de 87 octano mínimo, medidos 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 promedio 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 US Gulf Coast waterborne** informada por **Argus US Products**. Esta cotización diaria de precio corresponde a una gasolina de 93 octano mínimo, medidos 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 promedio 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 EEUU (EPA) autorizada por ley CAA (Clean Air Act) de EEUU, 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 (Clean Air Act) de EEUU, 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 a lo anterior, debe considerarse que las especificaciones efectivas para las gasolinas en el Golfo EEUU son estas 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 15 ppm máximo contenido de azufre.

Considerando que la especificación de benceno en EEUU 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, SCG Consultoría recomienda no incluir un ajuste por este concepto en el precio informado por Argus para las gasolinas 87 M y 93 V.

De igual forma, considerando que la especificación de contenido máximo de azufre en EEUU es levemente más restrictiva que la de Chile, pero requiere un cumplimiento solo como promedio, pudiendo entregarse partidas con hasta 80 ppm de azufre, SCG 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, SCG Consultoría recomienda continuar usando los indicadores de precio **87 M US Gulf Coast waterborne** y **93 V US Gulf Coast waterborne** informados por Argus, para representar los precios FOB de las gasolinas 93 octano y 97 octano, respectivamente, en la Costa del Golfo de EEUU, 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 US Gulf Coast waterborne** corresponde a una gasolina de 87 octanos promedio RON + MON, 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 87M, de 87 octano medio (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 medio) y 93 V (de 93 octano medio, 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 6.

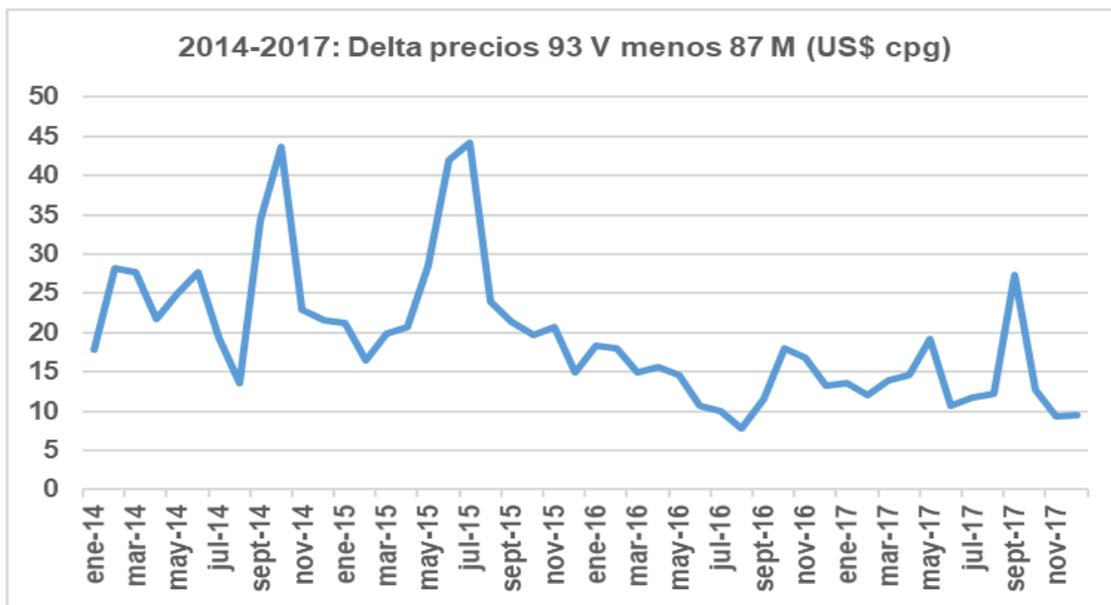
En la Figura N° 4.1 se muestra la evolución de los promedios mensuales de las diferencias de precio entre estas dos gasolinas para el periodo 2014-2017. Aunque en los dos últimos

años, la diferencia de precios se ha reducido en relación a 2014-2015, se observa que prácticamente en todo el período la diferencia ha superado los 10 US\$ cpg (el promedio 2014-2017 fue 19,5 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 medio (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. Si se usa un valor promedio en US\$ cpg, este presentará 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 medio (92 RON).

Figura N° 4.1 Diferencia Precio Gasolina USG 93 V y 87 M



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

SCG 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 USG, 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 US Gulf Coast waterborne**, se refiere a una gasolina de 93 octanos promedio RON + MON. Esta gasolina corresponde a 98 octanos RON equivalente, la cual excede en 1 octano la especificación chilena.

Aplicando el razonamiento antes expuesto para corregir por octanaje el indicador 87 M US Gilf Coast Waterborne para representar el precio FOB de la gasolina 93 RON, en este caso, SCG 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 USG**, 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 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 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 del Golfo de EEUU (USG) cumplen con las especificaciones de calidad del Colonial Pipeline, un poliducto de 8.900 km que transporta combustibles limpios desde Houston, Texas, a Nueva York en la Costa Atlántica de EEUU.

En relación a 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 - CAA) que estableció los límites de RVP para las diversas áreas geográficas de EEUU 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

Período			RVP Gasolina (psi)	
1 Enero	al	7 Febrero	13.5	15.0
8 Febrero	al	4 Marzo	13.5	
5 Marzo	al	14 Marzo	11.5	13.5
15 Marzo	al	24 Marzo	11.5	
25 Marzo	al	31 Marzo	9.0	11.5
1 Abril	al	3 Abril	9.0	11.5
4 Abril	al	31 Agosto	9.0	
1 Sept.	al	15 Sept.	9.0	
16 Sept.	al	20 Octubre	11.5	
21 Octubre	al	30 Octubre	11.5	13.5
31 Octubre	al	14 Nov.	13.5	
15 Nov.	al	31 Dic.	13.5	15.0
15 Nov.	al	31 Dic.	13.5	15.0

Fuente : Calendario Poliducto Colonial Pipeline 2018

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, 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, para lo cual en cada periodo se tomó el RVP del Colonial Pipeline más cercano al RVP de las gasolinas en Chile para ese periodo.

Se muestran 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.

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 16 de Septiembre y el 24 de Marzo del año siguiente.

Cuadro N° 4.4 Calendario RVP Gasolinas Colonial Pipeline y Chile

<u>Periodo</u>			RVP Gasolinas (psi)		
			<u>Col. Pipe</u>	<u>R. Met.</u>	<u>R.País</u>
1 Enero	al	4 Marzo	13.5	8.0	10.0
5 Marzo	al	24 Marzo	11.5	8.0	10.0
25 Marzo	al	31 Marzo	9.0	8.0	10.0
1 Abril	al	31 Agosto	9.0	10.0	10.0
1 Sept.	al	15 Sept.	9.0	8.0	10.0
16 Sept.	al	30 Octubre	11.5	8.0	10.0
31 Octubre	al	31 Dic.	13.5	8.0	10.0

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 este 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.

Cuadro N° 4.5 Diferencias RVP Gasolinas Colonial Pipeline y Chile

<u>Periodo</u>			RVP Gasolinas (psi)		
			<u>Col. Pipe</u>	<u>R. Met.</u>	<u>R.País</u>
1 Enero	al	4 Marzo	13.5	- 5.5	- 3.5
5 Marzo	al	24 Marzo	11.5	- 3.5	- 1.5
25 Marzo	al	31 Marzo	9.0	- 1.0	+1.0
1 Abril	al	31 Agosto	9.0	+1.0	+1.0
1 Sept.	al	15 Sept.	9.0	- 1.0	+1.0
16 Sept.	al	30 Oct.	11.5	- 3.5	- 1.5
31 Oct.	al	31 Dic.	13.5	- 5.5	- 3.5

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

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 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, 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 esta.

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:

$$\text{BIVP}(i) = \text{VP}(i)^{1,25}$$

Para el caso de la gasolina de 93 octano de calidad resto país en Chile, se tiene una diferencia en el valor del RVP con la gasolina 87 M USG wb 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, las refinerías 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 15.0 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 refinería 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 resto país. Los precios de las gasolinas 87 M USG wb y 93 V USG wb en ese periodo no contemplarán este ajuste de RVP. Por esto para el periodo desde el 16 Septiembre hasta el 24 Marzo, el ajuste será de 11.5 psi a 10.0 psi ya que la refinería 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 25 de Marzo al 15 de Septiembre, la refinería producirá gasolinas de 7.0 psi, 7.8 psi y 9.0 psi, de acuerdo a los diversos límites impuestos por la CAA. De acuerdo a esto, en el caso de un eventual embarque de gasolina de calidad resto país para Chile, la refinería 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 disminuirse de acuerdo a la cantidad de butano agregado a la gasolina, pero normalmente este beneficio (vender butano a precio de gasolina) que obtiene la refinería no es traspasado al precio.

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

Período	RVP Gasolinas (psi)		Dif RVP	% Butano agrega - retira
	Col. Pipe	R.País		
1 Enero al 4 Marzo	13.5	10.0	- 3.5	- 2.8
5 Marzo al 24 Marzo	11.5	10.0	- 1.5	- 2.8
25 Marzo al 31 Agosto	9.0	10.0	+1.0	+ 1.8
1 Sept. al 15 Sept.	9.0	10.0	+1.0	+ 1.8
16 Sept. al 30 Oct.	11.5	10.0	- 1.5	- 2.8
31 Oct. al 31 Dic.	13.5	10.0	- 3.5	- 2.8

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 gasolina 87 M USG wb y 93 V USG wb 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 USG wb** o gasolina **93 V USG wb** (según corresponda) y el precio del butano, correspondiente al precio del **“Normal Butane Enterprise”** (antes “Normal Butane Non LST”) informado para Mont Belvieu.

SCG 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 USG wb** de manera que represente el precio de la gasolina 93 RON con la presión de vapor requerida en Chile en el período del 16 de Septiembre al 24 de Marzo. De igual forma, SCG 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 USG wb** de manera que represente el precio de la gasolina 97 RON con la presión de vapor requerida en Chile en el período del 16 de Septiembre al 24 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.

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

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 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 informada por **Argus US Products**. Esta cotización diaria de precio corresponde a un kerosén de aviación de calidad grado 54 que cumple con la especificación DEFSTAN 91-91, con 108°F de punto de inflamación, con -40°F 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.

Estas cotizaciones de precio corresponden a la misma calidad establecida por el Colonial Pipeline para el Aviation Kerosene Grade 54.

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

Argus informa también la calidad Jet Kerosine 55 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.

La producción de este Kerosén 55 es muy reducida, apenas 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.

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

	2013	2014	2015	2016	2017
<u>Kero Jet 54</u>					
Producción	44688	44905	46678	49524	49811
Importación	20	35	0	0	20
Consumo	9002	10744	12337	12427	12398
Exportación	6567	6359	6956	7938	8556
<u>Kero 55</u>					
Producción	289	617	570	484	93
Importación	--	--	--	--	--
Consumo	15	107	35	62	--
Exportación	289	369	487	426	198

Fuente : Elaborado por SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, EEUU
Volumen en 1000 m3.

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 EEUU para el periodo 2013 al 2017.

Se aprecia una gran diferencia entre la producción de kero jet 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 EEUU (USAC) por medio del poliducto Colonial Pipeline y por vía marítima (ver cuadro N° 5.4 del capítulo 5 de este informe).

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 0.1% 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: 1.486 mil m3 en el año 2017 contra solo 184 mil m3 de kerosén doméstico.

Para calcular el precio de paridad del kerosén doméstico 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.

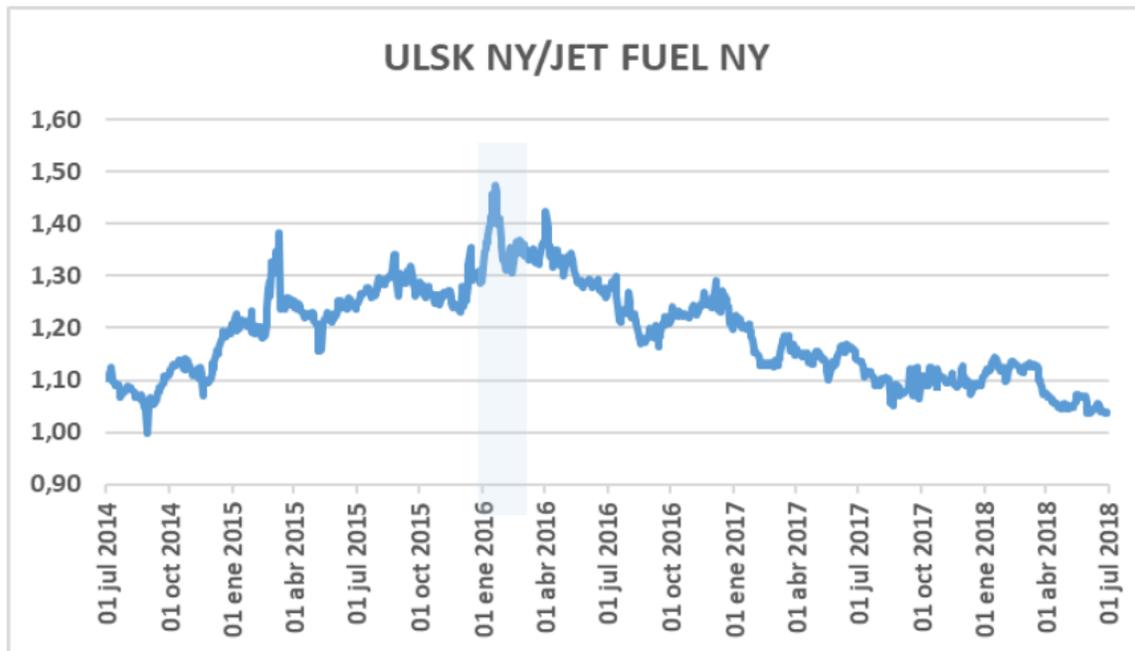
Corrección por Azufre

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 N. York, donde además del Jet 54, Argus informa también el precio de un kerosén de muy bajo azufre, ULSK de 15 ppm.

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 diesel 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 EEUU, y por ende, las transacciones de ULSK son mucho más numerosas en la Costa Atlántica de EEUU que en la Costa del Golfo, donde el combustible de calefacción predominante no es el heating oil sino el gas natural.

De acuerdo a 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 N. York.

Figura N° 4.2 Relación Precios Kerosén NY - ULSK a Jet 54



Fuente: Elaborado por SCG Consultoría con series de precios
Proporcionadas por la CNE para propósito de este estudio

En la Figura N° 4.2 se muestra la evolución del cociente entre los precios de los kerosenes para el periodo de 48 meses, de julio 2014 a junio 2018. Este cociente representa el “premio” del ULSK sobre el precio del Jet 54 en el mercado N. York y refleja mejor el premio de calidad que la diferencia de precios, ya que esta última medida incorpora también el efecto de los enormes cambios en el nivel de precios del petróleo ocurridos en el período.

Los valores promedio del precio de los kerosenes y de sus diferencias para cada año y para el período total, se presentan en el Cuadro N° 4.8.

Se puede apreciar que la diferencia absoluta de precio por contenido de azufre entre estos dos kerosenes ha sido muy variable en los cuatro períodos de doce meses considerados: partiendo de un alto nivel en Julio 2014-Junio 2015 (sobre 30 US\$ cpg), creció en el período siguiente (Julio 2015-Junio 2016) aún más, para caer en los dos últimos períodos, llegando a un nivel, el último, a la mitad de la diferencia de precios del período inicial.

Una evolución similar se encuentra cuando se observa el comportamiento de la relación de precios ULSK/Jet 54. Esta parte con un premio del orden de 15% del precio del ULSK sobre el Jet 54, subiendo a casi 30% en el segundo período, para bajar a 19% y 9% en los dos períodos siguientes. Una posible explicación reside en que el invierno 2015-2016 fue especialmente crudo en el noreste de EEUU, alcanzando su momento más crítico con la irrupción a fines de enero 2016 de la tormenta invernal Jonah que resultó en 25 muertes, prolongadas fallas eléctricas y dificultades de producción en las refinerías y de transporte en los poliductos. El “peak” del premio del ULSK justamente ocurrió alrededor de enero de 2016, según se aprecia en la Figura 4.2.

Cuadro N° 4.8 Diferencia Precio Kerosén por azufre - NYH

US\$ cpg	ULSK	Jet 54	Diferencia	ULSK/Jet 54
	15 ppm S	3000 ppm S	Prom (Desv St)	
Jul 2014 a Jun 2015	253.3	219.4	33.9 (10.1)	1,1547
Jul 2015 a Jun 2016	169.4	130.4	39.1 (3.3)	1,2997
Jul 2016 a Jun 2017	171.9	144.4	27.5 (6.1)	1,1903
Jul 2017 a Jun 2018	206.9	189.8	17.1 (5,0)	1.0901
Prom. Jul 2014 a Jul 2018	200.29	170.88	29.41 (10.53)	1.1721

El promedio de los cuatro años corresponde a una diferencia de precios de 29.41 US\$ cpg (77.69 US\$/m³), la cual corresponde a una diferencia de precios promedio entre 200.29 US\$ cpg y 170.88 US\$ cpg. Esta diferencia corresponde a un rango de precios promedios entre un mínimo de 130.4 US\$ cpg para el Jet 54 NY y un máximo de 253.3 US\$ cpg para el ULSK NY.

La diferencia de precio por contenido de azufre entre estos dos kerosenes (3000 y 15 ppm de azufre), referido al precio del Jet 54 resultó de 17.21%. Esto representa un factor de 1.1721 y se calculó como el cociente entre 200.29 US\$ cpg y 170.88 US\$ cpg. 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 EEUU es de 0.01 US\$ cpg, lo que representa variaciones de 0.00005 para niveles de precio en torno a 200 US\$ cpg.

Para obtener el precio de un kerosén de 100 ppm de azufre (kerosén doméstico en Chile) se debe mezclar un 97.15% de ULSK con un 2.85% de jet 54. Esta proporción aplicada a la diferencia de precio entre ambos kerosenes, resulta en un 16.72%, lo que equivale a un factor de corrección de **1.1672**.

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

$$1.1672 \times \text{Jet 54 USG}$$

SCG Consultoría recomienda usar el factor de corrección **1.1672** para corregir por azufre el precio del **Jet 54 US Gulf waterborne**.

4.1.3.- Indicador Petróleo Diesel

Actualmente la CNE emplea para el petróleo diesel el indicador de precio informado por **Argus US Products: ULS Diesel US Gulf Coast waterborne**. Esta cotización diaria de precio corresponde a un petróleo diesel 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 Diesel B-1 en Chile, con similar punto de inflamación (126 °F), con mayor número Cetano (50) y con un leve mayor contenido de azufre (15 ppm). La diferencia de número Cetano no se puede corregir por diferencial de precio, ya que ni Argus ni Platts informan precios para dos calidades de ULSD con distinto número Cetano. 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 detalle de este costo se indica más adelante en este capítulo.

En cuanto a la diferencia en el contenido de azufre, esta pequeña diferencia tampoco se puede corregir por diferencia de precios pues no se informan precios para diferentes contenidos de azufre. Argus y Platts no informan dos cotizaciones de precio para dos calidades de ULSD en el mercado del Golfo ni tampoco en el mercado de la costa Atlántica (USAC), pues diferencias tan pequeñas en el contenido de azufre no se reflejan en diferencias de precio que puedan ser informadas de manera independiente, representando precios diferentes por contenido de azufre.

En el cuadro N° 4.9 se presenta el balance de la producción, importación, consumo y exportación para las 3 calidades del diesel que se informan en el mercado de la Costa del Golfo de EEUU (USGC) para los últimos cinco años, 2013 a 2017.

Se puede apreciar que la producción de diesel de muy bajo contenido de azufre (<15 ppm), ULSD, ha crecido 13%, siendo además la única calidad cuya producción creció entre 2013 y 2017, alcanzando a 148.7 millones de m³ en 2017. La producción de esta calidad de diesel representó en este último año un 91% del total de diesel, 163.9 millones de m³, producidos en este mercado.

Como consecuencia de los excedentes de producción de esta calidad de diesel, las exportaciones han crecido 44% en el periodo, desde 42.1 millones de m³ en 2013 hasta un volumen de 60.5 millones de m³ en 2017. Y representan ahora 85% de las exportaciones totales del diesel desde el Golfo EEUU

Como contrapartida, la producción de diesel de contenido de azufre entre 15 y 500 ppm han bajado en los últimos 5 años, desde 7.2 millones de m³ en 2013, a 5.8 millones de m³ en 2017 la producción; mientras que las exportaciones se mantuvieron prácticamente estáticas, en 5.0 millones de m³.

En el caso de diesel de contenido de azufre mayor a 500 ppm, la producción también se redujo en el periodo, de 10.9 a 9.4 millones de m³, en tanto que las exportaciones se contrajeron de 4.6 a 3.4 millones de m³.

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

	2013	2014	2015	2016	2017
<u>Diesel < 15 ppm S</u>					
Producción	132125	140887	147799	143147	148710
Importación	7	66	21	34	--
Consumo	40899	46908	44897	43983	43192
Exportación	42054	44187	50281	51053	60478
<u>Diesel 15 < < 500 ppm S</u>					
Producción	7248	5509	5598	5733	5760
Importación	32	51	--	50	--
Consumo	1540	461	1163	--	--
Exportación	5501	4624	3776	5482	5547
<u>Diesel > 500 ppm S</u>					
Producción	10860	11309	9372	8334	9416
Importación	906	300	601	495	713
Consumo	1299	129	306	2866	3910
Exportación	4556	4712	5211	2682	3384

Fuente : Elaborado por SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, EEUU
Volumen en 1000 m³

Los excedentes de producción que no se consumen son exportados o transferidos a otras áreas de EEUU tal como el mercado de la costa Atlántica (USAC), el cual se analiza en detalle en el capítulo 5 de este estudio.

De acuerdo al comportamiento antes expuesto, las publicaciones técnicas Platts y Argus informan precios para dos calidades de diesel, de 15 ppm (ULSD) y de más de 500 ppm que cubren el 97% (158.1 millones de m3) del diesel producido en la Costa del Golfo.

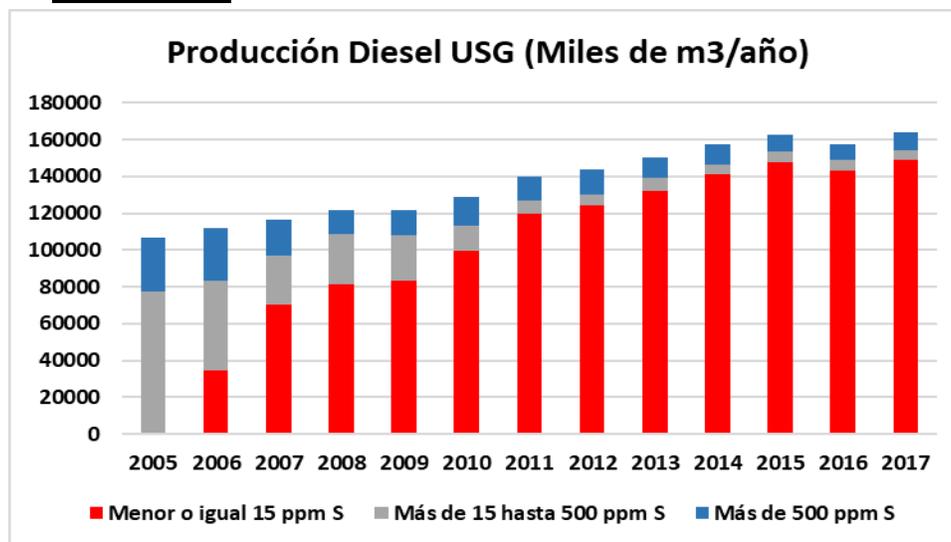
Corrección por Cetano

No hay información de precios de mercado que discriminen por número Cetano y no parece apropiado aplicar algún factor de corrección que se encuentra en la bibliografía y que sea costumbre en la industria para corregir esta propiedad, según lo expuesto en el Capítulo 3 anterior.

Además, la estructura de producción de diesel en la Costa del Golfo ha experimentado cambios mayores, en lo referente a las distintas calidades distinguidas en cuanto a contenido máximo de azufre. Así, mientras en 2010 la participación de la producción de diesel con menos de 15 ppm era de 77%, esta participación había crecido a 91% del total de diesel en 2017.

Pero, además el monto absoluto de la producción de diesel con menos de 15 ppm ha crecido enormemente, tal como se aprecia en la Figura 4.3.

Figura N° 4.3 Producción Diesel en Costa del Golfo EEUU



Fuente : Elaborado por SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, EEUU

Este gran aumento en la producción de diesel de muy bajo azufre requirió no solo una expansión de la capacidad de destilación de las refinerías en la Costa del Golfo, sino también una multiplicación de plantas de hidrocrackeo necesarias para obtener el diesel con la calidad de menos de 15 ppm de azufre. Un resultado de esta masificación de las plantas de hidrocrackeo en la Costa del Golfo es que el diesel producido normalmente tiene un número Cetano alto, muy superior al número Cetano 40 que es la especificación del Colonial Pipeline.

Hacia 2016, según fuentes de mercado, el ULSD entregado por las refinerías de la Costa del Golfo típicamente venía con un número Cetano 45, no cobrando las refinerías ningún premio por esta calidad superior a la especificación de EEUU.

De acuerdo a esto, si las refinerías de la Costa del Golfo entregan espontáneamente un ULSD con número Cetano 45, para incluir el efecto en el precio por el mayor número Cetano que tiene el diesel en Chile (50) respecto al del ULSD USG (45), se puede agregar el costo que tiene agregar un aditivo para mejorar el número Cetano.

De acuerdo a información de mercado reciente, el costo del aditivo ha aumentado desde 2013, manteniéndose la característica de que la dosis de adición es progresiva a medida que se requiere aumentar varios números Cetano.

La relación de adición del aditivo es la siguiente:

Para el primer número Cetano de aumento sobre el Cetano base	= 100 ppm
Para incrementar desde 1 Cetano hasta 4 Cetano (3 números)	= 150 ppm / num
Para incrementar desde 5 Cetano hasta 6 Cetano (2 números)	= 200 ppm / num
Para incrementar desde 7 Cetano y más	= 250 ppm / num

De acuerdo a información sobre cotizaciones recientes para operaciones de agregar el aditivo, se estima que el costo del aditivo es de US\$ 0.10 por barril por las primeras 100 ppm y de US\$ 0.09 por barril por cada 100 ppm adicionales

Para mejorar el número Cetano desde 45 a 50 se requiere agregar 750 ppm de aditivo: 100 ppm para subir el número Cetano de 45 a 46; otros 450 ppm de aditivo para subir el número Cetano de 46 a 49; y otros 200 ppm para subir de 49 a 50.

De acuerdo al precio del aditivo, el costo de las 750 ppm es de US\$ 0.586 por barril, equivalente a 1.395 US\$ cpg.

SCG Consultoría recomienda usar este factor de corrección **1.395 US\$ cpg** para corregir por Cetano el precio del **ULS Diesel US Gulf Coast waterborne**, de manera que represente el precio del diesel con número Cetano 50 en la Costa del Golfo de EEUU.

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

Debido a que las refinerías de EEUU están sujetas a un costo asociado a la venta de gasolina y diesel destinados al mercado interno, mientras que las exportaciones están exentas de dicho costo, los precios USG waterborne de dichos combustibles 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 EEUU a sus clientes en los combustibles mencionados, relegándose al Anexo N° 1 de este estudio una reseña y análisis más detallado del programa que dio origen a los RINs y sus dificultades presentes.

Mediante leyes aprobados en el Congreso en 2005 y 2007, EEUU 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 fuentes de energía renovables, principalmente etanol y biodiesel.

EL RFS estableció una meta anual obligatoria de biocombustibles para refinadores e importadores estadounidense, creciente año a año hasta alcanzar 36.000 millones de galones anuales en 2022. 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 diesel al mercado interno de EEUU, excluyéndose del cálculo los volúmenes de gasolina y diesel exportados. Este porcentaje se establece como el cociente entre la cantidad de biocombustibles renovables mandado para el año por el RFS y el consumo estimado de gasolina más diesel en EEUU para dicho año. Este porcentaje es poco más de 10% en la actualidad.

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 diesel terminadas, 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 la 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, bajo la denominación “Precio RVO” y se expresa en US\$ cpg. En dicho precio promedio, el precio del RIN D-6, que corresponde al etanol producido a partir de maíz,

tiene casi un 80% 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 por ley en el RFS. Esto porque en 2013, la cantidad de biocombustibles requeridos empezó a superar el volumen consistente con el máximo de etanol susceptible de ser incorporado en la gasolina producida para venta en EEUU (10%). Esto llevó a que no se produjera suficiente etanol (comparado con lo que hubiese sido consistente con los volúmenes del RFS), se generara una cantidad insuficiente de RINs, y el precio de éstos registró episodios de alzas agudas por un factor de escasez. A partir de 2014 las alzas fueron mayores y más permanentes al agravarse la escasez de RINs. Como se explica en el Anexo N° 1 antes mencionado, estas alzas de precio de los RINs por escasez están justamente diseñadas 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 del Medio Ambiente (Environment Protection Agency, EPA), administradora del RFS, ha establecido modificaciones de los volúmenes respecto de aquellos del RFS original, y 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 el valor de los RINs haya exhibido una gran volatilidad en los últimos años, tal como se puede apreciar de la **Figura N° 4.4**, que muestra la evolución del Precio RVO desde julio 2014 a junio 2018.

Figura N° 4.4 Precio RVO Julio 2014 - Junio 2018



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

Un poco antes de esta época de mayor costo de los RINs y con gran volatilidad, el desarrollo de los *shale plays* de gas natural y de petróleo inauguró una era de alto crecimiento de la producción y de exportaciones de las refinerías en EEUU, 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 2017, las exportaciones de gasolina crecieron 83%, y las de diesel, 66%.

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

En el caso de las exportaciones de gasolina a Chile, no se registraba traspaso del ahorro del costo de los RINs a los importadores chilenos hasta 2016. La posible explicación es que las exportaciones de gasolina de EEUU están muy concentradas en México (56% del total, en 2017), con poca competencia con refinerías de otros mercados, a lo que se agregaría el bajo volumen de las exportaciones a Chile, 1% del total en 2017, poco incentivo para conceder descuentos. Como contraste, las exportaciones de diesel a Chile representaban 8% del total de exportaciones estadounidenses de ULS Diesel en 2017. Sin embargo, según fuentes del mercado a que tuvo acceso SCG Consultoría, desde 2017 los importadores chilenos de gasolina están recibiendo un porcentaje importante del Precio RVO como descuento por Efecto RINs, pero no el 100% del mismo.

En el caso de la gasolina, el precio FOB ofrecido a los importadores chilenos es de la siguiente forma (en US\$ cpj):

Precio FOB = Precio Unl87 USG wb + 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” del precio FOB. Así, puede que un importador logre nominalmente un G de 1 (100% traspaso 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.

Según fuentes de mercado, el traspaso efectivo del Precio RVO es muy variable, pero para cargamentos en condiciones spot se estima que está en torno al 50% en el caso de la gasolina.

Finalmente, en atención a la magnitud de las variaciones diarias que muestra el Precio RVO, **SCG Consultoría recomienda incluir dentro del valor FOB del diesel 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. **En el caso del diesel el descuento por Efecto RINs será por 100% del RVO y en caso de la gasolina, el descuento por Efecto RINs será por 50% del RVO.**

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% USGulf 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 publicaciones Platts y Argus informan precios en el mercado de la Costa del Golfo (USGC) para el petróleo combustible, para un contenido de azufre máximo de 3%.

En el cuadro N° 4.10 se indica el balance de la producción, importación, consumo y exportación para 3 calidades del petróleo combustible en el mercado de la Costa del Golfo de EEUU, para contenidos de azufre menores a 0.3%, entre 0.3% y 1.0%, y para contenido mayor a 1.0%. Se puede apreciar que la producción de petróleo combustible con contenido de azufre mayor de 1.0% fue un 78% del total producido en 2017 (12.3 millones de m3).

Como contrapartida, la producción de petróleo combustible de 2.7 millones de m3 con contenido de azufre menor a 1,0 % de azufre (2.0 de <0.3%S más 0.7 de 0.3%S a 1.0%S) representa un volumen menor de transacciones, alrededor de 50 embarques anuales, esto es un embarque semanal. Este nivel de transacciones representa un bajo nivel de liquidez del indicador de precios. Es por esta razón que el indicador apropiado en este mercado es el de contenido de azufre mayor a 1.0%.

Los indicadores de precio informados por Argus para petróleos combustibles de contenido de azufre máximo de 3.0 % tienen buena liquidez y transparencia, puesto que esta calidad corresponde a cerca del 80% de la producción total de petróleo combustible en este mercado.

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

	2013	2014	2015	2016	2017
<u>P.Comb. < 0.3 % S</u>					
Producción	1346	1600	1728	1794	1996
Importación	941	479	387	339	462
Exportación	---	---	---	---	---
<u>P.Comb. 0.3% < < 1.0 % S</u>					
Producción	1146	887	864	885	695
Importación	1562	873	512	704	253
Exportación	---	---	---	---	---
<u>P.Comb. > 1.0 % S</u>					
Producción	10757	8380	8276	9124	9620
Importación	2484	1493	1609	3265	3120
Consumo	2448	882	412	4873	5845
Exportación	16697	14882	13497	12716	12854

Fuente: Elaborado por SCG Consultoría con datos de
Energy Information Administration, EEUU
Volumen en 1000 m3

SCG 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 Golfo de EEUU.

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 actualmente 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 FOB en el terminal de almacenamiento Lone Star, y
Non LST que corresponde al valor FOB 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 FOB 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).

SCG Consultoría recomienda continuar usando este indicador **Propane Enterprise Mont Belvieu** para representar el precio del Propano en Houston, en la Costa del Golfo EEUU.

Mercado de exportación en la Costa del Golfo EEUU

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 5 años, de 2013 a 2017. Se puede apreciar que la producción de propano de refinerías se ha mantenido fluctuando en el rango de 8.3 a 9.6 millones de m³ anuales en el periodo. En cambio, la producción de propano proveniente del fraccionamiento de gas natural se ha incrementado en un 27% en igual periodo (28.0 a 35.8 millones de m³). Este gran crecimiento se ha traducido en un gran aumento en la exportación de propano, la que ha crecido en 189% (16.4 a 47.4 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 fluctuado entre 2.4 y 3.5 millones de m³, sin una tendencia clara, posiblemente debido al mayor consumo 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 importante hasta mediados del periodo, para caer en los últimos años, prácticamente al mismo nivel de 2013. Con todo, se registra un espectacular aumento de las exportaciones, de 0.8 a 6.4 millones de m³, en el periodo.

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

	2013	2014	2015	2016	2017
<u>Propano</u>					
Producción - Refinerías	8393	9060	8392	9599	9410
Plantas Gas	27951	31993	35745	34885	35832
Importación	--	--	7	6	2
Exportación	16418	22632	31997	42079	47411
<u>Butano (normal)</u>					
Producción - Refinerías	2831	3481	3145	2450	2554
Plantas Gas	5695	7216	7960	5533	5744
Importación	--	--	--	--	--
Exportación	807	2638	3857	4794	6362

Fuente: Elaborado por SCG Consultoría con datos de
Energy Information Administration, EEUU
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 EEUU para igual periodo de los últimos 5 años. Las exportaciones se han agrupado según destino en seis áreas geográficas: Noroeste de Europa (NWE), México, Caribe y Centro América, Sud América, Lejano Oriente y otros destinos. Destaca el espectacular crecimiento de las exportaciones al Lejano Oriente (principalmente Japón y China) que llegó a 960% en el quinquenio. También notable fue el aumento de las exportaciones a México que prácticamente se triplicaron. En el caso del Caribe y Centro América las exportaciones crecieron 40%. En contraste, las exportaciones a los mercados NWE y Sudamérica no exhibieron una tendencia definida fluctuando las primeras alrededor de una media de 3.5 millones de m3; y las segundas, en torno a una media de 5.0 millones de m3.

Cuadro N° 4.12 Exportación Propano USGC

	2013	2014	2015	2016	2017
<u>Exportación Propano</u>					
NW Europe	2894	4046	3797	4205	2651
México	2309	3042	3986	5755	6885
Caribe y C.América	3719	5630	5569	5104	5212
Sud América	4875	4796	5131	5370	4691
Lejano Oriente	2446	4497	12520	19554	25918
Otros	175	621	994	2091	2054
Total	16418	22632	31997	42079	47411

Fuente : Elaborado por SCG Consultoría con datos de
Energy Information Administration, EEUU
Volumen en 1000 m3

Es interesante también el gran crecimiento de las exportaciones agrupadas en “Otros” (1074%). Aunque se explica en parte por el bajo nivel inicial, el nivel absoluto a que llega al final del quinquenio, no mucho menor que el del mercado NWE, 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 a 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 al norte de Europa, los cargamentos son de 40 kton (naves de 80 mil m³), pues los terminales de recepción pueden recibir naves de este tamaño. En el caso de Ecuador se emplea una nave de recepción 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 EEUU, con una capacidad de fraccionamiento de 2.1 millones de barriles por día (10.4 millones de m³ por mes) y una capacidad de almacenamiento de 240 millones de barriles (38.2 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 35% de la capacidad de fraccionamiento y 54% de la capacidad de almacenamiento del complejo de Mont Belvieu.

Actualmente, Enterprise opera un terminal de carga a buques gaseros para la exportación de propano y butano con una capacidad de 3.1 millones de m³ por mes. Por su parte, el terminal de carga a buques gaseros de Targa Resources en Galena Park tiene una capacidad de 1 millón de m³ por mes.

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 EEUU.

En general, desde comienzos de la presente década en el área de la Costa del Golfo se ha multiplicado la capacidad de las instalaciones de tratamiento, de almacenamiento y de carga de propano y butano para poder exportar los excedentes de estos productos originados por el gran aumento de la oferta proveniente de la mayor producción de gas

natural derivada de la explotación de los yacimientos de shale oil (especialmente en la cuenca Permian) y de shale gas.

Situación previa a 2016: aparece el recargo por arbitraje

Desde 2011 hasta 2015, mientras crecía aceleradamente la oferta de GLP en la Costa del Golfo las exportaciones de propano desde Mont Belvieu enfrentaban limitaciones por la capacidad de carga disponible en los terminales de exportación de GLP, lo que mantuvo bajo el precio del propano en Mont Belvieu en relación a los precios en los mercados del Noroeste de Europa (NWE) y del Asia-Pacífico (AFEI).

Siendo la capacidad de carga la limitante para el volumen de exportación de propano, las tarifas por uso del terminal (“terminaling”, según se describe más abajo) experimentaron alzas hasta el rango 12-15 centavos de dólar por galón (62,9 - 78,6 US por ton).

En esta situación, habida cuenta de la gran brecha entre los precios en los mercados NWE y Asia-Pacífico en relación a Mont Belvieu, en el período mencionado los exportadores empezaron a cobrar un “premio” sobre el precio Mont Belvieu del propano a sus clientes con destino en otras áreas, tales como el Caribe y Sud América, siendo aplicable en consecuencia a una paridad de importación del propano a Chile. Este “premio” era simplemente el costo de oportunidad del exportador por renunciar a vender a los mercados del NWE o Asia-Pacífico, dada la limitación de la capacidad de carga en los terminales de exportación antes mencionada.

Es así que en estudio de revisión de la paridad de importación del GLP de Julio de 2013, SCG Consultoría recomendó introducir esta corrección al precio Mont Belvieu para su uso como referente para Chile, con el nombre CPFA (“Corrección del Precio FOB por Arbitraje”):

$$\text{CPFA} = \text{Netback M.Belvieu} - \text{Prc.C3.M.Belvieu}$$

En esta expresión el **Netback M.Belvieu** es el precio del propano en el mercado de exportación más ventajoso (NWE, en ese entonces) menos el costo de transporte desde Mont Belvieu al NWE y menos el costo del “terminaling” en Mont Belvieu. Si este Netback es superior al precio del propano en Mont Belvieu (**Prc.C3.M.Belvieu**), esto es, si **CPFA** > 0, entonces para vender a Chile, el exportador recargaría esta diferencia al precio Mont Belvieu.

Hacia fines del período mencionado, el cálculo del Netback M. Belvieu arrojaba frecuentemente como mercado más ventajoso para el exportador el mercado del Asia-Pacífico (cuyo marcador es el índice AFEI que calcula Argus), por lo que en la práctica CPFA necesitaba ser el mayor que resultara de calcular los netbacks considerando los precios NWE y AFEI (y los respectivos costos de transporte desde Mont Belvieu).

Ajustes similares fueron adoptados en los precios de venta de importadores de GLP a sus clientes en Chile y en las fórmulas del precio de paridad de ENAP.

Sin embargo, con las expansiones en la capacidad de fraccionamiento y de carga en los terminales de exportación ya hacia fines de 2015 éstas dejaron de ser limitantes para aumentar los embarques de propano al exterior, con lo que la corrección recomendada al precio Mont Belvieu para exportaciones a Chile dejó de ser válida.

Recargo por Almacenamiento y Entrega (Terminaling)

La cotización del propano informada por Argus para Mont Belvieu, corresponde a un terminal y planta de almacenamiento ubicado al interior de Houston en el Golfo de EEUU, el cual no tiene terminal marítimo de carga. De acuerdo a esto, para llegar al precio FOB, a la cotización de Mont Belvieu debe agregársele el costo de cargar el propano en la nave en algún terminal marítimo del área del Golfo, tal como Enterprise, Targa Galena Park (ambos cercanos al complejo Mont Belvieu) o en el terminal de Phillips66 en Freeport (Texas). 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.

Tal como se mencionó antes, durante los años en que la capacidad de los terminales de carga fue una limitante severa para las exportaciones, las tarifas por terminaling escalaron hasta 15 centavos de dólar por galón (78.6 US\$ por ton), aunque el rango más frecuente fue 12 a 13 centavos por galón (62.9 a 68.1 US\$ por ton).

Desde 2016, al relajarse la restricción de capacidad en los terminales, las tarifas empezaron a caer de dicho rango y desde 2017 las tarifas estimadas por fuentes del mercado para el terminal de Enterprise se han estabilizado en el rango 6 a 7 centavos de dólar por galón (31.4 a 36.7 US\$ por ton).

SCG Consultoría recomienda usar un valor de **34 US\$ por ton** para representar la tarifa de terminaling en el puerto de carga en el cálculo del precio de paridad.

SCG Consultoría recomienda continuar usando el indicador **Propane Enterprise Mont Belvieu** (sin ajuste por arbitraje) **más la tarifa de terminaling indicada** para representar el precio **FOB Mont Belvieu** del Propano en la Costa del Golfo EEUU.

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 diesel, 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 informado 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 a otra modalidad. Por ello para el cálculo del flete del gas licuado se usa un polinomio basado en parámetros para los cuales si hay 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 los gastos de la nave en los puertos de carga y descarga.

4.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel

(1) Indicador del Flete

Para estimar el flete de las gasolinas, kerosén y petróleo diesel, 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 EEUU al Caribe, Norte de Europa y Mediterráneo (**USGC / Caribbean-UKCM**). Esta ruta corresponde a naves que operan con cargamentos de 38 mil ton.

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 Mediterraneo (**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, 2013 a 2017, en esta ruta antes mencionada.

Del cuadro se observa para esta ruta **USGC / Caribbean – UKCM** que el volumen transportado ha crecido desde 34 a 40 millones de m³ anuales durante los últimos 5 años, con embarques que han aumentado un 20%, de 716 a 860 embarques por año, lo que refleja el aumento de las exportaciones del mercado de la costa del Golfo de EEUU, aunque los dos destinos que se incluyen en esta ruta muestran diferente tendencia en el periodo considerado.

**Cuadro N° 4.13 Liquidez Ruta Exportación desde EEUU - Argus
Volumen Transportado**

Ruta Argus	2013	2014	2015	2016	2017
<u>USGC / Caribbean - UKCM</u>					
Destino :					
Caribe – Costa Ctro.América	14.702	16.791	18.561	21.742	26.118
NW Europe – Mediterraneo	18.949	17.082	19.212	16.394	14.302
Total Ruta	33.651	33.873	37.774	38.137	40.419
Cantidad Embarques	716	721	804	811	860

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, (EIA) EEUU
Cifras de 2017 - Volumen en 1000 m³

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

La liquidez de esta ruta USGC / Caribbean – UKCM (medida como cantidad de embarques) es significativa pues los 860 embarques anuales representan en torno a 16 cargamentos semanales. Esta corresponde además a una ruta de salida del área del Golfo de EEUU, 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 EEUU, para naves con cargamentos de 38 mil 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 EEUU a Chile a partir del año 2007, año en el cual las importaciones casi se duplicaron respecto al año anterior, lideradas por el petróleo diesel. 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 diesel. 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 refinerías de ENAP por efectos del terremoto de ese año, que las mantuvo detenidas y forzó suplir la demanda solamente con importaciones de combustibles.

En el año 2012 las importaciones de combustibles provenientes desde EEUU a Ecuador y Perú también tuvieron un alza significativa, por lo que el tráfico de naves se incrementó en la costa occidental 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 occidental 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, 2013 a 2017, correspondientes a las importaciones desde EEUU para estos tres países.

Del cuadro se observa que las importaciones de combustibles, que incluyen gasolinas, kerosén de aviación y petróleo diésel, han tenido un significativo aumento de 78% en el periodo para el caso de Perú. Las importaciones de Chile crecieron un 15% en el periodo y las de Ecuador en un 11%. Todo esto produjo un aumento significativo de la actividad de naves petroleras en la costa occidental de Sudamérica.

**Cuadro N° 4.14 Exportaciones desde EEUU a WC Sud América
Volumen Transportado**

Destino Exportaciones	2013	2014	2015	2016	2017
Ecuador	2.838	3.714	4.300	2.936	3.162
Peru	3.065	3.137	4.031	4.282	5.481
Chile	5.573	5.813	6.008	6.246	6.377
Total Ruta	11.476	12.664	14.339	13.464	15.020
Cantidad Embarques					
Ecuador	61	77	90	62	66
Perú	67	68	87	93	118
Chile	122	127	131	136	139
Total embarques	250	272	308	291	323

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, EEUU
Cifras incluyen importaciones de Gasolinas, Kerosen Aviación y Petróleo Diesel
Volumen en 1000 m3

La incidencia de las importaciones de Chile en el total de los 3 países se ha mantenido en el rango de 42% a 49% en el periodo, lo que representa un movimiento de 120 a 140 naves anuales en esta ruta de EEUU a los puertos de descarga en Chile.

Este aumento del volumen de las importaciones de combustibles en esta área geográfica, motivo 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 ton 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 puesto 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 (73% del total), en muchas oportunidades contratan las naves con opciones de descarga en Perú y Chile, de manera de decidir posteriormente a cual 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, SCG Consultoría recomienda cambiar el indicador de flete

marítimo por la ruta **USGC - Chile** para naves con embarques de 38 k ton, informada diariamente por la publicación **Argus 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 de Concepción.

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 40.000 ton para la capacidad de carga de las naves que transportan las importaciones de los combustibles limpios.

Para efectos comparativos con las importaciones efectivas realizadas en Chile, se puede indicar que para el año 2017, considerando los volúmenes de gasolinas, kerosén de aviación y petróleo diesel, el total importado fue de 6.4 millones de m³, el cual fue abastecido con un volumen promedio de 46.400 m³ por embarque, según las cifras del Servicio de Aduanas. Este volumen corresponde a naves con una capacidad de carga promedio de 38.300 ton por embarque.

De acuerdo a lo anterior, el valor de 40.000 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 SCG Consultoría propone usar un valor de **38.000 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 38.000 ton de capacidad de carga.

(3) Tamaño de las Naves

Actualmente la CNE usa un valor de 24.800 ton para el registro 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. Este tonelaje corresponde al registro promedio de una nave petrolera de 40.000 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 38.000 ton. De acuerdo a 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 **24.000 ton**, puesto que este valor de registro corresponde a una nave de capacidad de carga promedio de 38.000 ton. Por ello SCG Consultoría recomienda modificar este valor de registro y usar **24.000 ton** para representar el registro 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 2018 en aplicación por la CNE, se indican en el Cuadro N° 4.15 siguiente:

Cuadro N° 4.15 Flete WS Base a Quintero desde USG

2018	<u>Gasolinas</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diesel</u>
Origen	Golfo EEUU	Golfo EEUU	Golfo EEUU
Puerto Carga	Corp.Christi	Corp.Christi	Corp.Christi
WS Base a Quintero	14.67	14.67	14.67
US\$/ton			

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

De acuerdo a la recomendación de SCG 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 a 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 SCG 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 al 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 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).

La tarifa actual del Canal de Panamá para naves petroleras, que está vigente desde el 1 de Abril de 2016, es la siguiente en US dólares por ton de registro del Canal de Panamá:

Las tarifas de peaje se expresan por tonelada de registro de la nave y se establecen para rangos de tamaño de las naves. La tarifa de cruce en lastre de la nave es además un poco menor que la tarifa para el cruce con carga.

	<u>Carga</u>	<u>Lastre</u>	<u>Carga + Lastre</u>
Primeras 10.000 ton	5.00	4.14	9.14
Siguientes 10.000 ton	4.90	3.99	8.89
Siguientes 15.000 ton	4.85	3.80	8.65
Siguientes 10.000 ton	4.75	3.60	8.35
Restantes ton	4.55	3.45	8.00

De acuerdo a estas tarifas, el peaje de cruce en carga más lastre para una nave de **24.000 ton** de registro, alcanza a un total de **US\$ 214.900** que se desglosa en US\$ 91.400 por las primeras 10.000 ton más US\$ 88.900 por las siguientes 10.000 ton más US\$ 34.600 por las restantes 4.000 ton. 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.

De acuerdo a lo anterior, la tarifa de cruce del Canal de Panamá alcanza a **8.9542 US\$ por ton** de registro para una nave de 24.000 ton de registro y es la misma para cualquier combustible transportado en la nave petrolera.

Actualmente la CNE usa un tonelaje de registro de 24.800 ton para calcular la tarifa de cruce del Canal de Panamá. De acuerdo a lo indicado en el punto 3 anterior "Tamaño de las Naves", SCG Consultoría recomienda cambiar este valor a **24.000 ton** para el cálculo de esta tarifa de cruce del canal de Panamá.

(7) Otros gastos no incluidos según modalidad de contratación.

De acuerdo a 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 base de la tarifa WS para la referida ruta, Corpus Christi a Quintero, por lo que no deben incluirse en el cálculo del flete. Igual condición rige para las tarifas indicadas en base lumpsum o en US dólares por ton de carga.

(8) 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 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 fletes en esa ruta.

Para representar el valor del flete desde la Costa del Golfo de EEUU hasta Quintero, en el punto 1 anterior de este capítulo, se recomienda usar la ruta **USGC – Chile** para naves de 38 kton 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 EEUU (**Caribbean – US Gulf 50000t**) para naves de productos sucios (petróleo crudo y petróleo combustible) de 50 Kton de carga.

La publicación **Argus Freight** informa diariamente tarifas de flete de productos sucios para el área del Caribe y EEUU, 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 70 kton, 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, 2013 a 2017, 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 diariamente por la publicación para esta ruta.

Del cuadro se observa que en esta ruta el volumen de petróleo crudo transportado ha disminuido desde 109 a 80 millones de m³ anuales durante el periodo de análisis, debido principalmente a menores importaciones como consecuencia del gran aumento de producción propia de petróleo crudo de EEUU proveniente de la explotación de yacimientos de petróleo no convencional (shale oil y tight oil) mediante la técnica del “fracking”. Esto, además, ha aumentado la importación de petróleo combustible ya que la producción ha bajado debido a que el petróleo crudo proveniente de la nueva producción es más liviano.

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

Ruta Argus 50 kton Caribbean / US Gulf Coast	2013	2014	2015	2016	2017
Origen : Caribe y C. América					
Petróleo Combustible	1.366	1.300	1.337	2.183	2.729
Petróleo Crudo	<u>107.825</u>	<u>96.524</u>	<u>91.576</u>	<u>88.275</u>	<u>77.440</u>
Volumen Total	109.191	97.824	92.913	90.458	80.169
Cantidad Embarques	1902	1705	1619	1578	1400

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, EEUU - Volumen en 1000 m³

El efecto de la disminución de las importaciones de petróleo crudo ha hecho que el número total anual de embarques haya bajado desde 1900 a 1400 embarques anuales en el periodo considerado. Este último nivel sigue representando un muy alto nivel de liquidez de los fletes informados en la ruta, pues los 1400 embarques anuales equivalen a 27 cargamentos semanales.

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

2. Tamaño de los Embarques

Actualmente la CNE usa un valor de 53.700 ton para la capacidad de carga de las naves que transportan este combustible. Este valor es el apropiado y refleja bien la capacidad máxima de las naves de tamaño panamax que físicamente han traído las importaciones

esporádicas a Chile en los últimos años. Estas naves además son del mismo tipo de las que traen las importaciones de petróleo crudo. Por ello SCG Consultoría recomienda mantener este valor de **53.700 ton** sin cambio.

3. Tamaño de las Naves

Actualmente la CNE usa un valor de 30.000 ton para el registro 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, las importaciones de petróleo combustible en los últimos años se hicieron con naves de tipo panamax de 60.000 a 70.000 ton de carga, las mismas que se emplean para el transporte de petróleo crudo.

El registro calculado para estas naves del tipo panamax por el Canal de Panamá varía entre 28.000 y 32.000 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 30.000 ton para el registro de la nave y refleja bien el tonelaje de registro del Canal de Panamá de las naves que físicamente han traído importaciones a Chile en los últimos años. Por ello SCG Consultoría recomienda mantener este valor de **30.000 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 2018 en aplicación por la CNE, se indican en el Cuadro N° 4.17 siguiente:

Cuadro N° 4.17 Flete WS Base - Quintero de USG

2018	<u>Petróleo Combustible</u>
Origen	Golfo EEUU
PuertoCarga	Corpus Christi
WS Base a Quintero	
US\$/ton	14.67

SCG 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.

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 al 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.

Actualmente la CNE usa un tonelaje de registro de 30.000 ton para calcular la tarifa de cruce del Canal de Panamá.

La tarifa actual del Canal de Panamá para naves petroleras, para productos limpios y sucios, que está vigente desde el 1 de Abril de 2016, es la siguiente en US dólares por ton de registro del Canal de Panamá:

		<u>Carga</u>	<u>Lastre</u>	<u>Carga + Lastre</u>
Primeras	10.000 ton	5.00	4.14	9.14
Siguientes	10.000 ton	4.90	3.99	8.89
Siguientes	15.000 ton	4.85	3.80	8.65

Las tarifas de peaje se expresan por tonelada de registro de la nave y se establecen para rangos de tamaño de las naves. La tarifa de cruce en lastre de la nave es además un poco menor que la tarifa para el cruce con carga.

De acuerdo a estas tarifas, el peaje de cruce en carga más lastre para una nave de **30.000 ton** de registro, alcanza a un total de **US\$ 266.800** que se desglosa en US\$ 91.400 por las primeras 10.000 ton más US\$ 88.900 por las siguientes 10.000 ton más US\$ 86.500 por las restantes 10.000 ton. 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.

De acuerdo a lo anterior, la tarifa de cruce del Canal de Panamá alcanza a **8.8933 US\$ por ton** de registro para una nave de 30.000 ton de registro y es la misma para cualquier combustible transportado en la nave petrolera.

Actualmente la CNE usa un tonelaje de registro de 30.000 ton para calcular la tarifa de cruce del Canal de Panamá. De acuerdo a lo indicado en el punto 3 anterior "Tamaño de

las Naves”, SCG Consultoría recomienda mantener este valor de **30.000 ton** para el cálculo de esta tarifa de cruce del Canal de Panamá.

7. Otros gastos no incluidos según modalidad de contratación.

De acuerdo a 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 EEUU para productos sucios, para representar el costo de flete desde el Golfo de EEUU 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 EEUU 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 los productos limpios, la ruta del Caribe a la Costa del Golfo de EEUU 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 crudo o petróleo combustible. El viaje de retorno tiene la alternativa de encontrar cargas de petróleo combustible o gas oil para el flete de retorno al caribe o hacia la Costa Este de EEUU (USEC).

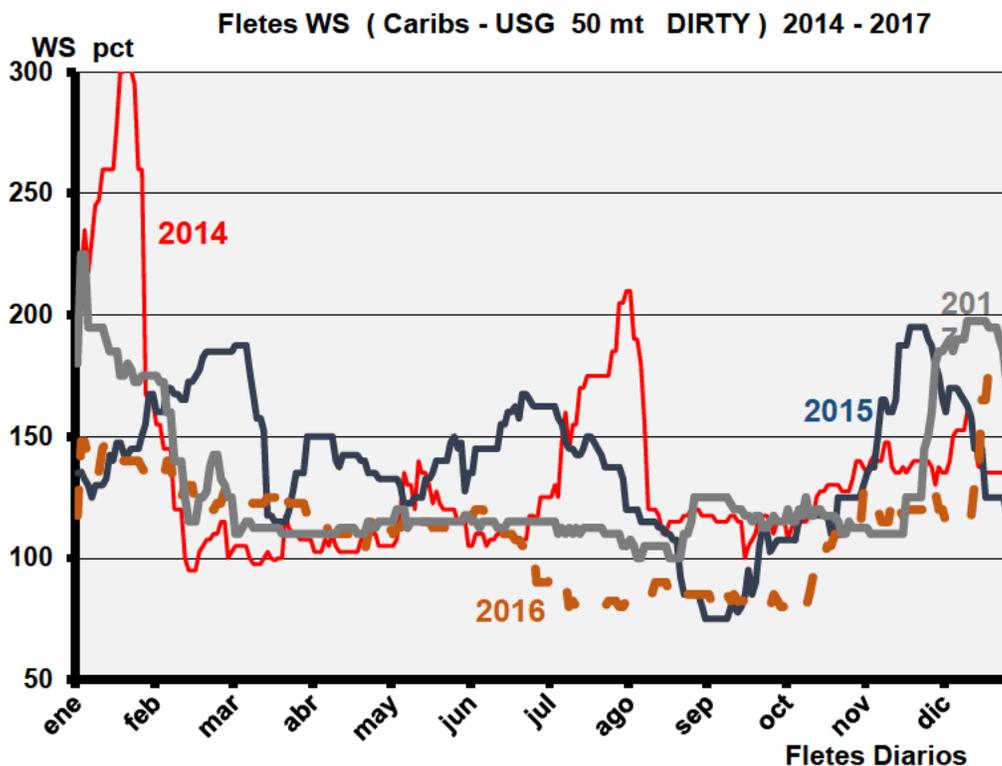
El viaje de la Costa del Golfo de EEUU a Quintero es de 4500 a 4700 millas, con una duración de 16 a 18 días dependiendo del puerto de carga. Existe la posibilidad de que la

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° 4.5 siguiente, donde están graficadas las variaciones diarias del flete WS para esta ruta informados por Argus, para naves de productos sucios de 50.000 ton, para el periodo entre 2014 y 2017.

Figura 4.5 Tarifas Flete WS Caribbean – USGulf Dirty Product



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

Se puede apreciar que este mercado presenta variaciones de flete que representan volatilidades similares a las del mercado para las naves de productos limpios. Al igual que en el mercado de fletes de productos limpios, cuando el mercado de naves del tipo “panamax” se encuentra en niveles muy altos de flete, debe pagarse un mayor premio para contratar una nave que salga de ese mercado para venir a Quintero, puesto que la pérdida de oportunidad del armador de seguir contratando fletes a un alto nivel es mucho mayor, y para viajes de corta duración, comparado con el viaje a Quintero que puede durar ida y vuelta entre 35 y 45 días.

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.

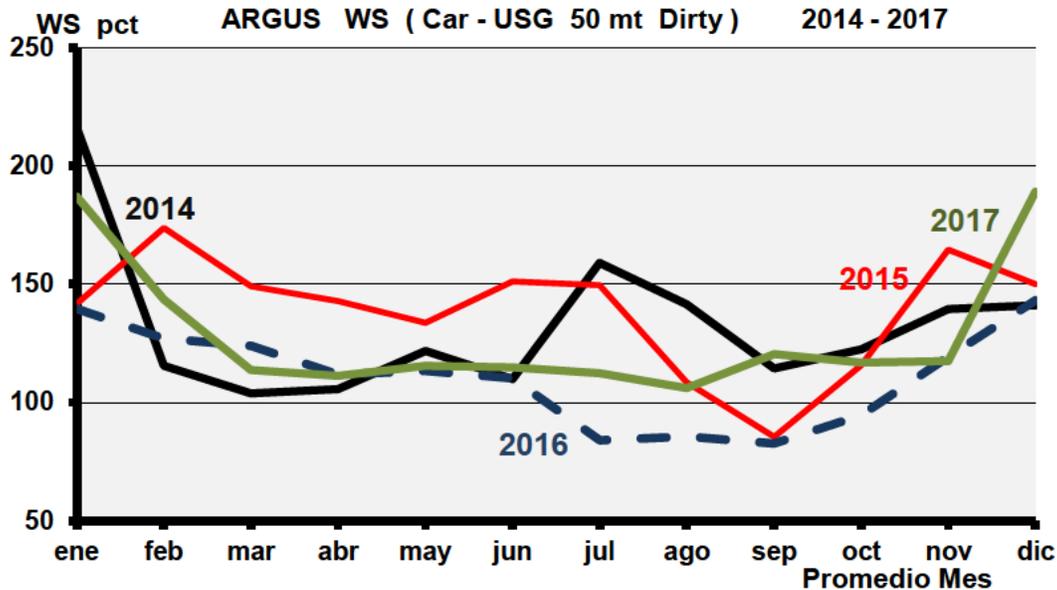
Es así que el recargo por posicionamiento podría llegar a cero para niveles del mercado inferiores al promedio estacional. Es por esto que el recargo por posicionamiento debería ser variable para representar el costo de oportunidad del armador que varía según sea el nivel del mercado.

Volatilidad con Fletes Promedio Mensual

Para analizar la volatilidad de los fletes promedio mensual, se tomó el periodo de los últimos cuatro años, 2014 a 2017. En la Figura N° 4.6 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 50.000 ton, para el periodo 2014 a 2017.

Se puede apreciar que el año 2014 presenta la mayor variación de fletes con un rango con máximo de WS 240 y mínimo de WS 104, con una variación de 2.3 veces. Esta variación entre flete máximo y mínimo presenta un menor valor de 1.7 veces para 2016, con un máximo de WS 143 y un mínimo de WS 83. 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.

El valor promedio de los fletes mensuales para el periodo de 4 años resultó de **WS 128** con un promedio de los coeficientes de dispersión de **0.21** para el periodo.

Figura 4.6 Tarifas Promedio mes Caribbean-USGulf Dirty – 50 kton


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

Esta dispersión promedio de 0.21, es mayor que la calculada en el estudio anterior de 0.16 para el periodo de 2009 a 2012, 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 mayor dispersión de los valores de fletes en el periodo.

El valor promedio de fletes para estos últimos 4 años de WS 128 es muy similar al valor anterior de WS 124. Para representar la mayor volatilidad de los fletes de la ruta, se debe cambiar el recargo de los fletes a un rango de 15% a 25% que representa mejor el coeficiente de dispersión de 0.21.

De esta forma, cuando el valor del flete sea menor que el flete promedio WS 128, se aplicara un recargo de 15% al flete. Cuando el valor del flete sea mayor que el flete promedio WS 128, se aplicara un recargo de 25% al flete. Estos recargos están en torno a 0.21 que es la volatilidad promedio del periodo de 4 años analizado.

Aplicación Recargo Flete por posición Nave

Para valores flete mensual menor a WS 128 =	Flete WS Car-USG 50mt x 1.15
Para valores flete mensual Mayor a WS 128 =	Flete WS Car-USG 50mt x 1.25

De acuerdo al análisis anterior, SCG Consultoría recomienda cambiar el 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 128**, según se indica en la tabla anterior.

4.2.3.- Gas Licuado de Petróleo

1. Indicador del Flete

En el caso del gas licuado de petróleo (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 (Holanda). Es por esto que no es posible obtener tarifas de flete para otras rutas de naves gaseras, que entreguen valores de flete ocasional por viaje que tengan la suficiente liquidez y representatividad.

Es por ello que una alternativa para calcular el flete, es mediante un procedimiento de simulación del costo 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 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 de 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.

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 59.000 m3.

SCG 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.

[Redacted text block]

A partir de 2015, con la inclusión de [Redacted text block]

[REDACTED]. Éstas, sin embargo, tenían que hacer el viaje desde EEUU a Quintero via el Estrecho de Magallanes, ya que la capacidad del canal de Panamá no permitía el cruce de naves de este tamaño.

Desde 2015, además [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

En el año 2016 entró en operación la ampliación del Canal de Panamá que ahora permite el cruce de naves de este tipo, por lo que, en los últimos dos [REDACTED]
[REDACTED], las cuales pueden descargar en el terminal de Quintero.

En el año [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] Sin embargo, por la capacidad del [REDACTED]
[REDACTED]

Considerando la gran disponibilidad de gas licuado de petróleo en la Costa del Golfo de EEUU, la ampliación de la capacidad del Canal de Panamá, la capacidad de recepción del muelle y [REDACTED]
[REDACTED] para naves de 59.000 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 **82.000 m³** de capacidad.

2.- Tamaño de los Embarques

Actualmente la CNE usa un valor de 59.000 m³ para el tamaño del embarque.

Respecto al tamaño de los embarques, las importaciones de GLP en los últimos 2 años, de acuerdo a las cifras indicadas por el Servicio de Aduanas, se han realizado un 60% en naves de 80.000 a 90.000 m³ y un 40% en naves de 50.000 a 60.000 m³ de capacidad.

Considerando la capacidad del muelle de recepción de naves, de los dos terminales de almacenamiento de gas licuado refrigerado en Quintero y las importaciones efectivas realizadas en los últimos dos años, SCG Consultoría recomienda usar un valor de **82.000 m³** para el tamaño del embarque.

3.- Tamaño de las Naves

Actualmente la CNE usa un valor de 34.600 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 80.000 a 90.000 m³ tienen un valor de registro entre 45.000 y 50.000 ton. Considerando lo indicado en el punto anterior, el registro para una nave de 82.000 m³ de capacidad de carga, es de 47.000 ton. Este tamaño de nave además corresponde al de las naves 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 a lo anterior, SCG Consultoría recomienda usar un valor de **47.000 ton** para el registro de la nave gasera de 82.000 m³ de capacidad de carga.

4.- Flete según modalidad de contratación

Para el cálculo 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 con el arriendo de la nave por tiempo (time charter), se simula un flete similar al que resultaría según 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 SCG 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 **82.000 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 7 siguiente.

GVU = Constante de gastos de la nave.
Ver cálculo en punto 7 siguiente

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

Donde,

TCH = A1 * TCH82.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 al nivel de la tarifa de arriendo, en cuanto se use el mismo viaje 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

TCH82SIW = Corresponde a la tarifa de time charter para naves de 82.000 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 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, Houston, EEUU, la duración del viaje completo para una nave de 82 mil 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 a 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 34.600 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 SCG Consultoría de 82 mil 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.

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 82.000 m³ de capacidad de carga, corresponde al siguiente monto:

Tarifa cruce en carga

Primeros	5.000 m ³	(US\$ 8.25 por m ³)	US\$ 41.250
Siguientes	20.000 m ³	(US\$ 3.06 por m ³)	US\$ 61.200
Siguientes	30.000 m ³	(US\$ 2.88 por m ³)	US\$ 86.400
Restantes	27.000 m ³	(US\$ 2.21 por m ³)	<u>US\$ 59.670</u>
Total peaje Canal			US\$ 248.520

Tarifa cruce en lastre

Primeros	5.000 m ³	(US\$ 6.60 por m ³)	US\$ 33.000
Siguientes	20.000 m ³	(US\$ 2.44 por m ³)	US\$ 48.800
Siguientes	30.000 m ³	(US\$ 2.30 por m ³)	US\$ 69.000
Restantes	27.000 m ³	(US\$ 1.77 por m ³)	<u>US\$ 47.790</u>
Total peaje Canal			US\$ 198.590

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, alcanza a **US\$ 447.110**.

Usando la capacidad de carga de 82.000 m³ y la densidad del propano de 0.507, se tiene la siguiente constante del polinomio de cálculo:

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

$CP = US\$ 447.110 / 82.000 \text{ m}^3 / 0.507 \text{ (ton/m}^3\text{)}$

CP = 10.75456 US\$/ton

El valor de la constante está calculado con la tarifa actual del Canal de Panamá, vigente desde el 1 de Octubre de 2017.

7.- Otros gastos no incluidos según modalidad de contratación

De acuerdo a 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 a la estadía de la nave en los puertos de carga y descarga y a los consumos específicos de bunker 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 SCG 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, EEUU, a Quintero, según se indica a continuación:

GVU = Corresponde a una constante que refleja los gastos de la nave durante su estadía en puerto, la tarifa de los faros y balizas y su costo de operación. Está referida a la capacidad de carga de la nave de 82.000 m³. Para un gasto total de US\$ 163.400, el valor de la constante resulta de:

$$GVU = \text{US\$ } 163.400 / 82.000 \text{ m}^3 / 0.507 \text{ (ton/m}^3\text{)}$$

$$\mathbf{\underline{GVU} = 3.9303 \text{ US\$/ton}}$$

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 82.000 m³ para el viaje de Houston a Quintero, el valor de la constante resulta de:

A2 = 0,02611

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

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 (diesel 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 82.000 m3 para el viaje de Houston a Quintero, el valor de la constante resulta de:

A3 = 0,00159

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 US\$ 102 mil, según cotización de gastos de una nave tipo, los faros y balizas en Chile en US\$ 56.870, con tarifa de US\$ 1.21 por ton de registro, y el consumo total de combustibles del viaje se calculó en 1.082 ton de IFO-380 más 66 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 resumen el polinomio recomendado por SCG Consultoría se desglosa de la siguiente manera:

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

Donde:

TCH = A1 * TCH52.SIW,

A1 = 0,00064 día/ton

CCB = A2 * P-IFO380.SIW + A3 * P-MDO.SIW, donde

A2 = 0,02611

A3 = 0,00159

GVU = 3.9303 US\$/ton

CP = 10.75456 US\$/ton

8.- 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 al ingreso diario esperado por el armador de la nave para retribuir el servicio de transporte que la nave proporciona. La tarifa diaria de arriendo no depende de la ruta que sirva la nave, pues se paga igual si la nave esta navegando o detenida en puerto. Por ello para el armador de la nave el ingreso diario por arriendo de ella no depende del periodo de 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 a 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.

10.- Costo espera nave para descarga en Quintero

De acuerdo a requerimientos de los terminales de carga en Houston, los cargamentos de propano se realizan preferentemente en naves gaseras de 82 mil m³ de capacidad. De esta forma los exportadores buscan optimizar la capacidad de exportación de los terminales por el aumento de producción de gas licuado de petróleo, como consecuencia de la mayor producción de shale gas.

Las importaciones de gas licuado de petróleo por vía marítima en los últimos dos años han provenido en su totalidad desde Houston, EEUU, en naves de alrededor de 82 mil m³ de capacidad.

La CNE incluye actualmente en el polinomio de cálculo del flete de gas licuado, un parámetro el tiempo de espera de la nave a la descarga en Quintero, puesto que considera una capacidad [REDACTED], la

cual es similar para embarques en naves de 82 mil m³ de capacidad. Esta condición produce esperas para la descarga de las naves, puesto que los stocks de seguridad disminuyen la capacidad disponible para la recepción de los cargamentos, con el objeto de prevenir falta de producto por eventuales atrasos de las naves.

El costo de la espera que actualmente usa la CNE en US\$ por ton, es de:

$$\begin{aligned} \text{Costo Espera} &= (8 \text{ días} \times \text{TCH82.SIW}) / (82 \text{ mil m}^3 \times 0.507 \text{ ton-m}^3) \\ &= \mathbf{0.1972 \times \text{TCH82.SIW}} \end{aligned}$$

Donde:

Costo Espera en US\$ / ton
TCH82.SIW en Mil US\$ / día

Esta condición ya no se observa



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:

Merms del producto en tránsito,

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

	<u>% volumen</u>
Gasolina	0.5
Kerosén	0.3
Petróleo Diesel	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 que se produce una fase gaseosa mínima. El kerosén, el petróleo diesel 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 compra venta, 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 a lo anterior, SCG 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).

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 diesel, 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 %**.

Corresponde al seguro de los productos pagado para cubrir los riesgos del transporte marítimo desde el puerto de origen de referencia hasta la descarga a los estanques de almacenamiento en Quintero.

Las pólizas de seguro internacional de riesgo de transporte marítimo, incluyen el riesgo de la operación de alijes 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 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 pagado algunas compañías petroleras y de trading internacionales según las cifras informadas por el Servicio Nacional de Aduana de Chile para las importaciones de combustibles de Chile en 2017. Los porcentajes de prima de seguro están expresados como porcentaje sobre el valor CIF.

<u>Compañía</u>	<u>Prima Seguro %</u>
British Petroleum	0.010 – 0.040
Chevron	0.010 – 0.030
Exxon	0.060 – 0.080
Glencore	0.030 – 0.060
Koch	0.040 – 0.080
Noble	0.020 – 0.060
Shell	0.010 – 0.030
Tesoro	0.010 – 0.020
Vitol	0.020 – 0.050

Fuente = Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana

De acuerdo a los valores efectivos promedio de las primas de seguro pagadas en las importaciones de combustibles a Chile en 2017, se obtiene lo siguiente:

<u>Combustible</u>	<u>Prima Seguro %</u>
Gasolinas	0.03021
Kerosén	0.02892
Petróleo Diesel	0.02929
Petróleo Combustible	0.03321
Gas Licuado de Petróleo	0.02286

Fuente = Elaboración SCG Consultoría con datos de Dirección Nacional de Aduana

De acuerdo a lo anterior, SCG Consultoría recomienda usar el valor de la prima promedio pagada por el petróleo diesel, esto es **0.02929 %** para representar el valor de la prima de seguro correspondiente a la gasolina, kerosén, petróleo diesel, y para el petróleo combustible un valor de **0.03321 %**. Para este último se usó la información de las importaciones de petróleo crudo, ya que en los últimos 4 años no ha habido importaciones efectivas de petróleo combustible. 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 menores a los rangos de las primas de los productos limpios, debido a las características de este combustible. Por esto SCG Consultoría recomienda usar el valor de la prima promedio pagada por las importaciones efectivas de propano a Chile en 2017, que fue de **0.02286 %**, para representar el costo del seguro en el cálculo del precio de paridad.

Estas primas de seguro se deben aplicar sobre el valor FOB más el flete marítimo.

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 EEUU 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 diesel) 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:

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

Donde:	Libor	= Tasa Libor de interés
	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 EEUU

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

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

Costo carta de crédito.

Se analizaron los valores actuales en uso por la CNE y SCG 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 DES (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:

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 salvo algunos orígenes específicos para el gas licuado. 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.

Solamente los embarques de gas licuado de petróleo de algunos países desde donde se han importado algunos embarques, han sido gravados con el arancel general por no tener tratado de libre comercio (Trinidad y Tobago).

De acuerdo a los diversos acuerdos bilaterales de libre comercio que ha firmado Chile, los precios de paridad calculados desde EEUU y Europa, tienen un 100% de descuento del arancel, por lo que no pagan derechos de aduana.

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 producto 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 el monto correspondiente a estos servicios y costos representa un valor de alrededor de US\$ 12.000 a 15.000 por embarque, por lo que la tasa resulta entre US\$ 0.24 y 0.30 por m³. Por esto SCG Consultoría recomienda usar una tasa de **US\$ 0.30 por m³** para representar estos gastos.

Costos Directo 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 a información de mercado, el costo de estos servicios está en el rango de US\$ 3.000 a 3.500 por embarque. De acuerdo a esto, SCG Consultoría recomienda mantener la tasa de **US\$ 0.06** por m³ que refleja bien el monto efectivo pagado por los servicios antes descritos.

Costo de almacenamiento del producto,

Actualmente la CNE usa distintos valores para representar el costo de almacenamiento de los productos.

Las tarifas de almacenamiento para combustibles a nivel internacional son variables en el rango de 0.4 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.

Las tarifas cobradas por este servicio de almacenamiento en terminales marítimos a nivel internacional se pueden comparar según la información de estudios realizados por organismos internacionales como ARPEL (Asociación de Asistencia Recíproca Petrolera)

Costo de sobreestadía de la nave,

La sobreestadía de la 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 este tiene en caso de que el fletador demore en la descarga de la nave más del tiempo acordado por contrato.

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 producto contratado con el fletador que se ha demorado en liberar la nave.

La demora de la nave se puede deber a múltiples razones de tipo climático, de la autoridad, operativo, 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 incluso alguna de ellas tampoco son responsabilidad del importador, tales como las climáticas o de la autoridad.

Es por esta característica circunstancial de la sobreestadía que no debe incluirse en el cálculo de los precios de paridad.

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 82.000 m³ de capacidad, debido a que el terminal tenía 85.000m³ de capacidad, contribuyeron a justificar la construcción de un nuevo estanque de 60.000 m³ de capacidad.

5.- Actualización y revisión de la relevancia de los precios en el Mercado de la Costa Atlántica de EEUU (USAC) como referencia para los precios en Chile

En el Capítulo 5 del informe final de Julio de 2013 del estudio “Revisión de Metodología de Determinación de Precio de Paridad de Combustibles Derivados del Petróleo”, contratado por la CNE con SCG Consultoría, se concluyó que - a esa fecha - el mercado de la Costa Atlántica de EEUU (precios New York Waterborne) no era adecuado para un cálculo de precios de paridad de importación a Chile de gasolina, kerosene y petróleo diesel debido a la carencia de excedentes exportables de gran magnitud y por su dependencia de abastecimiento de productos finales e intermedios de importaciones o transferencias desde el mercado Costa del Golfo (USG).

En este capítulo se actualizará la información del mercado de la Costa Atlántica de EEUU (USAC) y se revisará si la conclusión del estudio de 2013 antes citado sigue siendo válida.

5.1.- Precios en Mercado USAC

Indicadores de Precios New York

Tanto Argus como Platts publican precios de la gasolina, kero jet y diesel en New York, “hub” principal del mercado de la Costa Atlántica de EEUU: Argus con la denominación New York Waterborne (NYwb) y Platts con la denominación New York Harbor (NYH).

En el Cuadro N° 5.1 se presenta la denominación de los precios que se publican para New York en Argus para los productos con las calidades allí indicadas.

Cuadro N° 5.1 Denominación precios NYwb Argus

	<u>Gasolinas</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diesel</u>
Origen	New York	New York	New York
Indicador	a) 87 M b) 93 V	Jet Fuel	ULS Diesel
Calidad	87 oct.medio 93 oct. medio 80 ppm S	Grado 54 0.3 % S	40 cetano 11 ppm S
Factores de corrección a especificaciones de Chile, mismos que para precios de productos en mercado USG, por cuanto productos NYwb también cumplen especificaciones del poliducto Colonial Pipeline.			

Aunque los precios informados por Argus cumplen con la condición de ser representativos, ya que reflejan un gran número de transacciones por los volúmenes

importados o transferidos desde otros mercados de EEUU, SCG Consultoría mantiene su opinión de que este mercado no cumple con la condición esencial para que se pueda usar como origen para el cálculo de un precio de paridad de importación a Chile, esto es, que presente excedentes de combustibles para exportación en volúmenes significativos y calidades similares a las requeridas por el mercado chileno. Por el contrario, como se expondrá abajo, el mercado USAC continúa siendo deficitario y neto importador de combustibles, por lo cual los volúmenes disponibles para exportación son ocasionales o muy pequeños.

5.2.- Transferencias desde Mercado USG

El mercado de la Costa Atlántica de EEUU es altamente deficitario y recibe abastecimiento regular por poliductos y vía marítima desde el mercado de la Costa del Golfo.

En el cuadro N° 5.2 siguiente se muestran los volúmenes transferidos por poliductos y por vía marítima entre el mercado de la costa del Golfo (USG) y el mercado de la costa Atlántica de EEUU (USAC), para la gasolina convencional, kerosén y diesel, para los últimos 5 años.

Se observa que los volúmenes totales transferidos por poliducto son relativamente estables pues están relacionados con la capacidad de transporte de los poliductos.

La alta dependencia del mercado de USAC respecto del mercado USG se puede apreciar en los volúmenes transferidos por poliducto y por vía marítima desde este último. Según las cifras de 2017, para las gasolinas el volumen total transferido por poliducto y por vía marítima, 98.4 millones de m³, más que triplicó el total de gasolina importada al mercado USAC (32.0 millones de m³ – cuadro N° 5.4). En el caso del kerosén, este volumen transferido, 26.0 millones de m³, fue casi 7 veces mayor que el total importado al mercado USAC (3.8 millones de m³ – cuadro N° 5.5).

Para el petróleo diesel la situación es similar, puesto que el volumen transferido por poliducto y por vía marítima desde el mercado USG en 2017 fue de 42.9 millones de m³ para el diesel con menos de 15 ppm de azufre, el cual fue casi 9 veces mayor que el total importado de esta calidad de diesel al mercado USAC (4.9 millones de m³ – cuadro N° 5.6). Para la calidad de diesel con azufre mayor a 500 ppm, el volumen total transferido fue de 3.0 millones de m³, el cual fue 50% mayor al total importado de esta calidad en este mercado, 2.0 millones de m³.

Para el caso del diesel de menos de 15 ppm de azufre, se aprecia un aumento del volumen transportado por vía marítima, en tanto que el volumen transportado por poliductos se mantuvo estable, salvo por un alza en 2015 que no se consolidó en los años posteriores

Cuadro N° 5.2 Transferencias desde el Mercado USG a USAC

	2013	2014	2015	2016	2017
<u>Via Poliductos</u>					
Gasolina	13629	14292	13002	6430	5648
Gasolina base	55553	55993	58891	62602	66024
Kerosén	23038	21554	21823	23501	23019
Diesel (ppm S)					
< 15	37411	37040	41035	37532	36880
15 < < 500	242	308	374	512	525
> 500	5954	6979	4717	3521	2984
<u>Via Marítima</u>					
Gasolina	5838	6171	6611	7056	7094
Gasolina base	15391	16839	15379	18679	19598
Kerosén	3292	2267	2192	2449	2880
Diesel (ppm S)					
< 15	5314	5350	5600	6105	6023
15 < < 500	--	--	--	--	--
> 500	--	--	--	--	--

Fuente : Elaborado por SCG consultoría con datos de Energy Information Administration, EEUU
 Gasolina incluye solamente gasolina convencional
 Volumen en 1000 m3

Consistente con un aumento del consumo de 8% en la Costa Atlántica de EEUU y una producción en leve declinación (ver Cuadro N° 5.4), se registró un aumento de las transferencias de gasolina desde el mercado USG. Se observa en el periodo un aumento significativo de los volúmenes de gasolinas base para “blending”, transportados por poliducto y por vía marítima. También aumentó en forma importante el transporte por vía marítima de la gasolina terminada (+ 22% en el quinquenio). Pero las transferencias por poliducto de gasolina terminada disminuyeron. Esto se debió, probablemente, a que aumentó la cantidad de gasolina base usada para preparar gasolina reformulada, agregándole etanol en las localidades de destino.

El mercado de la Costa Atlántica no recibe otras transferencias relevantes de otros mercados de EEUU, salvo pequeños volúmenes marginales, inferiores al 1% del total, desde el mercado del centro oeste de EEUU (PADD2).

Por ello las variaciones repentinas de precio que se puedan producir en la Costa del Golfo, debido a las detenciones de refinerías por alertas de huracanes o por los daños efectivos a las mismas que pueda producir un huracán o por otras razones que afecten al balance de oferta y demanda en este mercado, rápidamente serán reflejadas en el mercado de la Costa Atlántica por ser el mercado receptor de los excedentes del mercado USG.

5.3.- Balances de Producción, Importación y Exportación en USAC

A continuación, se revisan los balances actualizados de producción neta, importación y exportación para este mercado en los últimos cinco años

5.3.1.- Balances Gasolina USAC

En el cuadro N° 5.3 se presenta el balance de la producción, recepción desde el USG, importación y exportación para gasolinas en el mercado de la Costa Atlántica de EEUU.

Se puede apreciar que este mercado es continuaba siendo marcadamente deficitario pues si en 2013 la producción (4.4 millones m3) era un 3.5% del total importado y recibido desde el mercado de la Costa del Golfo (124.4 millones m3), en 2017 la producción (3.5 millones m3) había bajado a 2.7% del total importado y recibido desde el mercado de la costa del Golfo (130.4 millones m3).

En este mercado, el gran déficit de suministro de gasolina se suple en mayor medida con volúmenes que son transferidos desde la Costa del Golfo de EEUU, por vía marítima y por poliductos, los cuales fueron 98.4 millones m3 en 2017, lo que equivale a 3.1 veces el volumen total importado a este mercado, 32.0 millones m3.

Cuadro N° 5.3 Producción- Import.- Export. – Gasolina USAC

<u>Gasolinas</u>	2013	2014	2015	2016	2017
Producción Neta	4403	3880	3662	3675	3531
De USG Prod. Blending	70944	72833	74270	81280	85622
De USG Prod Terminado	19468	20463	19613	13486	12742
Import. Prod. Blending	31948	29100	30367	33345	30532
Import. Prod. Terminado	2047	2651	3606	3140	1481
Exportación	252	127	164	179	485

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

5.3.2.- Balances Kerosén USAC

En el cuadro N° 5.4 se presenta el balance de la producción, recepción desde el USG, importación y exportación para el kerosén en el mercado de la Costa Atlántica de EEUU.

Se puede apreciar que también en kerosén este mercado continúa siendo deficitario a pesar de un importante aumento en la producción. Así, mientras en 2013 la producción (4.1 millones m³) era un 14.2% del total importado y recibido desde el mercado de la costa del Golfo (29.1 millones m³), en 2017 la producción (5.4 millones m³) subió a 18.0% del total importado y recibido desde el mercado de la costa del Golfo (29.7 millones m³).

El gran déficit de suministro de kerosén se suple principalmente en este mercado con volúmenes que son transferidos desde el mercado de la Costa del Golfo de EEUU, por vía marítima y por poliductos: el volumen de estas transferencias es 6.8 veces el volumen de las importaciones de kerosén a la Costa Atlántica.

Cuadro N° 5.4 Producción- Importación- Exportación – Kero Jet USAC

	2013	2014	2015	2016	2017
<u>Kero Jet</u>					
Producción	4124	5379	5552	5108	5366
De USG	26630	23821	24015	25950	25898
Importación	2774	3986	4065	3273	3836
Exportación	129	150	34	108	187

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

5.3.3.- Balances Petróleo Diesel USAC

En el cuadro N° 5.5 se presenta el balance de la producción, recepción desde el USG, importación y exportación para las 3 calidades del diesel en el mercado de la Costa Atlántica de EEUU.

Del cuadro N° 5.5 se puede apreciar que en el caso del diesel de muy bajo azufre (menor a 15 ppm), la producción creció desde 14.2 a 16.5 millones m³ entre el comienzo y el término del periodo. La producción en 2017 (16.5 millones m³) equivale a un 34.5% del total importado y recibido desde el mercado de la Costa del Golfo (47.8 millones m³). Así, la condición de suministro propio mejoró durante el período, aunque siguió siendo deficitaria, ya que, en 2013, la producción (14.2 millones m³) era un apenas 30.2% del total importado y recibido desde el mercado de la Costa del Golfo (47.1 millones m³).

En el caso del diesel con contenido de azufre entre 15 ppm y 500 ppm, el segmento de mercado es muy menor dentro del total. Se aprecia que la producción, transferencias desde USG e importaciones son consistentes con la pequeña oferta de exportaciones.

Cuadro N° 5.5 Producción- Importación- Exportación – Diesel NY

	2013	2014	2015	2016	2017
<u>Diesel < 15 ppm S</u>					
Producción	14200	16978	17258	17495	16483
De USG	42724	42390	46636	43637	42902
Importación	4335	6065	7096	4928	4886
Exportación	3576	1657	1121	2929	3399
<u>Diesel >15 < 500 ppm S</u>					
Producción	185	187	186	278	186
De USG	242	308	374	512	525
Importación	376	645	690	202	121
Exportación	1315	878	1172	606	556
<u>Diesel > 500 ppm S</u>					
Producción	5979	2224	2335	1856	2449
De USG	5954	6979	4717	3521	2984
Importación	2512	3249	2097	1886	1992
Exportación	1265	1158	241	158	16

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

Para el diesel con contenido de azufre mayor a 500 ppm la producción, las importaciones y las transferencias recibidas desde la Costa del Golfo, han bajado en los últimos 5 años, lo que indica una disminución del consumo en el periodo. Este segmento del mercado de diesel recibe grandes transferencias de volumen por vía marítima y por poliductos desde el mercado de la Costa del Golfo de EEUU para suplir su déficit de abastecimiento.

5.3.4.- Conclusión

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, este mercado de la Costa Atlántica de EEUU, pese a tener precios informados para New York que tienen transparencia y suficiente liquidez, no cumple con la condición de tener disponibles volúmenes permanentes e importantes para exportación. Por lo que SCG Consultoría reitera la recomendación del estudio de 2013 antes citado, en el sentido de que el cálculo de un precio de paridad desde este mercado no cumple con la condición esencial de factibilidad real de importar combustible desde allí a Chile.

5.4.- Cálculo Transporte Marítimo

Para el cálculo del transporte marítimo desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.2 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU, salvo los puntos 1 y 8, los cuales se detallan en este capítulo.

5.4.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel

(1) Indicador del Flete

Para el mercado de fletes con origen (exportaciones) en la Costa Atlántica de EEUU, Nueva York, no se publican cotizaciones de fletes, principalmente debido a que este mercado es totalmente deficitario de productos, tal como se detalló en el capítulo 5.1 anterior.

Para estimar el flete de las gasolinas, kerosén y petróleo diesel, se pueden usar las cotizaciones diarias informadas por la publicación Argus para los fletes transados en base WS para una ruta como la de Costa del Golfo de EEUU al Caribe, Norte de Europa y Mediterráneo (**USGC / Caribbean-UKCM**). Esta ruta corresponde a naves que operan con cargamentos de 38 mil ton.

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 Mediterraneo (**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° 5.6 se indican los volúmenes transportados en los últimos 5 años, 2013 a 2017, en esta ruta antes mencionada.

Del cuadro se observa para esta ruta USGC / Caribbean – UKCM que el volumen transportado ha crecido desde 34 a 40 millones de m³ anuales durante los últimos 5 años, con embarques que han aumentado un 20%, de 716 a 860 embarques por año, lo que refleja el aumento de las exportaciones del mercado de la costa del Golfo de EEUU, aunque los dos destinos que se incluyen en esta ruta muestran diferente tendencia en el periodo considerado.

**Cuadro N° 5.6 Liquidez Ruta Exportación desde EEUU - Argus
Volumen Transportado**

Ruta Argus USGC / Caribbean - UKCM	2013	2014	2015	2016	2017
Destino :					
Caribe – Costa Ctro. América	14.702	16.791	18.561	21.742	26.118
NW Europe – Mediterraneo	18.949	17.082	19.212	16.394	14.302
Total Ruta	33.651	33.873	37.774	38.137	40.419
Cantidad Embarques	716	721	804	811	860

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, (EIA) EEUU
Cifras de 2017 - Volumen en 1000 m3

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

La liquidez de esta ruta USGC / Caribbean – UKCM (medida como cantidad de embarques) es significativa pues los 860 embarques anuales representan en torno a 16 cargamentos semanales. Esta corresponde además a una ruta de salida del área del Golfo de EEUU, por lo que refleja la misma condición de las importaciones de combustibles con un origen desde EEUU a Chile.

Por lo anteriormente expuesto, en el caso que hubiera que calcular los precios de paridad de importación a Chile desde este mercado de Nueva York, SCG Consultoría recomienda usar este indicador de flete USGC / Caribbean-UKCM desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU.

(2) Tamaño de los Embarques

Para el tamaño de los embarques desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.2.1 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

(3) Tamaño de las Naves

Para el tamaño de las naves desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.2.1 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

(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 2013 en aplicación por la CNE, se indican en el Cuadro N° 5.7 siguiente:

Cuadro N° 5.7 Flete WS Base a Quintero desde New York

2018	Gasolinas	Kerosén	Diesel .
Origen	Atlantic Coast	Atlantic Coast	Atlantic Coast
	EEUU	EEUU	EEUU
Puerto	N. York	N. York	N. York
WS Base a Quintero	12.96	12.96	12.96
US\$/ton			

SCG 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.

(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 de Peaje del Canal de Panamá

Para el costo del peaje del Canal de Panamá desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.2.1 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

(7) Otros gastos no incluidos según modalidad de contratación.

De acuerdo a 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 **USGC / Caribbean-UKCM** para representar el costo de flete desde la Costa Este de EEUU a Chile, debe usarse un recargo por sacar la nave de posición, es decir un premio que el armador requiere por dejar de transportar en el mercado de Europa y la Costa Este de EEUU (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.

Para una eventual importación de combustibles, gasolina, kerosén o petróleo diésel, cargando en la Costa Este de EEUU (USAC), se debe contratar una nave de las que transporta las importaciones a este mercado desde el norte de Europa. De esta forma luego de descargar en el área de Nueva York, podría cargar el cargamento con destino a Chile.

Como se detalló en el capítulo 5.2.1 anterior, el mercado de la Costa Este de EEUU (USAC) es un mercado importador neto, por lo que la alternativa del armador será bajar en lastre hasta la costa del golfo de EEUU para obtener un flete de regreso a Europa, o volver en lastre al norte de Europa a buscar otro cargamento.

La ruta del norte de Europa a la costa Atlántica de EEUU (UK-USAC) corresponde a viajes de 3200 a 3400 millas con una duración de 10 a 12 días. El viaje en lastre desde el área de Nueva York a Houston es de alrededor de 2000 millas con duración de 6 a 7 días.

Por su parte el viaje de Nueva York a Quintero tiene 4700 millas con una duración de 16 a 17 días, incluido el cruce del Canal de Panamá, con un viaje de 32 a 35 días de ida y vuelta.

Las posibles cargas de retorno al Caribe o al Golfo de EEUU tienen mayor incertidumbre en el viaje en lastre de retorno al Caribe. Es por esto, 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, de cuyo tráfico tendría que salir para viajar a Chile.

Es así que el valor de este recargo refleja la pérdida de oportunidad que el armador tiene, de volver con la nave al 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 32 a 35 días, periodo en el cual la nave estará fuera del mercado del norte de Europa.

Por lo anteriormente expuesto, para representar el costo de posicionamiento de la nave se pueden usar los recargos indicados en el capítulo 6.2.1 correspondiente al flete desde el mercado de la costa norte de Europa.

Aplicación Recargo Flete por posición Nave

Para valores flete mensual menor a WS 95 = Flete WS USG-Car.UKCM 38mt x 1.15 Para valores flete mensual Mayor a WS 95 = Flete WS USG-Car.UKCM 37mt x 1.25
--

De acuerdo al análisis anterior, SCG 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 95, según se indica en la tabla anterior.

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

Para los otros costos hasta el arribo del combustible a Chile desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Mermas del producto en tránsito.

Para las mermas del producto en tránsito desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Costo del Seguro Marítimo del Combustible

Para el costo del seguro marítimo del combustible desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Costos financieros (según términos y condiciones de compra).

Para los costos financieros desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Costo carta de crédito.

Para el costo de la carta de crédito desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

5.6.- Otros Costos en Chile.

Para los otros costos en Chile desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Derechos de Aduana según origen,

Para los derechos de aduana según origen desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Costos Fijos de Descarga del producto,

Para los costos fijos de descarga del producto desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Costos Directos de Descarga del producto,

Para los costos directos de descarga del producto desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Costo de almacenamiento del producto,

Para el costo de almacenamiento del producto desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

6.- 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 calcular los precios de paridad de importación con origen en el mercado del norte de Europa (NWE), de las gasolinas, kerosén y petróleo diesel.

6.1.- Cálculo Precio FOB en Origen

Indicadores de Precio

Para calcular los precios FOB en el puerto de origen, el procedimiento actual del que dispone la CNE, usa las cotizaciones diarias informadas por Argus, para “NWE” correspondientes a los precios del norte de Europa para las gasolinas, kerosén y petróleo diesel.

En el Cuadro N° 6.1 se indican el origen, los indicadores y su calidad, correspondientes al procedimiento actual de la CNE para evaluar los precios de paridad de importación.

Cuadro N° 6.1 Indicadores Argus FOB actuales para NWE

	<u>Gasolina</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diesel</u>
Origen	NWE	NWE	NWE
FOB	Puertos NWE	Puertos NWE	Puertos 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 91/91	10 ppm S 51 cet
<u>Corrección</u>			
- Azufre	NO	1.0341 x Arb. NWE/USG	NO
- Octano	SÍ		
- Ajuste	0.5 x (95R – 91R)		
- P.Vapor	Factor 1.57% (91R-C4)		
- Cetano			NO

Desde 2013, 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, pero han cambiado alguna de las especificaciones de calidad de algunos combustibles en Chile.

Con el objeto de reflejar los cambios antes indicados, SCG Consultoría recomienda usar los indicadores que se muestran en el cuadro N° 6.2.

Cuadro N° 6.2 Indicadores FOB propuestos para NWE

	<u>Gasolinas</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diesel</u>
Origen	NWE	NWE	NWE
FOB	Puertos NWE	Puertos NWE	Puertos 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 91/91	10 ppm S 51 cet
<u>Corrección</u>			
- Azufre	NO	1.1672	NO
- Octano Ajuste	SÍ 0.5 x (95R - 91 R)		
- P.Vapor	Factor 1.57% (91R-C4) Factor 1.57% (95R-C4)		
- Cetano			NO

El mercado de NWE es un mercado de importaciones y exportaciones por lo que los precios están relacionados con los arbitrajes que se producen por esta condición. En este mercado las cotizaciones FOB informadas por las publicaciones técnicas Argus y Platts, las calculan como un netback del precio CIF a ese mercado.

Para los casos de las cotizaciones de las gasolinas MOGAS 95R, MOGAS 91R, kerosén JET y diesel DIESEL GERMAN, las cotizaciones de precio informadas están basadas en el netback que se obtiene de estos combustibles en base CIF en el mercado de 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 (Holanda), Coryton (Londres) a Le Havre (Francia) y Le Havre a Hamburgo (Alemania).

A continuación, se detalla la forma recomendada para determinar las correcciones a los indicadores de precio FOB.

6.1.1.- Indicador Gasolina

El modelo actual del que dispone la CNE para la gasolina usa dos indicadores de precio: Mogas 95R 10 ppm de 95 octanos RON y 10 ppm de azufre, y Mogas 91R de 91 octanos RON y 10 ppm de azufre.

Para obtener precios que representen las gasolinas de 93 octanos RON y de 97 octanos RON de Chile, se debe corregir los indicadores Mogas 91R y Mogas 95R 10 ppm, respectivamente, con los cambios que se indican a continuación.

Corrección por Octano

El indicador NWE para la gasolina 93 octanos RON de Chile es la Mogas 91R, 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 la Mogas 95R 10 ppm, por lo que también se debe corregir por la diferencia de 2 octanos RON.

La corrección por 2 octanos RON, en ambos casos, se hace multiplicando el factor **0.5** ($= 2 \times \frac{1}{4}$) por la diferencia entre los precios de los indicadores, **Mogas 95R 10 ppm** de 95 octanos RON y **Mogas 91R** de 91 octanos RON, referidos a embarques en condición FOB, que aparecen bajo el título "Northwest Europe".

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.

SCG Consultoría recomienda sumar el término **0.5 x (Mogas 95R – Mogas 91R)** al precio informado para la Mogas 91R USG, para corregir el precio de esta gasolina de manera que represente la gasolina 93 RON en Chile. SCG Consultoría recomienda sumar el término **0.5 x (Mogas 95R – Mogas 91R)** al precio informado para la Mogas 95R USG, para corregir el precio de esta gasolina de manera que represente la gasolina 97 RON en Chile.

Corrección por Azufre

Argus y Platts informan precios en el mercado de NWE solamente para gasolinas con un contenido de azufre de 10 ppm, de acuerdo a la norma europea EN 228.

Si comparamos el contenido de azufre de estas gasolinas con la de Chile (15 ppm) se observa que la diferencia es de 5 ppm en el contenido de azufre, la cual no es necesaria corregir porque es muy pequeña.

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 a la norma EN 228 se establecen 10 clases de volatilidad asociadas a rangos de presión de vapor. Para los países que conforman el mercado ARA de NWE (Holanda y Bélgica), 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). En el Cuadro N° 6.3 se indican los rangos de RVP para NWE y sus distintos periodos de vigencia.

Cuadro N° 6.3 **Diferencias RVP Gasolinas Northwest Europe y Resto País, Chile**

<u>Periodo</u>	<u>RVP Gasolinas (psi).</u>		<u>Dif RVP</u>	<u>% Butano agrega - retira</u>
	<u>NW Europe</u>	<u>R.País</u>		
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

En el mercado ARA de 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 10 psi de presión de vapor, en promedio 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), que dejara 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 el capítulo 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° 6.3, 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 91R**, 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**, y del **Butane cif ARA (large cargoes)** informado por el **Argus International LPG**.

De acuerdo a todo lo anteriormente expuesto en esta sección, SCG Consultoría recomienda usar la cotización del indicador **Mogas 91R** corregida por octanaje y por RVP, para representar el precio de la gasolina de 93 RON en Chile; y usar la cotización del indicador **Mogas 95R** corregida por octanaje y por RVP, para representar el precio de la gasolina de 97 RON en Chile.

6.1.2.- Indicador Kerosén

En el mercado de NWE se publica una sola cotización para el kerosén de aviación en condición FOB, rotulada "**Jet**". Esta cotización diaria de precio corresponde a un kerosén de aviación de 100°F de punto de inflamación, con -47°F de punto de congelación y con un 0.3% de azufre. La CNE usa actualmente ésta cotización de precio para el cálculo de los precios de paridad.

Esta calidad es equivalente a la del kerosén de aviación en Chile, con igual contenido de azufre y similares 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 mayor que el kerosén doméstico.

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 (1.1672). En este caso, la corrección por azufre para el precio Jet NWE se calcula como:

$$1.1672 \times \text{Jet NWE}$$

SCG Consultoría recomienda seguir usando la cotización **JET** referida a embarques en condición FOB, que aparece bajo el título "Northwest Europe", con el factor de corrección por el contenido de azufre del mercado N. York, **1.1672**.

6.1.3.- Indicador Diesel

Actualmente la CNE emplea para el petróleo diesel el indicador de precio informado por **Argus European Products** para el mercado de NWE: **Diesel French 10 ppm fob** de 10 ppm de azufre, 51 cetano y 2°C de punto de turbidez, según norma EN 590.

Este combustible es de una calidad equivalente al Diesel B-1 de Chile, con similar número Cetano (50), pero con un levemente mayor contenido de azufre (15 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 diesel que difieran en estas propiedades.

Considerando la pequeña diferencia en el contenido de azufre y número Cetano del **Diesel French 10 ppm fob**, no es necesario corregir este precio para representar el precio equivalente del Diesel B-1 en los puertos de NWE, por lo que SCG Consultoría recomienda mantener el uso de este indicador sin correcciones.

6.2.- Cálculo Transporte Marítimo

6.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel

El cálculo del transporte marítimo es el mismo para los tres tipos de combustibles, esto es gasolina, kerosén y petróleo diesel, 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 diesel, 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 EEUU ("**UKC – US Atlantic Coast**"), para naves de productos limpios de 37.000 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. Esta ruta tiene poca liquidez y en su extensión a Chile, las naves deberían transitar por el Estrecho de Magallanes.

En el cuadro N° 6.4 se indican para la ruta **UKC – US Atlantic Coast**, los volúmenes transportados en los últimos 5 años, 2013 a 2017, 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 12 y 13 millones de m3 durante el periodo de análisis, con un rango entre 220 y 300 embarques anuales. Esta ruta incluye principalmente embarques de componentes de gasolina destinados a la costa Atlántica de EEUU para la preparación de gasolinas terminadas.

**Cuadro N° 6.4 Liquidez Fletes Ruta UKC / USAC - Argus
Volumen Transportado**

Ruta Argus	2013	2014	2015	2016	2017.
<u>UKC / US Atlantic Coast</u>					
Origen : Mar del Norte y					
NW Europe	13785	12066	12843	14677	11262
Cantidad Embarques	276	241	257	294	225

Fuente : Elaboración SCG Consultoría con datos de Energy Information Administration, EIA, EEUU - Volumen en 1000 m3

Esta ruta presenta buena liquidez pues la cantidad de embarques anuales representan en torno a 5 cargamentos semanales. Esta ruta además corresponde además a una ruta de salida del área del norte de Europa (NWE), por lo que refleja la misma condición de las importaciones de combustibles desde ese origen a Chile.

Por las razones antes expuestas de buena liquidez y de origen de ruta igual al de las importaciones a Chile, SCG Consultoría recomienda mantener este indicador de flete marítimo, (**UKC – US Atlantic Coast**) para naves con embarques de 37 k ton.

2.- Tamaño de los Embarques

Para este origen corresponde emplear el mismo valor usado para el cálculo del flete desde USG de EEUU, 38.000 ton, según lo indicado en el capítulo 4.2.1.2 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 EEUU, 24.000 ton, según lo indicado en el capítulo 4.2.1.3 de este estudio.

4.- Flete según Modalidad de Contratación

Para el caso de las gasolinas, kerosén y petróleo diesel, 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 el capítulo 4.2.1 de este estudio para el cálculo del flete con origen en el USG EEUU. La tarifa base correspondiente a 2012 que se aplica, se indica en el Cuadro N° 6.5 siguiente:

Cuadro N° 6.5 Flete WS Base a Quintero desde N.W.E.

2018	<u>Gasolinas</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diesel .</u>
Origen	N.W.E	N.W.E.	N.W.E.
Puerto	Rotterdam	Rotterdam	Rotterdam
WS Base a Quintero	23.43	23.43	23.43
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 al 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 24.000 ton empleado para calcular la tarifa de cruce del Canal de Panamá en el flete con origen en USG, según el capítulo 4.2.1 de este estudio.

7.- Otros gastos no incluidos según modalidad de contratación.

De acuerdo a 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, N.W.E. a Chile, debe usarse un recargo por sacar la nave de

posición, es decir un premio que el armador requiere por dejar de transportar en el mercado de Europa y la Costa Este de EEUU (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 EEUU (UK-USAC) corresponde a viajes de 3200 a 3400 millas con una duración de 10 a 12 días.

El viaje de Rotterdam a Quintero tiene 7400 millas con una duración de 22 a 23 días (47 a 50 días viaje de ida y vuelta). Como se detalló en el capítulo 5.2.1 anterior, el mercado de la Costa Este de EEUU (USAC) es un mercado importador neto, por lo que el armador deberá bajar hasta la costa del golfo de EEUU para obtener un flete de regreso a Europa, en una ruta con alta liquidez.

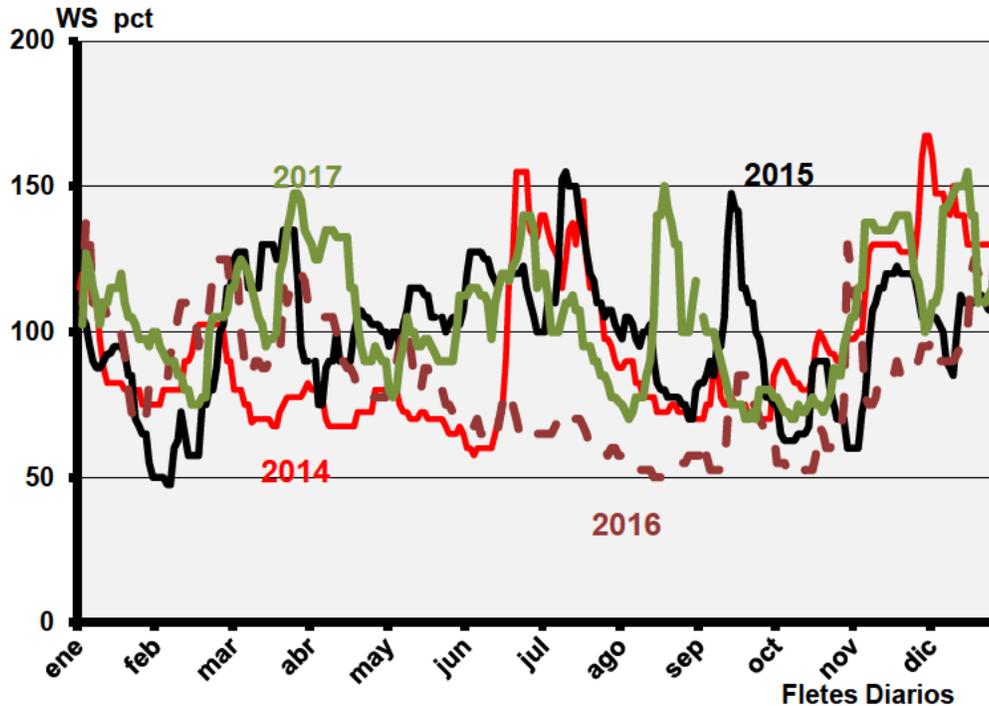
Las posibles cargas de retorno al Caribe o al Gofu de EEUU tienen mayor incertidumbre en el viaje en lastre de retorno al Caribe. Es por esto, la duración del viaje y cargas inciertas de vuelta, que el armador u operador de la nave para contratar el viaje a Chile, pedirá un recargo sobre el nivel de flete de mercado que en ese momento haya en la ruta UK-USAC.

Es así que 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.

La volatilidad del nivel WS de flete para la ruta UK – USAC se observa en la figura N° 6.1 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 2013 y 2017. La información de fletes corresponde a la del broker de naves norteamericano Mallory Jones L.F., la cual tiene una estrecha correlación con la información de fletes informada por Platts y Argus para esta misma ruta.

Se puede apreciar que durante Junio del año 2014, el flete de mercado de esta ruta varió desde un nivel de WS 55 a WS 155, para luego descender hasta el nivel de WS 70 en Septiembre. En Diciembre de ese año el flete alcanzo el nivel de WS 170. Variaciones similares se observan en los otros años, aunque con cambios no tan agudos como los del año 2014. Estas variaciones representan una alta volatilidad de las tarifas con cambios de gran magnitud en breves periodos de tiempo, los cuales condicionan el recargo que hay que considerar para que la nave deje este tráfico para venir a Chile.

Figura N° 6.1 Tarifas Flete UK–USAC 37 kton Clean Products



Fuente : Elaboración SCG Consultoría – datos Mallory Jones 37 kton

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 que el recargo por posicionamiento podría llegar a cero para niveles del mercado inferiores al promedio estacional. Es por esto que el recargo por posicionamiento debe considerarse variable para representar el costo de oportunidad del armador que varía según sea el nivel del mercado.

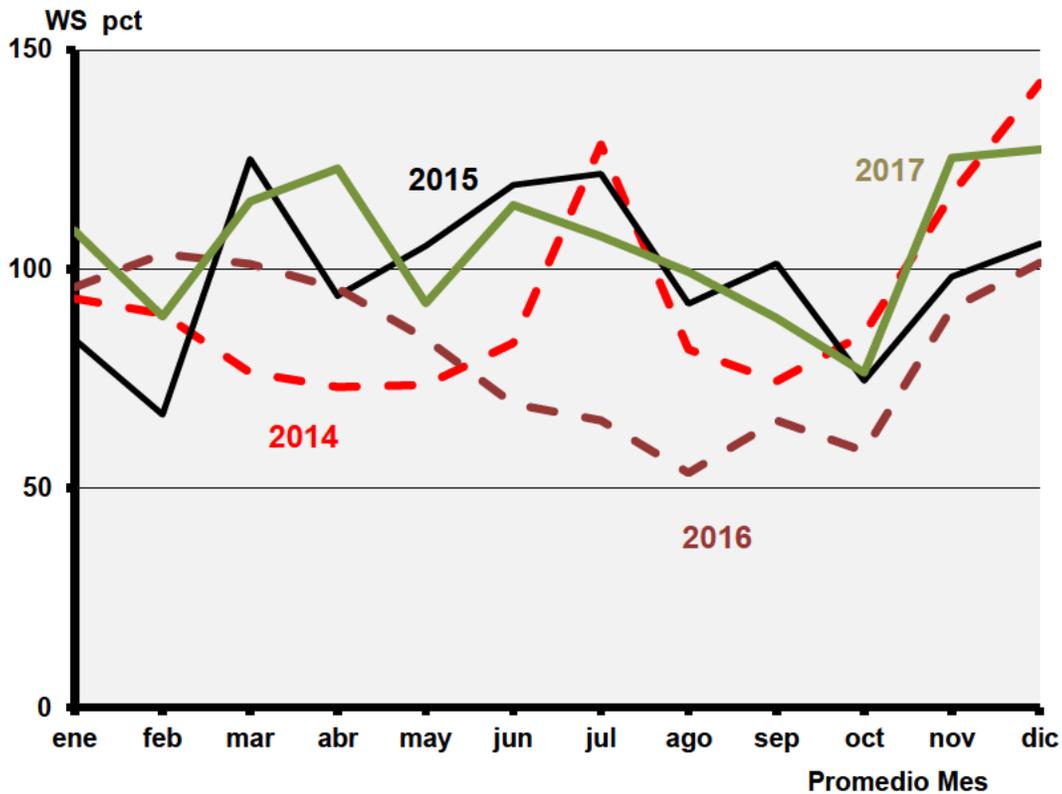
Volatilidad con Fletes Promedio Mensual

Para analizar la volatilidad de los fletes promedio mensual, se consideró el periodo de los últimos 4 años, 2014 a 2017. En la figura N° 6.2 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 37.000 ton, para los años 2014 al 2017.

Se puede apreciar que el año 2014 presenta la mayor volatilidad de fletes con un rango con máximo de WS 142 y mínimo de WS 73, con una variación de 1.9 veces. Esta variación entre flete máximo y mínimo presenta un menor valor de 1.7 veces para 2017 con un máximo de WS 127 y un mínimo de WS 76.

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.

Figura N° 6.2 (UK – USAC 37 kton CLEAN) 2014 – 2017



Fuente : Elaboración SCG Consultoría – datos Mallory Jones 37 kton

El valor promedio de los fletes mensuales para el periodo de 4 años resulto de **WS 95** con un promedio de los coeficientes de dispersión de **0.20** para el periodo de 4 años.

La dispersión promedio de 0.20 está en el límite superior del rango de 0.10 a 0.20 (10% a 20%) que ha sido el rango empleado para definir el recargo variable para representar el

costo de posicionamiento de la nave. En este caso debería usarse 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 95, se aplicará un recargo de 15% al flete. Cuando el valor del flete sea mayor que el flete promedio WS 95, se aplicará 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 <u>WS 95</u> =	Flete WS UK-USAC 37mt x <u>1.15</u>
Para valores flete mensual Mayor a <u>WS 95</u> =	Flete WS UK-USAC 37mt x <u>1.25</u>

De acuerdo al análisis anterior, SCG 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 95, según se indica en la tabla anterior.

6.3.- 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 el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Mermas del producto en tránsito,

Para las mermas del producto en tránsito desde el mercado del Norte de Europa rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

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 el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Costos financieros (según términos y condiciones de compra),

Para los costos financieros desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Costo carta de crédito.

Para el costo de la carta de crédito desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

6.4.- Otros Costos en Chile.

Para los otros costos en Chile desde el mercado del Norte de Europa rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Derechos de Aduana según origen,

Para los derechos de aduana según origen, del mercado del Norte de Europa rige lo explicado en el capítulo 4.3 del estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Costos Fijos de Descarga del producto,

Para los costos fijos de descarga del producto desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Costos Directos de Descarga del producto,

Para los costos directos de descarga del producto desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Costo de almacenamiento del producto,

Para el costo de almacenamiento del producto desde el mercado de la Costa Atlántica de EEUU rige todo lo explicado en el capítulo 4.3 de este estudio para el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

ANEXO N° 1

Programa RFS, 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 diesel comercializados en Estados Unidos, a partir de 11.1 miles de millones de galones (MMMg) en 2009, y culminando en 2022 con 36 MMMg.

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 diesel 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

El Programa 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 Diesel celulósico
- Diesel basado en Biomasa ("Biomass-based Diesel") D4
- Biocombustible Avanzado ("Advanced Biofuel") D5
- Total de Combustibles Renovables ("Total Renewable Fuel") D6

El código D-6 se usa también para los Biocombustibles "Convencionales", básicamente etanol de maíz.

Los volúmenes establecidos en la Energy and Independence Security Act de 2007 fueron los que se presenta en la Tabla N° 1. Se hace referencia a estos volúmenes mandados como RFS2, ya que la ley mencionada aumentó substancialmente los volúmenes exigidos por sobre los establecidos por la Energy Policy Act de 2005 (referidos como RFS1). En adelante, salvo que se especifique lo contrario, en este documento se usarán indistintamente los términos RFS y RFS2.

TABLA N° 1
VOLÚMENES ESTÁNDAR ESTABLECIDOS POR LA ENERGY
INDEPENDENCE AND SECURITY ACT DE 2007
(MILES DE MILLONES DE GALONES)**

Año	<u>Cellulosic</u> <u>Biofuel</u>	<u>Biomass-</u> <u>Based</u> <u>Diesel</u>	<u>Advanced</u> <u>Biofuel</u>	<u>Total</u> <u>Renewable</u> <u>Fuel</u>	<u>"Conventional"</u> <u>Biofuel</u>
2009	NA	0.50	0.60	11.10	10.50
2010	0.10	0.65	0.95	12.95	12.00
2011	0.25	0.80	1.35	13.95	12.60
2012	0.50	1.00	2.00	15.20	13.20
2013	1.00	*	2.75	16.55	13.80
2014	1.75	*	3.75	18.15	14.40
2015	3.00	*	5.50	20.50	15.00
2016	4.25	*	7.25	22.25	15.00
2017	5.50	*	9.00	24.00	15.00
2018	7.00	*	11.00	26.00	15.00
2019	8.50	*	13.00	28.00	15.00
2020	10.50	*	15.00	30.00	15.00
2021	13.50	*	18.00	33.00	15.00
2022	16.00	*	21.00	36.00	15.00

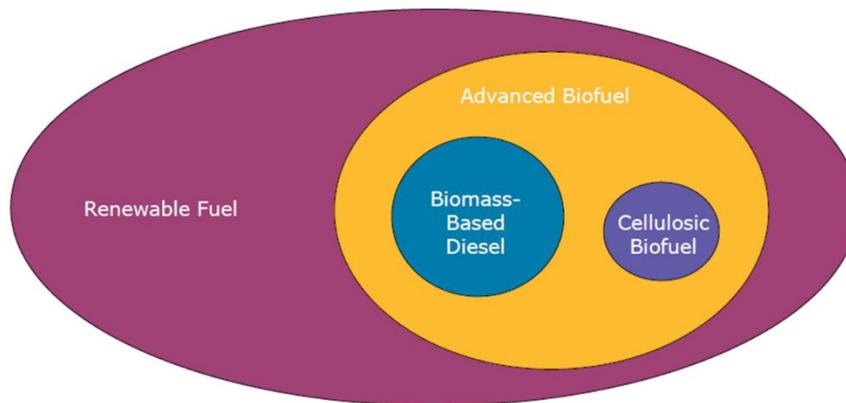
(*) Desde 2013 el requerimiento mínimo establecido por la ley de 2007 para el Diesel basado en Biomasa es 1.0 MMMG pero puede ser incrementado por la EPA en su regulación anual.

(**) Todos son volúmenes de etanol-equivalentes de acuerdo al contenido energético, salvo los del Diesel basado en Biomasa que están expresados biodiesel-equivalentes.

No hay un requerimiento explícito para los Biocombustibles “Convencionales”. Los volúmenes de Biocombustibles Convencionales en la tabla anterior son calculados como la diferencia entre Total de Combustibles Renovables y los Biocombustibles Avanzados, y están constituidos por ciertos biocombustibles que no califican como “Avanzados”, principalmente etanol producido a partir 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 Diesel 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.

**FIGURA N° 1:
CATEGORÍAS ANIDADAS Y JERÁRQUICAS DE RENOVABLES**



Las leyes antes mencionadas 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.

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 diesel. El resultado es un porcentaje,

con el cual las partes obligadas del Programa – refinadores e importadores de gasolina y diesel – determinan sus RVO para el año calendario en cuestión.

Así, para la parte obligada j (refinador o importador), su RVO queda determinado como sigue:

$$\mathbf{RVO_j (i) = [RFStd (i) \times GV_j (i)] + D_j (i-1)}$$

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 diesel 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 2018, los porcentajes de RFStd según categorías de combustibles renovables establecidos por la EPA el 12 de diciembre de 2017 fueron los siguientes:

• Biocombustible Celulósico	0.159%	0.288 MMMG (18.7 kbpd*)
• Diesel basado en Biomasa	1.74%	2.1 MMMG (137.0 kbpd)
• Biocombustible Avanzado	2.37%	4.29 MMMG (279.8 kbpd)
• Total Combustibles Renovables	10.67%	19.29 MMMG (1258.3 kbpd)

(*) “kbpd” denota miles de barriles por día

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 diesel 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.

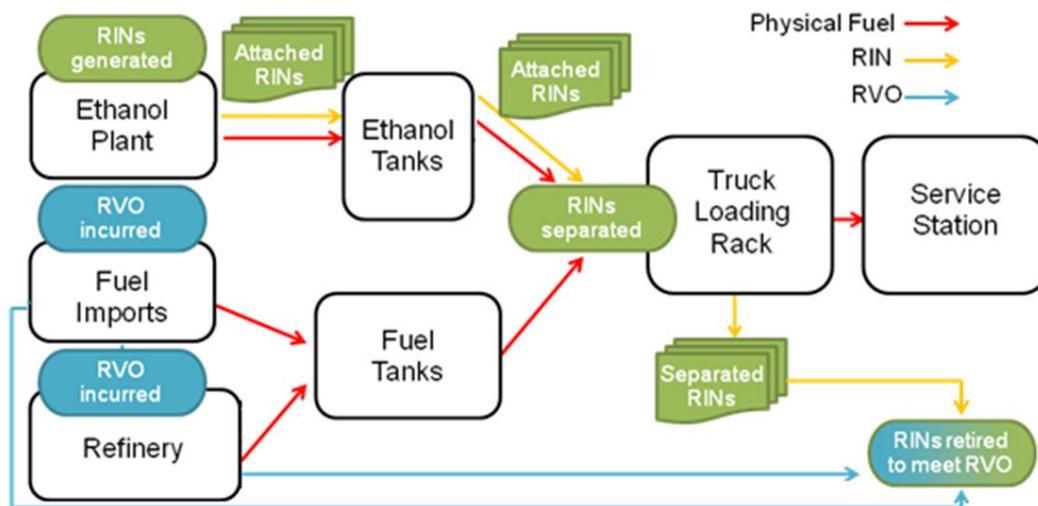
Los RINs se usan tanto para llevar un registro de los volúmenes de combustibles renovables producidos en, o importados a, los Estados Unidos como para otorgar flexibilidad en el cumplimiento de los distintos volúmenes metas del RFS.

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 diesel, 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 biodiesel y los demás biocombustibles.

En este caso, se puede asumir 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).

Alternativamente, se puede asumir 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.

2. 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).

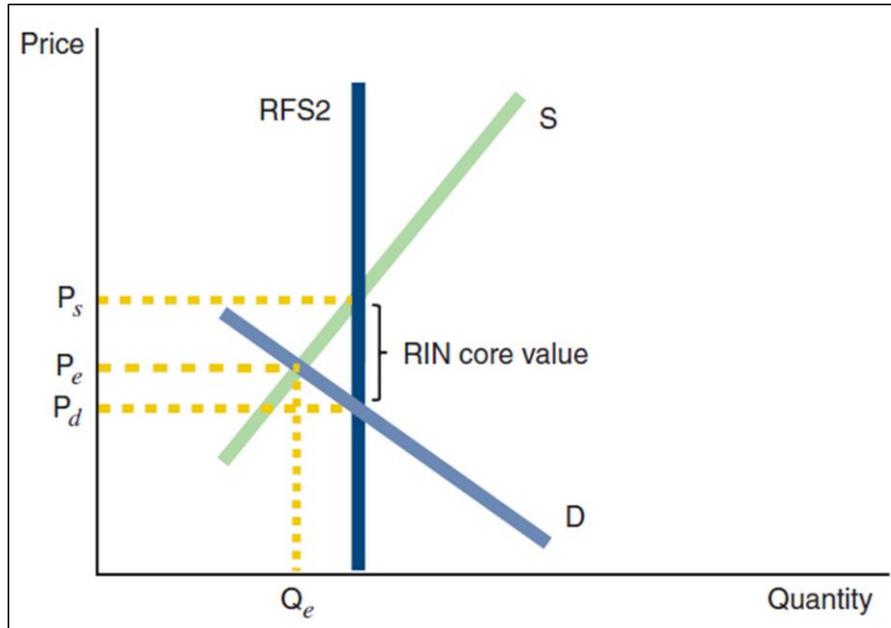
Esto se puede ilustrar mediante la Figura N° 3, que muestra las curvas de oferta y demanda para un biocombustible con exigencias de volumen a cumplir según el Programa RFS. Se ejemplifica con el caso del etanol.

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 RFS2 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 RFS2.

Pero cuando el volumen RFS2 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 P_e a P_s . Pero por esa cantidad los "blenders" están dispuestos a pagar sólo P_d . En definitiva, el precio del etanol será P_s , 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 P_d sino $P_s - \text{Precio RIN}$.

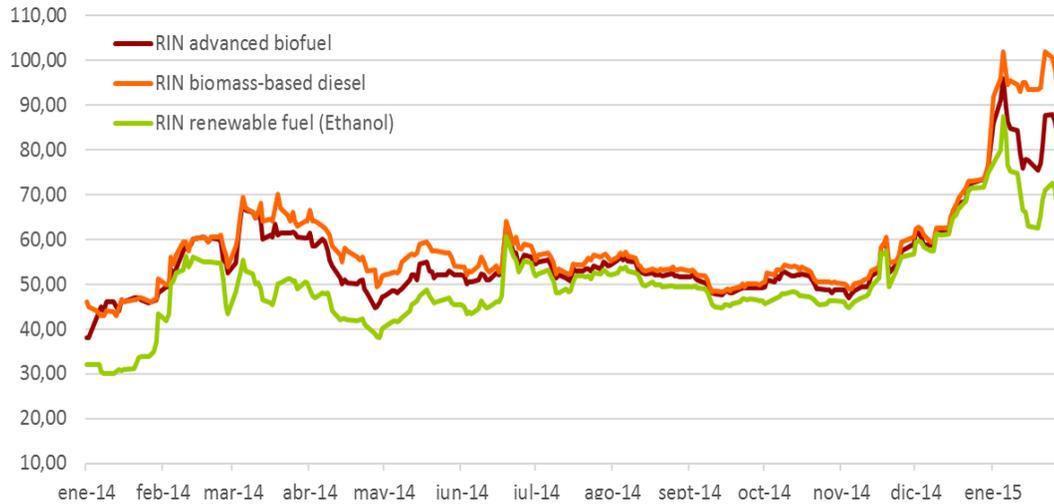
En rigor, el valor de los RINs calculado como $P_s - P_d$ es lo que se llama el "core value". El precio que se observará en las transacciones reflejará no solo el "core value" sino también costos de transacción y elementos especulativos puntuales.

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 Diesel 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 2014 y comienzos de 2015) 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 (cerca de 80%) dentro del total del biocombustible convencional, etanol de maíz.

**FIGURA N° 4:
EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LOS RIN (2014 - COMIENZOS DE 2015)
(US\$ Cts/RIN)**



3. Evolución del precio de los RINs

Hasta 2012, la principal dificultad que se registraba en el desarrollo del Programa RFS era la insuficiente oferta de Biocombustible Celulósico, debido a que la producción aún está en la etapa de plantas de investigación & desarrollo y plantas piloto sin llegar todavía a plantas de escala comercial. Por ellos los costos son tan elevados que los volúmenes originalmente mandatados por el RFS2 de 2007 simplemente no son factibles. La insuficiente producción física también trajo aparejada una insuficiente provisión de RINs D3, lo que habría provocado un aumento explosivo de sus precios.

Esto ha obligado año a año a la EPA a reducir los volúmenes exigidos originalmente por el RFS2 de 2007. La comparación con los volúmenes originales mandatados por el RFS2 para el período 2014- 2018 y los modificados por la EPA se muestran en la Tabla N°2.

Salvo este problema con los precios del RIN D-3, los precios de los demás RINs tenían hasta 2012 un valor bajo, asociado a las variaciones 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.

**TABLA N° 2
VOLÚMENES ESTÁNDAR DE
BIOCOMBUSTIBLES CELULÓSICOS
(MILLONES DE GALONES)**

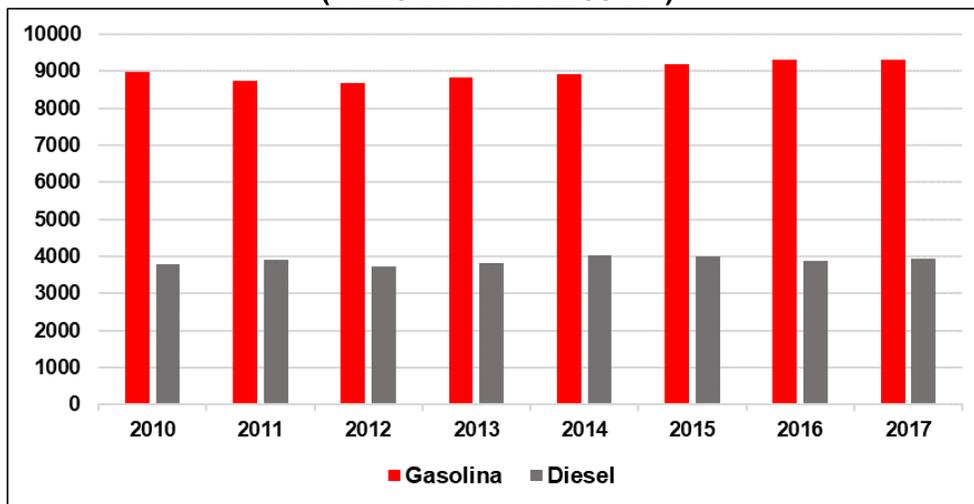
Año	ESTABLECIDOS EN RFS2 2007	FINALES MODIFICADOS POR EPA
2014	1750	33
2015	3000	123
2016	4250	230
2017	5550	312
2018	7000	288

2013: se llega al “Blend Wall”

En Estados Unidos, a diferencia de la mayoría de los demás países, el consumo de gasolina es mucho mayor que el consumo de diesel. Así, mientras ahora el consumo de gasolina supera los 9 millones de barriles/día (b/d), el consumo de diesel no supera los 4 millones b/d.

La evolución del consumo estadounidense de estos combustibles en los últimos años se presenta en la Figura N° 5.

**FIGURA N° 5
CONSUMO DE GASOLINA Y DIESEL EN EE.UU. 2010-2017
(MILES DE BARRILES / DÍA)**



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 una 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 gran mayoría de los vehículos son válidas siempre que la gasolina que se use no contenga más de 10% de etanol.

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.

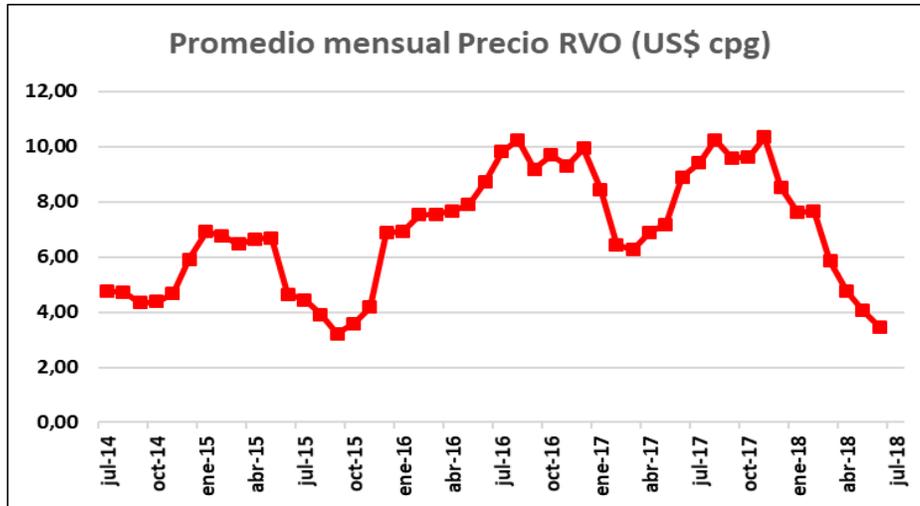
En el transcurso de 2013, al informar la EPA los volúmenes exigibles según las modificaciones al RFS2, por primera vez superaron el nivel compatible con la dosificación de 10% de etanol en la gasolina que se proyectaba se consumiría en el mercado interno de EEUU. La implicancia es que los RINs de etanol generados para su mezcla en la preparación de gasolinas terminadas serían insuficientes para cumplir con lo mandatado 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.

A pesar de que el consumo de gasolina creció en los años posteriores a 2013, los precios de los RINs continuaron en general altos hasta comienzos de 2018 debido a los volúmenes crecientes exigidos por el RFS y por las dificultades para producir biocombustibles celulósicos.

Pero, dada la gran magnitud de las alzas en ciertos períodos, la EPA ha debido modificar los volúmenes respecto de aquellos del RFS original, y también 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.

La incertidumbre del mercado frente a posibles cambios regulatorios, la extemporaneidad de las resoluciones de la EPA y también especulación han hecho que el valor de los RINs haya exhibido una gran volatilidad en los últimos años, tal como se puede apreciar de la Figura N° 6.

FIGURA N° 6
PRECIO RVO JULIO 2014-JUNIO 2018



Recientemente, en los primeros meses de 2018 ha habido gestiones por parte del gobierno de EEUU para negociar modificaciones al RFS o simple medidas administrativas dentro de las atribuciones de la EPA con los distintos grupos de interés (productores de biocombustibles, refinerías, “blenders”) para reducir el precio de los RINs.

Entre otras medidas, se ha mencionado que las exportaciones de biocombustibles (principalmente etanol) cuentan para el cumplimiento de los RVOs, que se permita agregar 15% de etanol a las gasolinas en aquellos estados donde esto no se permite en los meses de verano porque aumentaría las emisiones, etc. Dado el interés mostrado por el gobierno de EEUU, trascendidos de estas negociaciones han hecho caer abruptamente los precios de los RINs desde abril de 2018 a la fecha.

SCG Consultoría
Informe Final
Precio Paridad Combustibles
Parte 1
Octubre 2018