

Comisión Nacional de Energía

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

Informe Final
SCG Consultoría Ltda.
Julio 2013

Indice

	<u>Página</u>
1.- Resumen Ejecutivo	5
Conclusiones	11
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	16
2.4.- Origen de las Importaciones de Petróleo Combustible	18
2.5.- Origen de las Importaciones de Gas Licuado de Petróleo	20
3.- Mercados para Importación de Combustibles a Chile	23
3.1.- Origen desde Norteamérica	26
3.1.1.- Gasolina	26
3.1.2.- Kerosén	27
3.1.3.- Petróleo Diesel	28
3.1.4.- Petróleo Combustible	30
3.1.5.- Gas Licuado de Petróleo	31
3.2.- Origen desde Europa	32
3.2.1.- Gasolina	32
3.2.2.- Kerosén	33
3.2.3.- Petróleo Diesel	33
3.2.4.- Gas Licuado de Petróleo	34
4.- Análisis y Revisión de los Parámetros del Cálculo de los Precios de Paridad desde el Mercado del Golfo de EEUU (USG).	36
4.1.- Cálculo Precio FOB en origen - Indicadores de Precio	36
4.1.1.- Indicador Gasolina	38
4.1.2.- Indicador Kerosén	49
4.1.3.- Indicador Petróleo Diesel	52
4.1.4.- Indicador Petróleo Combustible	54
4.1.5.- Indicador Gas Licuado de Petróleo	56
4.2.- Cálculo Transporte Marítimo	61
4.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel	62
Indicador, embarques, naves, peajes	62
Recargo Indicador – posicionamiento	66
4.2.2.- Petróleo Combustible	70
Indicador, embarques, naves, peajes	70
Recargo Indicador – posicionamiento	73
4.2.3.- Gas Licuado de Petróleo	77
Indicador, embarques, naves, peajes	77
Flete – Modalidad de Contratación	79
Flete Arbitraje	84
Costo Espera Descarga Quintero	87

	<u>Página</u>
4.3.- Otros Costos hasta el arribo del combustible a Chile.	88
4.4.- Otros Costos en Chile.	93
5.- Análisis y Revisión de los Parámetros del Cálculo de los Precio de Paridad desde el Mercado de la Costa Atlántica de EEUU (N.Y)	97
5.1.- Cálculo Precio FOB en origen - Indicadores de Precio	97
5.1.1.- Indicador Gasolina	102
5.1.2.- Indicador Kerosén	103
5.1.3.- Indicador Petróleo Diesel	104
5.2.- Cálculo Transporte Marítimo	105
5.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel	105
Indicador, embarques, naves, peajes	105
Recargo Indicador – posicionamiento	107
5.3.- Otros Costos hasta el arribo del combustible a Chile.	107
5.4.- Otros Costos en Chile.	108
6.- Análisis y Revisión de los Parámetros del Cálculo de los Precios de Paridad desde el mercado del Norte de Europa (N.W.E.)	109
6.1.- Cálculo Precio FOB en origen - Indicadores de Precio	109
6.1.1.- Indicador Gasolina	111
6.1.2.- Indicador Kerosén	113
6.1.3.- Indicador Petróleo Diesel	115
6.2.- Cálculo Transporte Marítimo	115
6.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel	115
Indicador, embarques, naves, peajes	115
Recargo Indicador – posicionamiento	118
6.3.- Otros Costos hasta el arribo del combustible a Chile.	121
6.4.- Otros Costos en Chile.	122
7.- Análisis del Procedimiento de ENAP para el Cálculo de los Precios de Paridad desde el Mercado de EEUU.	123
7.1.- Cálculo Precio FOB en origen - Indicadores de Precio	123
7.1.1.- Indicador Gasolina	125
7.1.2.- Indicador Kerosén	129
7.1.3.- Indicador Petróleo Diesel	129
7.1.4.- Indicador Petróleo Combustible	130
7.1.5.- Indicador Gas Licuado de Petróleo	130
Precio FOB Bioko	131
Precio CFR Quintero	133
7.2.- Cálculo Transporte Marítimo	136
7.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel	136
Indicador, embarques, naves, peajes	136
Recargo Indicador – posicionamiento	137

	<u>Página</u>
7.2.2.- Petróleo Combustible	138
Indicador, embarques, naves, peajes	138
Recargo Indicador – posicionamiento	139
7.2.3.- Gas Licuado de Petróleo	139
Indicador, embarques, naves, peajes	139
Flete – Modalidad de Contratación	140
7.3.- Otros Costos hasta el arribo del combustible a Chile.	142
7.4.- Otros Costos en Chile.	143
8.- Cálculo del Precio de Paridad de GASMAR	144
8.1.- Importaciones de Gas Licuado de Petróleo	144
8.2.- Cálculo Transporte Marítimo	147
8.2.1.- Polinomio de Flete Marítimo	147
8.3.- Otros Costos hasta el arribo del combustible a Chile.	149
8.4.- Otros Costos en Chile.	149
9.- Cálculo del Precio de Paridad de COPEC	151
9.1.- Abastecimiento de Combustibles de COPEC	151
9.2.- Condiciones de Compra del Abastecimiento de ENAP	154
9.3.- Condiciones de Compra de las Importaciones	155
10.- Comparación Precios de Paridad con Precios efectivos de importación	157
10.1.- Comparación Importaciones de Petróleo Diesel	158
10.2.- Comparación Importaciones de Gas Licuado de Petróleo	163
Anexos	167

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 efectuar una revisión, análisis y actualización de los conceptos, criterios y valores de los parámetros usados en el cálculo que la CNE desarrolla para determinar los precios de paridad de importación de los combustibles afectos al Sistema de Protección al Contribuyente del Impuesto Específico a los Combustibles, SIPCO (gasolina, petróleo diesel y gas licuado de petróleo) y los afectos al Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo, FEPP (kerosén doméstico), y 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. Las importaciones corresponden a gasolina, kerosén doméstico, petróleo diesel, petróleo combustible y gas licuado de petróleo. Estas importaciones se realizan para compensar el creciente déficit sistemático de estos productos que ENAP no es capaz de suplir con su producción propia. Las importaciones de mayor volumen corresponden al petróleo diesel, que es importado principalmente por COPEC y ENAP, y al gas licuado de petróleo por vía marítima, importado por ENAP y GASMAR. Los otros combustibles los importan en forma ocasional principalmente ENAP de acuerdo a los requerimientos de su balance de producción y venta, y COPEC y otras compañías distribuidoras, según sus programas de suministro de ENAP y sus ventas.

Para el desarrollo del estudio se analizaron y revisaron diversos mercados en EEUU y Europa que tuvieran 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) se aprecia que es deficitario para todos los combustibles de las calidades requeridas en Chile. 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 de USG, el 96% de las importaciones de diesel, combustible importado en mayor proporción, y el 97% de las importaciones de gas licuado de petróleo por vía marítima, provinieron de este mercado en 2012.

Los otros combustibles importados en menor volumen, también provinieron mayoritariamente del mercado de USG, gasolinas con 51%, kerosén 60% y petróleo combustible con 60%.

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>G L P</u>
EEUU – USG	21055	4906	36419	16236	7133
EEUU – NY	---	---	---	---	---
Europa – NWE	34489	4490	16456	---	949

Fuente : Energy Information Administration, USA, Europe Energy Statistics Report
 Cifras del diesel corresponden a ULS Diesel de 10 – 14 ppm de azufre
 Cifras de gas licuado de petróleo corresponden a propano
 Cifras de 2012 - Volumen en 1000 m3

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

De acuerdo a lo anterior se concluyo 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 revisaron los mercados relevantes en Estados Unidos (EEUU) y Europa para el suministro a Chile de gasolina, kerosén y petróleo diesel; se analizaron y revisaron los indicadores de precio más apropiados en estos mercados para estos combustibles; se compararon las calidades actuales de estos indicadores con la normativa vigente en Chile y se determinaron los ajustes requeridos para corregir los indicadores en caso necesario; se revisaron los diversos parámetros y variables necesarios para calcular el flete marítimo desde estos mercados a Chile; y finalmente se analizó y reviso 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 corrigió el precio FOB del propano por un factor de arbitraje del precio del USG con el precio de NWE. De esta forma se ajusta el precio del propano de Mont Belvieu, mercado de USG, el cual se ha desalineado respecto a los precios internacionales, debido al excedente de producto existente en el mercado de EEUU por la mayor producción de shale gas.

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.

Cuadro N° 1.2 Corrección Indicadores Precio FOB USG

<u>Origen</u>	EEUU - USG				
	Gasolina	Kerosén	Diesel	P.Comb.	GLP
<u>Indicador</u>	87 M	Jet 54	ULS Diesel	Res.F.O-3%	Propane
	FOB USG	FOB USG	FOB USG	FOB USG	FOB USG
<u>Calidad</u>	87 (R+M)/2 80 ppm S	Grado 54	14 ppm S 40 cetano	3% S	Propano 0,5077 SG
<u>Grav.Esp.</u>	0,7313	0,8400	0,8762	0,9986	0,5077
<u>Correccion</u>					
Azufre	SI	SI	NO	NO	NO
Octano	SI				
R V P	SI				
Cetano			SI		
Arbitraje					SI

Cuadro N° 1.3 Corrección Indicadores Precio FOB NY

<u>Origen</u>	EEUU - N. York		
	Gasolina	Kerosén	Diesel
<u>Indicador</u>	87 M	Jet 54	ULS Diesel
	FOB NY	FOB NY	FOB NY
<u>Calidad</u>	87 (R+M)/2 80 ppm S	Grado 54	14 ppm S 40 cetano
<u>Grav.Esp.</u>	0,7313	0,8400	0,8762
<u>Correccion</u>			
Azufre	SI	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	Kerosén	Diesel
<u>Indicador</u>	Mogas 91R	JET	Diesel French
	FOB NWE	FOB NWE	FOB NWE
<u>Calidad</u>	91 oct.Ron 10 ppm S	DEFSTAN 91/91	10 ppm S 51 cet
<u>Grav.Esp.</u>	0,720	0,810	0,820
<u>Correccion</u>			
Azufre	NO	NO	NO
Octano	SI		
R V P	SI		
Cetano			NO

En los cuadros N° 1.2 y 1.3 se indican 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 indican 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).

En general se pudo analizar y revisar las correcciones de precio por octano, contenido de azufre 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 de cetano.

Para otras propiedades de la gasolina como el contenido de benceno, 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 calculo un factor para corregir el contenido de azufre del Jet 54 (kerosén de aviación) de 3000 ppm a 500 ppm del kerosén doméstico.

Para el caso del transporte marítimo, no hay información de mercado que permita calcular directamente el flete de estos combustibles a Chile desde los orígenes propuestos. Desde hace algún tiempo, Argus está informando el flete para combustibles limpios desde USGC a Chile para naves de 38 mil ton. Estos fletes los informa en base “suma alzada” (lumpsum) y corresponden a lo informado por los “traders” (compañías comercializadoras internacionales) para las importaciones efectuadas a Chile desde el golfo de EEUU. Esta ruta adolece de falta de liquidez por el menor volumen transportado respecto a la ruta USG – Caribs UKCM (38k) recomendada por SCG Consultoría para determinar el nivel de los fletes de los combustibles limpios.

Por ello 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 las rutas revisadas se determinaron los factores de corrección por posicionamiento. Para el caso de EEUU y 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.

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.

Cuadro N° 1.5 Rutas en base WS para Fletes a Chile

Origen	USG	USG	N.W.E.
Ruta Platts	USG - Caribs	Carib - USAC	UKC - USAC
Producto	Clean	Dirty	Clean
Tamaño Nave	38 kt	50 kt	37 kt
Puerto Carga	Corp.Christi	Corp.Christi	Rotterdam
Base WS (US\$/ton)	21,33	21,33	31,26

Posicionamiento %

Recargo

Flete bajo WS	161	124	143
Factor	1,10	1,10	1,10
Flete sobre WS	161	124	143
Factor	1,20	1,20	1,20

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 gas licuado 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 cálculo que emplea ENAP para determinar semanalmente los precios de paridad de importación, los cuales usa para las ventas de los productos a las compañías distribuidoras. En general se aprecia que no hay grandes diferencias entre el procedimiento de ENAP y el que usa la CNE. Las mayores diferencias radican en algunos de los indicadores de precio FOB usados, y del origen de la paridad del gas licuado de petróleo, el cual ENAP lo calcula desde la costa occidental de Africa en naves de 38 mil m3 de capacidad.

En el capítulo 8 y 9 se hace un análisis de las consideraciones que tienen presente GASMAR y COPEC cuando deciden efectuar importaciones directas, complementarias al suministro que obtiene del contrato de abastecimiento con ENAP en el caso de COPEC, y como costo alternativo a ENAP de los distribuidores que son clientes, en el caso de GASMAR.

Finalmente 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 uso 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.

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, 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 tráficó 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. A este respecto se recomienda cambiar la ruta para estimar el flete de los productos limpios desde el mercado de USG, EEUU, por la ruta propuesta USG – Caribs UKCM (38k) que tiene mayor liquidez que la que actualmente usa la CNE. Los factores de posicionamiento que corrigen los niveles de mercado de estos 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.- Con el objeto de verificar la validez y vigencia de los factores de corrección aplicados a los indicadores de precio FOB, se recomienda actualizar los valores de estos factores de corrección a lo menos anualmente, de manera de reflejar los cambios en las especificaciones que puedan experimentar los indicadores de precio FOB usados en el modelo, en relación con los cambios que tengan los combustibles en Chile.

7.- Con relación al cálculo del precio de paridad del gas licuado de petróleo, se determino una corrección del precio FOB por concepto de arbitraje del mercado del USG, EEUU, con el mercado de ARA, NWE, debido al desajuste del precio de Mont Belvieu con los precios internacionales, como consecuencia de la gran oferta de gas licuado de petróleo existente en el mercado de EEUU por la mayor producción de shale gas.

8.- El modelo de corrección propuesto para el cálculo del precio de paridad del gas licuado de petróleo muestra pequeñas diferencias al compararlo con los precios efectivos pagados por las importaciones de este combustible. El procedimiento de cálculo de los precios de paridad revisado en este estudio, en el caso del petróleo diesel también se observan pequeñas diferencias al compararlo con los precios de las importaciones de este producto, según las cifras de la Dirección Nacional de Aduana. No se realizó esta comparación para los demás combustibles debido a que los volúmenes importados de estos productos son ocasionales.

9.- Para el periodo 2014 a 2016 se recomienda actualizar los criterios usados para determinar los precios FOB y los fletes de los combustibles, ya que el mercado internacional se verá afectado por cambios en la logística de transporte y rutas de comercio como consecuencia de la entrada en operación de la ampliación del Canal de Panamá.

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, para el período Enero 2008 a Diciembre 2012. 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 se ha mantenido en el nivel de 700 a 800 mil m³, con un fuerte incremento en el año 2010 debido a los efectos del terremoto, que hizo declinar fuertemente la producción de ENAP por el paro de sus refinерías, Aconcagua y Bio Bio.

En el cuadro se observa además que en el período, las gasolinas importadas desde Estados Unidos y Canadá han mantenido una alta participación, debido principalmente a que cumplen con la condición de bajo contenido de azufre requerido por las gasolinas en Chile. En los últimos dos años, la gasolina proveniente de Canadá fue reemplazada por mayor participación de importaciones provenientes de Europa.

Cuadro N° 2.1 Origen Importaciones Gasolinas - Chile

	2008	2009	2010	2011	2012
Finlandia	--	48	--	49	--
Holanda	--	98	102	--	101
Inglaterra	--	--	--	101	51
Francia	--	44	--	--	40
Italia	--	48	--	--	49
España	--	34	--	--	51
Bélgica	--	--	--	--	51
Golfo EEUU	313	248	886	575	413
Canadá	238	222	412	--	48
Total	551	742	1400	725	804

Fuente : Dir. Nacional de Aduana - volumen en 1000 m³

En el cuadro N° 2.2 se muestra la proporción de las gasolinas importadas de 93 octanos y 97 octanos y en el cuadro N° 2.3 se indica la participación de ENAP y las compañías distribuidoras en las importaciones de gasolinas en el período.

Cuadro N° 2.2 Importaciones Gasolinas - Chile

Producto	2008	2009	2010	2011	2012
Gasolina 93 oct	22	166	704	415	530
Gasolina 97 oct	<u>529</u>	<u>576</u>	<u>696</u>	<u>310</u>	<u>274</u>
Total	551	742	1400	725	804

Fuente : Dir. Nacional de Aduana - volumen en 1000 m3

Cuadro N° 2.3 Importadores de Gasolinas - Chile

Importador	2008	2009	2010	2011	2012
ENAP	505	467	696	101	764
COPEC	<u>46</u>	<u>275</u>	<u>704</u>	<u>624</u>	<u>40</u>
Total	551	742	1400	725	804

Fuente : Dir. Nacional de Aduana - volumen en 1000 m3

En general las importaciones de gasolina las realiza ENAP para ajustar su balance de octanaje, considerando la demanda nacional y las exportaciones de los excedentes de gasolina de bajo octanaje que realiza.

Hasta el año 2009 se importaba mayor proporción de gasolina 97 octanos. A partir de 2010 se incremento la proporción de gasolina 93 octanos, debido a los diferenciales de precio en el mercado internacional y al balance de octanaje de la producción de ENAP.

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

Cuadro N° 2.4 Destino Producción Gasolinas ENAP

	2008	2009	2010	2011	2012
Producción	3332	3329	2762	2985	3050
Exportación	830	395	301	274	195
Excedente Merc.Nac.	2502	2934	2461	2711	2855
Consumo Nacional	3240	3475	3588	3667	3856
Participación %	77	84	69	74	80

Fuente : Dir. Nacional de Aduana - Memorias ENAP
volumen en 1000 m3

En el año 2009 terminó el contrato de exportación de gasolinas que ENAP tenía con EXXON para el abastecimiento de algunos países de Centro América, por un volumen entre 600 y 800 mil m³ anuales. Esto alteró el balance de octanaje de las refinerías de ENAP. En la actualidad ENAP mantiene exportaciones regulares entre 120 y 150 mil m³ anuales destinadas al mercado de Perú donde ENAP participa en la distribución de combustibles a través de la red PRIMAX.

En cuanto a las compañías distribuidoras que importan directamente gasolinas, en el periodo en análisis, solamente COPEC tuvo una proporción significativa de las importaciones, salvo el año 2012 pasado en que no importó un volumen relevante debido a las diferenciales de precio en el mercado internacional que no hacían atractiva la importación.

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 el año 2010 la importación alcanzó un máximo de 493 mil m³ debido a la menor producción de ENAP por los efectos del terremoto. Luego el volumen importado bajó para incrementarse nuevamente el año 2012 a 490 mil m³.

En general la importación de kerosén se ha venido incrementando, debido a que ENAP ha tratado de producir más diesel para suplir en parte la creciente demanda de diesel. Por ello la producción total de kerosén en las refinerías de ENAP se mantuvo entre 750 y 800 mil m³ en el periodo en análisis.

Cuadro N° 2.5 Origen Importaciones Kerosén - Chile

	2008	2009	2010	2011	2012
Canadá	23	--	--	--	--
EEUU	92	107	75	90	292
Japón	174	36	176	189	150
Singapur	87	--	--	--	--
Corea	52	--	242	47	48
Total	428	143	493	326	490

Fuente : Dir. Nacional de Aduana - volumen en 1000 m³

Cuadro N° 2.6 Importadores de Kerosén - Chile

Importador	2008	2009	2010	2011	2012
ENAP	428	143	473	--	45
COPEC	--	--	--	284	445
ESSO	--	--	20	42	--
Total	428	143	493	326	490

Fuente : Dir. Nacional de Aduana - volumen en 1000 m3

En el cuadro N° 2.5 se indica el detalle del origen de las importaciones de kerosén. La mayor proporción de las importaciones proviene de Japón y EEUU. Este último país ha desplazado a Corea en los últimos años como origen relevante debido a que el arbitraje de precios entre el mercado del Golfo de EEUU y el del Lejano Oriente, medido según el mercado de Singapur, no ha estado favorable para el Lejano Oriente.

En cuanto a los importadores, en el cuadro N° 2.6 se muestra su participación en las importaciones de kerosén. ENAP era el importador principal, pero en los últimos dos años, COPEC ha realizado las importaciones directamente en vez de comprar ese déficit de kerosén a ENAP. No hubo participación de otras compañías distribuidoras, salvo algunos embarques esporádicos de ESSO.

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.

2.3.- Origen de las Importaciones de Petróleo Diesel

En el caso del petróleo diesel, en el cuadro N° 2.7 se indica el detalle del origen y volúmenes importados de petróleo diesel. El petróleo diesel es el combustible que se importa en mayor proporción respecto a la demanda nacional. En el año 2012, las importaciones de diesel alcanzaron al 57% del consumo nacional de 9153 mil m3.

Se observa que en el periodo de análisis, el origen principal del diesel ha sido de EEUU, el cual ha ido aumentando su participación durante el periodo en análisis desde una participación de 56% en 2008 hasta 96% en 2012. Este crecimiento ha sido a expensas de las importaciones desde Corea y Japón, las cuales cayeron desde un 43% en 2008 a 3% en 2012. Esto se debió a menores disponibilidades de volúmenes para exportación a Occidente en el Lejano Oriente y a desfavorables arbitrajes de precios con el mercado de la Costa del Golfo de EEUU.

Cuadro N° 2.7 Origen Importaciones Diesel - Chile

	2008	2009	2010	2011	2012
EEUU	3294	2881	2335	3979	5061
Canadá	35	114	--	49	--
Corea	1670	1410	2708	199	54
Japón	847	572	1956	458	128
Perú	--	--	--	26	5
Total	5846	4977	6999	4711	5248

Fuente : Dir. Nacional de Aduana - volumen en 1000 m3

En el año 2010 se observa un incremento de 40% en las importaciones para sustituir la menor producción de las refinerías de ENAP debido al efecto del terremoto que provocó la detención de las refinerías de ENAP.

En el cuadro N° 2.8 se detallan los importadores de diesel en el periodo en análisis. Se puede observar que al igual que las importaciones de gasolina, los principales importadores son ENAP y COPEC. La participación de ENAP ha bajado en el periodo desde un 44% en 2008 hasta 22% en 2012. La mayor parte de esta disminución fue cubierta por una mayor participación de COPEC, la cual llegó a un 70% en el 2012.

La participación de la producción de ENAP en el mercado nacional de diesel ha bajado desde un 41% en 2008 donde pudo destinar 4176 mil m3 de su producción a las ventas locales para un consumo nacional de 10.136 mil m3, hasta un 36% en 2012 cuando ENAP solamente pudo destinar 3269 mil m3 de su producción a la demanda del mercado nacional, 9.153 mil m3.

Cuadro N° 2.8 Importadores Diesel - Chile

Importador	2008	2009	2010	2011	2012
ENAP	2606	1794	3135	1422	1132
COPEC	3240	3183	3806	3196	3673
ESSO	--	--	58	93	106
SHELL	--	--	--	--	337
Total	5846	4977	6999	4711	5248

Fuente : Dir. Nacional de Aduana - volumen en 1000 m3

Este deterioro se ha debido a la mayor dificultad que ha venido experimentando ENAP para cumplir con 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 203 mil m³ en 2008 a 80 mil m³ en 2012.

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 diesel en el periodo en análisis.

Cuadro N° 2.9 Destino Producción Diesel ENAP

	2008	2009	2010	2011	2012
Producción	4379	4009	3405	3725	3349
Exportación	203	189	58	70	80
Excedente Merc.Nac.	4176	3840	3347	3655	3269
Consumo Nacional	10136	9096	8802	8935	9153
Participación %	41	42	38	41	36

Fuente : Dir. Nacional de Aduana - Memorias ENAP
volumen en 1000 m³

2.4.- Origen de las Importaciones de Petróleo Combustible

El petróleo combustible lo importa ENAP de manera ocasional para balancear sus 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.

En el cuadro N° 2.10 se indica el detalle del origen de las importaciones de petróleo combustible. En el periodo en análisis los volúmenes se han mantenido en torno a 500 mil m³ anuales. Respecto del origen, E.E.U.U. y Perú son las principales fuentes de suministro.

La participación de E.E.U.U. en las importaciones alcanzó a un 82% en 2010 para luego disminuir a 60% en 2012. La participación de Perú por su parte ha crecido hasta un 40% en 2012.

Cuadro N° 2.10 Origen Importaciones Petróleo Combustible

	2008	2009	2010	2011	2012
Argentina	93	--	--	--	--
Perú	157	49	--	101	168
Ecuador	--	33	59	--	--
EEUU	255	422	452	435	250
Canadá	128	--	--	--	--
Total	633	504	511	536	418

Fuente : Dir. Nacional de Aduana - volumen en 1000 m3

Respecto a las empresas importadoras, en el cuadro N° 2.11 se indica el detalle de los volúmenes importados. Hasta el año 2010 solamente ENAP importaba petróleo combustible. A partir de 2011, COPEC empezó a importar directamente este combustible para destinarlo al suministro de bunker para naves. Esto se debió a que ENAP cambió en 2010 su política de fijación de precios del petróleo combustible destinado al mercado de bunker, perdiendo competitividad con los mercados alternativos de suministro de bunker de Ecuador y Panamá. Por ello, COPEC decidió importar directamente desde Ecuador y Perú. Por estas mismas razones, en 2011 y 2012, el distribuidor de bunker Petróleos Marinos (PMC) también ha realizado importaciones directas desde estos mismos orígenes.

Cuadro N° 2.11 Importadores de Petróleo Combustible

Importador	2008	2009	2010	2011	2012
ENAP	633	504	511	86	166
COPEC	--	--	--	399	213
PMC	--	--	--	51	39
Total	633	504	511	536	418

Fuente : Dir. 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 diesel en el periodo en análisis.

Cuadro N° 2.12 Destino Producción P. Combustible ENAP

	2008	2009	2010	2011	2012
Producción	2028	1777	1463	1389	1275
Exportación	0	64	0	58	155
Excedente Merc.Nac.	2028	1713	1463	1331	1120
Consumo Nacional	2779	2269	1727	1864	1498
Participación %	73	75	85	71	75

Fuente : Dir. Nacional de Aduana - Memorias ENAP
volumen en 1000 m3

Se observa que la producción de ENAP de petróleo combustible ha disminuido en el periodo en análisis en un 37%, pese a que los crudos refinados en el periodo se volvieron más pesados al dejar de importar crudos desde África Occidental (por el arancel aduanero sin descuento desde este origen), los cuales fueron reemplazados por crudos más pesados de América del Sur.

Esta disminución de la producción se ha debido a que ENAP en los últimos dos años, ha decidido refinar en menor proporción, debido a la baja en los márgenes de refinación. En 2011 y 2012 ENAP operó sus refinerías a un 82% del nivel en que las había operado hasta antes del año 2010, bajando la producción total de 211 mil BPD en 2008 a 173 mil BPD en 2012.

La participación de ENAP en el mercado del petróleo combustible con su producción propia se ha mantenido en el rango de 75% ya que el consumo nacional también ha bajado en un 46% en el periodo analizado.

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

Hasta el año 2010 el principal proveedor de gas licuado de petróleo (GLP) era Argentina, con un máximo de 77% de participación en 2009.

Hasta el año 2009 las importaciones crecieron regularmente, debido principalmente al gran aumento de consumo que se produjo por las restricciones de suministro de gas natural desde Argentina, lo cual produjo un aumento de consumo de propano para las redes de propano aire de consumo de gas residencial. Además la producción de ENAP destinada a la venta disminuyó pues una parte relevante de la producción fue empleada como fuente de energía en los procesos de las refinerías en reemplazo del gas natural.

Junto a lo anterior se diversificó la importación por vía marítima, con lo cual el total de GLP importado desde Argentina bajo de un 77% en 2009 a un 37% en 2012. En el cuadro N° 2.13 se indica el detalle del origen de las importaciones de GLP.

Cuadro N° 2.13 Origen Importaciones GLP - Chile

	2008	2009	2010	2011	2012
Argentina	476	787	610	475	280
Perú	--	14	--	--	--
Ecuador	16	--	--	--	--
EEUU	11	67	150	313	434
Nigeria	--	22	--	--	--
Guinea Ecuat.	--	133	--	--	--
Arabia Saudita	53	--	--	--	--
Qatar	59	--	--	--	--
Noruega	31	--	46	--	--
Inglaterra	33	--	--	--	--
Total	679	1023	806	788	714

Fuente : Dir. Nacional de Aduana - volumen en 1000 ton

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

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. 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 represento un 58% del total importado en Chile en 2012.

En el cuadro N° 2.14 se detalla la distribución de las importaciones de gas licuado según el medio de transporte.

Como consecuencia de la disminución de las importaciones desde Argentina, las importaciones por vía marítima se han incrementado desde un 34% en 2009 hasta un 64% en 2012, del total importado.

Cuadro N° 2.14 Medio de Importación Gas Licuado - Chile

	2008	2009	2010	2011	2012
Marítima	378	344	292	313	446
Oleoducto	12	350	303	253	146
Terrestre	<u>289</u>	<u>329</u>	<u>211</u>	<u>222</u>	<u>122</u>
Total	679	1023	806	788	714

Fuente : Dir. Nacional de Aduana - volumen en 1000 ton

En cuanto a los importadores de gas licuado, en el cuadro N° 2.15 se detallan los volúmenes importados por vía marítima por cada compañía. Se aprecia que ENAP dejó de importar por vía marítima a partir de 2010 y quedó GASMAR como único importador por esta vía.

Cuadro N° 2.15 Importadores de Gas Licuado – Vía Marítima

Importador	2008	2009	2010	2011	2012
ENAP	36	96	--	--	--
GASMAR	<u>342</u>	<u>248</u>	<u>292</u>	<u>313</u>	<u>446</u>
Total	378	344	292	313	446

Fuente : Dir. 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 de 2 mercados, el Golfo de EEUU (USG) y la Costa Atlántica de EEUU (N.Y.), para la gasolina, kerosén y petróleo diesel. También calcula las paridades para estos combustibles desde los mercados del Noroeste de Europa - NWE (Rotterdam). Para el caso del petróleo combustible y gas licuado de petróleo, usa la información de precios del Golfo de EEUU (USG).

Se revisó y analizaron 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 de aviación, el petróleo diesel B (50 ppm de azufre), el petróleo combustible 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 publicación técnica 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 precio 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.

Entre las más de 30 diversas publicaciones técnicas que informan precios de combustibles en el mercado internacional, destacan Platts (fundada en 1923), ICIS y Argus (fundada en 1970) como las de mayor cobertura de mercados y precios para diversas especificaciones de productos. Platts es la que tiene mayor aceptación, pues se estima que sus precios son usados en un 60 – 65% de las transacciones. Argus por su parte tendría una participación de un 20 – 25% en el total de transacciones a nivel mundial, según algunas publicaciones que han hecho estimaciones respecto a la cobertura de estas publicaciones técnicas. Platts además tiene una mayor cobertura en las transacciones de productos en las etapas finales de la cadena de comercialización. Los precios informados por estas publicaciones son totalmente 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 una ventana de tiempo amplia durante el día, 9,30hr a 16,30 hr, 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 cambio la muestra de información a una ventana de tiempo más estrecha, que incluyera de mejor forma la información de precios al terminar la jornada. Esta modificación la implemento inicialmente en los mercados de Asia par 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 niveles de precios informados por los diversos agentes del mercado 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 llamo “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.

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 distintas presión de vapor (RVP) en función de la época del año. Para los mercados analizados no se encontraron precios de gasolina para distinto contenido de azufre, salvo para el mercado del USG, para el cual se pudo establecer un criterio de corrección del contenido de azufre de la gasolina.

Para la gasolina se pudo analizar además 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 del Platts 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 si fue necesario corregir el contenido de azufre de la cotización de precio.

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 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 (50 ppm de azufre) en Chile. Para el caso del número de cetano tampoco se informan en un mismo mercado, cotizaciones de precio para distintos número de cetano. Por esto se estableció un indicador fijo de corrección en relación al costo de agregar un aditivo que mejora el número de 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 se observó que no es necesario efectuar cambios al indicador usado actualmente por la CNE, pues corresponde a la calidad del petróleo combustible en Chile.

Para el caso del gas licuado de petróleo, también se observó que no es necesario efectuar cambios al indicador usado actualmente por la CNE, basado en la cotización del propano, pues este corresponde a la calidad del gas licuado en Chile. Solamente se estableció el uso de un indicador de arbitraje de precios, mediante el cual se corrige la distorsión que actualmente se presenta entre el precio del propano en el mercado de la Costa del Golfo de EEUU y el mercado del norte de Europa, NWE, Rotterdam. Esta diferencia de precios se debe a la mayor oferta de gas licuado de petróleo existente en el mercado de la costa del Golfo de EEUU como consecuencia de la mayor producción de shale gas.

3.1.- Origen desde Norte América

Para el caso de Norte América, la CNE en la actualidad calcula los precios de paridad de importación para combustibles importados desde el Golfo de EEUU (USG) y desde la Costa Atlántica de EEUU (N. York), usando las cotizaciones de precio del Argus. El otro mercado alternativo en EEUU para exportaciones por vía marítima es la Costa Oeste (USWC), Los Angeles.

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, 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 (NY), no presenta excedentes netos para exportación para ninguno de los cinco tipos de combustibles, salvo un pequeño excedente de petróleo diesel de contenido de azufre entre 15 y 500 ppm.

El mercado de la costa oeste de EEUU (USWC) presenta excedentes de productos para exportación para la gasolina, petróleo diesel de 15 a 500 ppm de azufre, y propano.

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 (NY), el cual corresponde a un mercado altamente deficitario cuyo abastecimiento depende de las transferencias de combustibles desde el mercado de la costa del Golfo. De acuerdo a lo anterior, 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 indica el balance de importación y exportación para cada uno de los tres mercados considerados en Norte América. Se han incluido solamente volúmenes de gasolina convencional, excluyendo la gasolina oxigenada y la reformulada.

Se puede observar que el mercado que presenta el mejor saldo neto para exportación es el mercado del Golfo de EEUU con un total de 21 millones de m³, según cifras de 2012 de Energy Information Administration (EIA). Las exportaciones de gasolina desde este mercado constituyen el 90% del total exportado por EEUU, cuyo balance total es de neto importador de gasolinas.

El principal destino del total de gasolina exportada por EEUU es México con el 50%, con 12.2 millones de m3 en 2012 (58% en 2011). Una parte importante se exporta desde el Golfo de EEUU principalmente con destino al Caribe y Centro América (Venezuela 2 millones m3, Guatemala 1 millón m3 y Costa Rica 0.9 millón m3) y corresponde a gasolina de octanaje medio.

Se observa además que el mercado de la Costa Atlántica de EEUU (NY), no presenta saldos disponibles para exportación. Este mercado es un neto importador con 2 millones de m3 en 2012. Este saldo neto importador se ha mantenido en estos niveles en los últimos años, con 17 millones m3 en 2005, 20 millones m3 en 2006 y 19 millones m3 en 2007.

El mercado de la Costa Atlántica de EEUU (N.Y) 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.

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.

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

<u>Region</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Neto</u>
USG	877	21932	21055
USAC	2117	172	---
USWC	<u>199</u>	<u>2247</u>	<u>2048</u>
Total	3193	24351	23103

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
Cifras de 2012 - Volumen en 1000 m3

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 al igual que para la gasolina, el mercado que presenta el mejor saldo neto para exportación es el mercado del Golfo de EEUU con un total de 4.9

millones de m3, según cifras de 2012. Las exportaciones de kerosén desde este mercado constituyen el 68% del total exportado por EEUU, cuyo balance total es de neto exportador de kerosén.

El principal destino del total de kerosén exportado por EEUU es Canadá con un 44%, con 3.2 millones de m3 en 2012.

Se observa además que el mercado de la Costa Atlántica de EEUU (USAC) N.Y., no presenta saldos disponibles para exportación. Este mercado es un neto importador con 1.3 millones de m3 en 2012. Esta condición de neto importador se ha mantenido en los últimos años.

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.

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

Region	Import	Export	Exp.Neto
USG	24	4930	4906
USAC	1320	165	---
USWC	<u>1881</u>	<u>2126</u>	<u>245</u>
Total	3225	7221	5151

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
Cifras de 2012 - Volumen en 1000 m3

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 2012. 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 (10 ppm S) y Heating Oil (0.2% S- 2.000 ppm).

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. Desde el primero de estos mercados provinieron los 5.1 millones de m3 de petróleo diesel que se importaron a Chile en 2012.

El mercado de la costa Atlántica de EEUU (USAC - NY) presenta un saldo neto importador con 4 millones m³, un 89% del total de las importaciones de esta calidad de diesel. Este mercado neto importador recibe grandes volúmenes de diesel por transferencia por vía marítima y por poliductos desde el mercado de la Costa del Golfo de EEUU (USG).

La exportación de petróleo diesel de menos de 15 ppm de azufre constituye el 71% del total exportado por EEUU, cuyo balance total es de neto exportador de petróleo diesel.

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

<u>Región</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Neto</u>
<u>Diesel < 15 ppm S</u>			
USG	90	36509	36419
USAC	4004	1687	---
USWC	448	3411	2963
Total	4542	41607	39382
<u>Diesel 15 < < 500 ppm S</u>			
USG	158	5016	4858
USAC	357	2063	1706
USWC	--	809	809
Total	515	7888	7373
<u>Diesel > 500 ppm S</u>			
USG	241	4985	4744
USAC	1655	3400	1745
USWC	68	430	362
Total	1964	8815	6851

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
Cifras de 2012 - Volumen en 1000 m³

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 4.8 millones de m³.

El mercado del Golfo de EEUU también presenta el excedente mayor para exportación de 4.7 millones de m³ de diesel con más de 500 ppm de azufre.

Los principales destinos del petróleo diesel de menos de 15 ppm de azufre, exportado por EEUU son Holanda con un 18%, con 7.6 millones de m³, México con un 15%, con 6.3 millones de m³, y Chile con un 12%, con 5.1 millones de m³, según cifras de 2012.

El mercado de la Costa Atlántica de EEUU (N.Y) presenta un excedente para exportación de 1.7 millones de m3 de diesel con 15 a 500 ppm de azufre, calidad que no cumple con la requerida en Chile que es similar a la especificación de calidad del Colonial Pipeline, para diesel de 10 ppm de azufre (ULSD).

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 2012. 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. de Pet. Combustible – EEUU

Región	Import	Export	Exp.Net
<u>P.Comb. < 0.3% S</u>			
USG	396	--	--
USAC	2154	--	--
USWC	--	--	--
Total	2550	--	--
<u>P.Comb. 0.3% > < 1.0% S</u>			
USG	1063	--	--
USAC	1055	--	--
USWC	82	--	--
Total	2200	--	--
<u>P.Comb. > 1.0% S</u>			
USG	1539	17775	16236
USAC	6200	2734	--
USWC	1587	1420	--
Total	9326	21929	16236

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
Cifras de 2012 - 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 16.2 millones de m3 de calidad mayor a 1.0% de azufre. El mercado de la Costa Atlántica de EEUU (N.Y) 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 2012. Se han incluido los volúmenes de GLP distribuidos según se trata de propano o de butano. Se separó la información en estos dos productos, pues el propano es el producto que se importa a Chile por vía marítima.

Se puede observar que el mercado de la Costa del Golfo de EEUU (USG) presenta un saldo neto para exportación de 7 millones de m³ para el propano, que equivale al 95% del total de propano exportado por EEUU. En el 2012 los principales destinos de exportación fueron en millones de m³, México 2.8, Canadá 1.1, Brasil 0.9, Holanda 0.7.

Desde este mercado provino casi la totalidad del propano importado por mar a Chile, 0.9 millón m³ (434 mil ton) en 2012. Este mercado además no presenta importaciones de GLP.

El mercado de la Costa Oeste de EEUU (USAC – NY) no presenta saldo exportable.

En el caso del butano se aprecian saldos exportables en los tres mercados, con los mayores volúmenes desde la Costa del Golfo (USG) y Atlántica (USAC).

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

<u>Región</u>	<u>Import</u>	<u>Export</u>	<u>Exp.Neto</u>
<u>Propano</u>			
USG	--	7133	7133
USAC	1672	196	--
USWC	251	590	339
Total	1923	7919	7472
<u>Butano</u>			
USG	--	578	578
USAC	95	240	145
USWC	52	81	29
Total	147	899	752

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
Cifras de 2012 - Volumen en 1000 m³

3.2.- Origen desde Europa

Para el caso de Europa, la CNE solamente usa este mercado para calcular 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).

Se revisó y analizó si el mercado de NWE (Rotterdam) seguía 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 incluyó además en el análisis del balance del gas licuado en ambos mercados.

3.2.1 Gasolina

Para el caso de la gasolina, en el Cuadro N° 3.6, se indica 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 2012 informadas por Europe Energy Statistics Report, es de 34,4 millones de m3 por año, que es mayor que aquel disponible en el mercado MED (Italia), de 18,6 millones de m3 anuales. Los países con volúmenes significativos para exportación son Holanda, Francia, Inglaterra y Alemania.

Cuadro N° 3.6 Balance Imp. / Exp. de 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	1975	6983	5008			
Bélgica	1004	3907	2903			
Finlandia	62	3293	3231			
Francia	400	7600	7200			
Holanda	15397	25517	10120			
Inglaterra	5441	11468	6027			
Italia				60	11924	11864
España				84	4131	4047
Grecia				395	3151	2756
Total	24279	58768	34489	539	19206	18667

Fuente : Europe Energy Statistics Report.
Cifras de 2012 - 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, en el Cuadro N° 3.7 se indica el balance de importación y exportación en cada mercado para aquellos países que presentan saldos netos para exportación según cifras de 2012. Se puede observar que el saldo neto para exportación en el mercado NWE (Rotterdam) de 4.5 millones de m3 por año, equivale a cuatro veces a aquel disponible en el mercado MED (Italia), de 0.9 millones de m3 anuales. Los países con volúmenes significativos para exportación son Holanda, Finlandia y Bélgica.

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 de Kerosén - Europa

Pais	NWE (Rotterdam)			MED (Italy)		
	Import	Export	Exp.Neto	Import	Export	Exp.Neto
Alemania	5389	1361	--			
Bélgica	1939	2094	155			
Finlandia	196	429	233			
Francia	4875	1000	--			
Holanda	3653	7755	4102			
Inglaterra	9100	1789	--			
Italia				1533	240	--
España				2875	220	--
Grecia				130	1046	916
Total	25152	14428	4490	4538	1506	916

Fuente : Europe Energy Statistics Report.
Cifras de 2012 - Volumen en 1000 m3

3.2.3 Petróleo Diesel

Para el caso del diesel, en el Cuadro N° 3.8 se indica 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 16,5 millones de m³ por año, es similar a aquel disponible en el mercado MED (Italia), de 14.2 millones de m³ anuales. Los países con volúmenes significativos para exportación son Holanda, Bélgica y Finlandia. En el mercado MED los mayores volúmenes excedentes para exportación corresponden a Italia y Grecia.

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 de Diesel - Europa

Pais	NWE (Rotterdam)			MED (Italy)		
	Import	Export	Exp.Neto	Import	Export	Exp.Neto
Alemania	15045	7365	--			
Bélgica	7657	9058	1401			
Finlandia	2793	3649	856			
Francia	26488	2917	--			
Holanda	21655	35854	14199			
Inglaterra	12832	9102	--			
Italia				2467	12743	10276
España				7971	7371	--
Grecia				1602	5571	3969
Total	86470	67945	16456	12040	25685	14245

Fuente : Europe Energy Statistics Report
Cifras de 2012 - 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 indica 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. Solamente Inglaterra presenta un saldo neto menor para exportación con 0.9 millones de m³ por año.

Esta condición es similar a la que presenta el mercado MED (Italia), con un solo país que presenta un pequeño excedente neto para exportación, Grecia con 0.2 millones de m³ 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 de GLP - Europa

Pais	NWE (Rotterdam)			MED (Italy)		
	Import	Export	Exp.Neto	Import	Export	Exp.Neto
Alemania	1213	263	--			
Bélgica	1537	922	--			
Finlandia	291	6	--			
Francia	2950	1250	--			
Holanda	2188	1569	--			
Inglaterra	211	1160	949			
Italia				2020	394	--
España				354	306	--
Grecia				41	217	176
Total	8390	5170	949	2415	917	176

Fuente : Europe Energy Statistics Report
Cifras de 2012 - 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 pondrá 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 (USGwb)” 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.

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	USGwb	USGwb	USGwb	USGwb	M.Belvieu
Indicador	87 M	Jet 54	ULS Diesel	Res FO 3% S	Propane Non-LDH
Calidad	87 oct.medio 82 MON 80 ppm S	Grade 54 0.3 % S	14 ppm S 40 Cetano	3.0 % S	Propano 90% min
Corrección					
Azufre	SI	NO	NO	NO	NO
Factor	1.0354				
Octano	NO				
RVP	SI				
Factor	2.9952				

Desde Junio de 2009, cuando el procedimiento de cálculo de precios de paridad que aplica la CNE fue revisado y actualizado por SCG Consultoría, 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 Junio 2009 y algunos otros que determino eran necesarios para reflejar en mejor medida los cambios en las especificaciones de los combustibles en Chile desde esa fecha. Estos cambios 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.

En los Anexos N° 4 y 5 de este informe se incluye un resumen del procedimiento de cálculo actual y del revisado en este estudio, de los precios de paridad de importación.

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	USGwb	USGwb	USGwb	USGwb	M.Belvieu
Indicador	87 M	Jet 54	ULS Diesel 3% S	Res FO Non-LDH	Propane
Calidad	87 oct.medio 82 MON 80 ppm S	Grade 54 0.3 % S	14 ppm S 40 Cetano	3.0 % S	Propano 90% min
Corrección					
Azufre	SI	SI	NO	NO	NO
Factor	1.0086	1.0341			
Octano	SI				
Factor	0.1667				
RVP	SI				
Factor	0.028 87M – C4				
Cetano			SI		
Factor			2.35 US\$ c/gal		
Arbitraje					SI
Factor					Ver 4.1.5

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 US\$ 1.25 cpg (US\$ 3.30 m3). El valor de este recargo lo actualiza trimestralmente.

Los factores de corrección para el contenido de azufre multiplican al precio indicador. 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 y el precio del butano. Los factores de corrección del número de cetano y del arbitraje del GLP se adicionan a los precios del indicador del diesel y del propano, respectivamente.

A continuación se detallan los indicadores de precios propuestos.

4.1.1.- Indicador Gasolina

Actualmente la CNE emplea para la gasolina 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 octanos MON mínimo, con 80 ppm de azufre máximo, con 3.8 % 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 octanos. Esta gasolina corresponde a la calidad grado M del poliducto Colonial Pipeline.

SCG Consultoría recomienda continuar usando el indicador de precio **87 M US Gulf Coast waterborne** informado por Argus, para representar el precio FOB de la gasolina 93 octano en la Costa del Golfo de EEUU, con las correcciones por contenido de azufre, número de octano y por presión de vapor (RVP) que a continuación se detallan.

Corrección por Azufre

De acuerdo con lo establecido en la fase II del programa de la ley CAA (Clean Air Act) de EEUU, el contenido de azufre de la gasolina debía bajar de 300 ppm a 80 ppm a partir del año 2006. Hasta ese año, Platts y Argus informaban los precios de la gasolina para dos tipos de contenido de azufre, 300 ppm y 30 ppm que correspondía a una gasolina de bajo contenido de azufre con entrega en Atlanta.

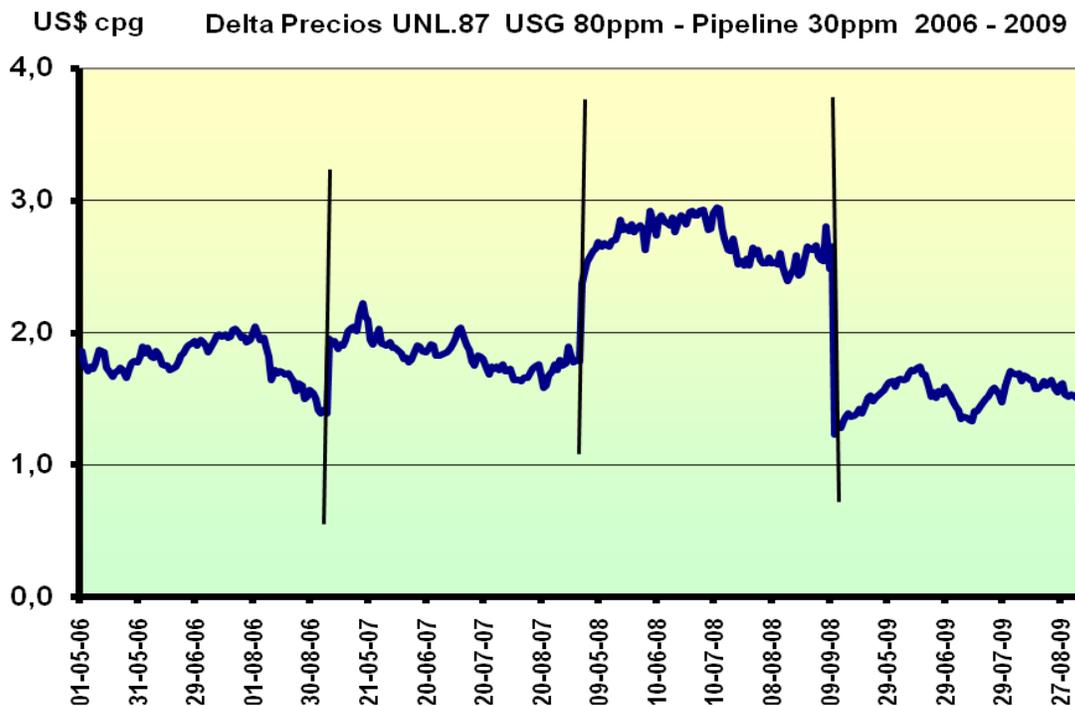
A partir del año 2006, la gasolina en el mercado de la Costa del Golfo bajo su contenido de azufre a 80 ppm y Platts y Argus mantuvieron las cotizaciones para ambas gasolinas, de 80 ppm en el área del Golfo y la de 30 ppm de Atlanta.

Sin embargo en 2009, estas publicaciones dejaron de informar el precio de la gasolina de bajo azufre, 30 ppm, y la cotización en Atlanta quedo para la gasolina para mezcla con etanol. La información más reciente de dos gasolinas en el mismo mercado para distintos contenidos de azufre, corresponde al periodo de 2006 a 2009, con las cotizaciones de precio para gasolinas “Pipeline” de “ULS-87 30ppm” (de 87 oct. y 30 ppm de azufre) y “Unl-87” (de 87 oct. y 80 ppm de azufre). Estas cotizaciones son las únicas en este mercado que muestran la variación de precio por contenido de azufre, para igual octanaje y similar lugar de entrega.

Para determinar el factor de corrección por contenido de azufre, se usaron las series de precios de estas dos gasolinas de 87 octano y 30 ppm de azufre (“ULS-87 30ppm”) y de 87 octano y 80 ppm de azufre (“Unl-87”), ambas para entrega por poliducto (Colonial Pipeline) para el período entre el Mayo 2006 y Septiembre 2009. Se usaron solamente las cotizaciones de las temporadas de verano (Mayo a Septiembre) para mantener constante el efecto del RVP de la gasolina (7.8 RVP constante en este periodo).

En la Figura N° 4.1 se muestra la variación de la diferencia de precios de ambas gasolinas para los periodos Mayo a Septiembre de los años 2006 a 2009. Los valores promedio del precio de las gasolinas y de su diferencia para cada temporada, se indican en el Cuadro N° 4.3.

Figura N° 4.1 Diferencia Precio Gasolinas USG



Fuente : Elaborada con serie de precios de Platts

Se puede apreciar que la diferencia de precio por contenido de azufre es mayor para el año 2008, en el cual los precios de los combustibles estuvieron en máximos históricos. Por ello no resulta apropiado establecer una corrección medida en US\$ por unidad de volumen ya que la corrección será menor cuando el precio varíe significativamente respecto del precio promedio que se usó para determinar el factor de corrección.

Cuadro N° 4.3 Diferencia Precio Gasolina por azufre - USG

US\$ cpg	ULS 87 oct	UNL-87	Diferencia
	30 ppm S	80 ppm S	Prom (Desv.Std)
Temporada			
Mayo- Sep.06	209.5	207.7	1.79 (0.16)
Mayo- Sep.07	215.3	213.5	1.84 (0.13)
Mayo- Sep.08	314.2	311.5	2.68 (0.15)
Mayo- Ago.09	180.1	178.6	1.54 (0.12)
Prom. 2006 - 2009	229.82	227.86	1.96

De acuerdo a lo anterior se calculó una corrección porcentual usando el promedio de las diferencias de precios de las cuatro temporadas de Mayo a Septiembre. Esta muestra incluye precios para distintos rangos, que se indican en el Cuadro N° 4.3.

El promedio de las cuatro temporadas corresponde a una diferencia de precios de US\$ 1.96 cpg (5.18 US\$/m³), la cual corresponde a una diferencia de precios promedio entre US\$ 227.9 cpg y US\$ 229.8 cpg. Este rango corresponde a un rango de precios promedio entre US\$ 178.6 cpg y US\$ 314.2 cpg (ver Cuadro N° 4.3).

El factor para representar la diferencia de contenido de azufre entre estas dos gasolinas (80 y 30 ppm de azufre), referido al precio de la gasolina de 80 ppm S (USGwb UNL-87) resultó de **1.0086** y se calculó como el cociente entre US\$ 229.82 cpg y US\$ 227.86 cpg. El factor de corrección se expresa con 4 decimales puesto que la variación menor de precio indicada por Platts para el mercado de EEUU es de US\$ 0,01 cpg, lo que representa variaciones de 0.00004 para niveles de precio en torno a US\$ 250 cpg.

Este factor representa la corrección en el precio de la gasolina UNL-87 en el USG de 80 ppm de azufre, para representar una gasolina del mismo octanaje, pero de 30 ppm de azufre. No resulta apropiado extrapolar la corrección anterior para estimar el precio de una gasolina de menor contenido de azufre a 30 ppm, pues no se cuenta con información de precios de gasolinas con contenido de azufre menores a 30 ppm.

La aplicación de un factor de corrección expresado como un porcentaje del precio es más precisa que usar un factor fijo en US\$ por volumen, ya que el primero considera la proporción de la corrección en función del valor absoluto del precio. La diferencia entre

estos dos tipos de corrección se hace más evidente cuando el precio sufre variaciones mayores por efecto de alguna de las variables del mercado.

SCG Consultoría recomienda usar el factor de corrección **1.0086** para corregir el precio de la gasolina **87 M USG**, de manera que represente la gasolina 93 RON en Chile con un contenido de azufre de 15 ppm.

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 de 87 octano medio (92RON) por la diferencia de octano con la gasolina en Chile de 93RON, se puede hacer linealmente como proporción entre los precios de la gasolina de 87 oct y 93 octano medio (98RON) que también es informada por Argus en el USG.

Hasta el año 2006 y 2007, la diferencia de precio entre ambas gasolinas era entre US\$ 5 y 7 cpg para niveles de precio entre 150 y 180 US\$ cpg. Esta diferencia de precio para un diferencial de 6 octanos (93 y 87 octano) equivale a US\$ 1 cpg para un número de octano.

Este pequeño valor era equivalente al rango con el cual Argus y Platts informan el precio de la gasolina (precio máximo y mínimo), por lo que el valor de la corrección era similar a la variación con que se informaba el precio. Por esto no era apropiado realizar esta corrección para una diferencia de un número de octano, como en el caso de la gasolina de 93RON en Chile.

En la Figura N° 4.2 se muestra la variación de los promedios mensuales de las diferencias de precio entre estas dos gasolinas para el periodo entre 2009 y 2012.

A partir de 2009 la diferencia de precio entre estas dos gasolinas comenzó a aumentar (para una diferencia de 6 octanos), llegando el año pasado a niveles por sobre los US\$ 10 cpg. A estos niveles, la corrección para un número de octano es del orden de US\$ 1.7 cpg, que excede el rango de US\$ 0.5 a 1.0 cpg con que son informados los precios de la gasolinas (máximo y mínimo).

Para estos últimos niveles de diferencia de precio por distinto octanaje de la gasolina, es apropiado corregir el precio de la gasolina 87 octano medio (92RON) para representar el precio de la gasolina de 93RON en Chile.

Figura N° 4.2 Diferencia Precio Gasolina USG 93V y 87M

US\$ cpg Precios FOB USG Gasolinas 2009 - 2012 (Delta = 93 V - 87 M)



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 (92RON).

Al igual que lo señalado para la corrección del contenido de azufre, la aplicación de un factor de corrección expresado como un porcentaje del precio es más precisa que usar un factor fijo en US\$ por volumen, ya que el primero considera la proporción de la corrección en función del valor absoluto del precio.

SCG Consultoría recomienda usar el factor de corrección **0.1667** 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.

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.

La gasolina UNL87 del Golfo de EEUU (USG) cumple 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 (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 variara 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.

Cuadro N° 4.4 Calendario Colonial Pipeline RVP Gasolinas

Periodo			RVP Gasolina (psi)		
1 Enero	al	31 Enero		13.5	15.0
1 Febrero	al	28 Febrero		13.5	15.0
1 Marzo	al	31 Marzo		11.5	13.5
1 Abril	al	10 Abril		11.5	13.5
11 Abril	al	25 Abril	9.0	11.5	
26 Abril	al	30 Abril	9.0		
1 Mayo	al	31 Mayo	7.8	9.0	
1 Junio	al	30 Junio	7.8	9.0	
1 Julio	al	31 Julio	7.8	9.0	
1 Agosto	al	25 Agosto	7.8	9.0	
26 Agosto	al	31 Agosto	7.8	9.0	11.5
1 Sept.	al	10 Sept.	7.8	9.0	11.5
11 Sept.	al	15 Sept.		11.5	
16 Sept.	al	30 Sept.		11.5	13.5
1 Oct.	al	10 Octubre		11.5	13.5
11 Octubre	al	31 Octubre		11.5	13.5 15.0
1 Nov.	al	30 Nov.		13.5	15.0
1 Dic.	al	31 Dic.		13.5	15.0

Fuente : Calendario Colonial Pipeline

En el Cuadro N° 4.4 se indica el calendario de los periodos del año en que se bombearan gasolinas con diversos RVP para la gasolina de calidad tipo “M” (UNL 87).

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° 4.5 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 tomo 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.

Cuadro N° 4.5 Calendario RVP Gasolinas Colonial Pipeline y Chile

Periodo			RVP Gasolinas (psi)		
			Col. Pipe	R. Met.	R.Pais
1 Enero	al	31 Enero	13.5	8.0	10.0
1 Febrero	al	28 Febrero	13.5	8.0	10.0
1 Marzo	al	31 Marzo	11.5	8.0	10.0
1 Abril	al	10 Abril	11.5	10.0	10.0
11 Abril	al	30 Abril	9.0	10.0	10.0
1 Mayo	al	31 Mayo	9.0	10.0	10.0
1 Junio	al	30 Junio	9.0	10.0	10.0
1 Julio	al	31 Julio	9.0	10.0	10.0
1 Agosto	al	31 Agosto	9.0	10.0	10.0
1 Sept.	al	10 Sept.	9.0	8.0	10.0
11 Sept.	al	30 Sept.	11.5	8.0	10.0
1 Oct.	al	31 Octubre	11.5	8.0	10.0
1 Nov.	al	30 Nov.	13.5	8.0	10.0
1 Dic.	al	31 Dic.	13.5	8.0	10.0

Para la gasolina de la R.M. se observa que lo anterior sucede para el periodo comprendido entre el 1 de Septiembre y el 10 de Abril, en tanto que para la gasolina del R.P., el RVP es menor que el del Colonial Pipeline en el periodo entre el 11 de Septiembre y el 10 de Abril.

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° 4.6 siguiente se indican las diferencias de RVP de las gasolinas en Chile respecto de las gasolinas del Colonial Pipeline para los diversos periodos del año.

Para cumplir con los cambios de RVP requeridos por las normas de la EPA durante el año para las diferentes áreas geográficas, las refinerías 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, de cracking, reformatos, alquilatos, de hidrocracking, butanos y pentanos. Cada uno de estos productos tiene distintas características en cuanto a densidad, octanaje y RVP.

Cuadro N° 4.6 Diferencias RVP Gasolinas Colonial Pipeline y Chile

Periodo			RVP Gasolinas (psi)		
			Col. Pipe	R. Met.	R.Pais
1 Enero	al	28 Febrero	13.5	- 5.5	- 3.5
1 Marzo	al	31 Marzo	11.5	- 3.5	- 1.5
1 Abril	al	10 Abril	11.5	- 1.5	- 1.5
11 Abril	al	31 Agosto	9.0	+ 1.0	+ 1.0
1 Sept.	al	10 Sept.	9.0	- 1.0	+ 1.0
11 Sept.	al	31 Oct.	11.5	- 3.5	- 1.5
1 Nov.	al	31 Dic.	13.5	- 5.5	- 3.5

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:

$$\text{BIVP}(i) = \text{VP}(i) \text{ elevado a } 1,25.$$

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° 4.7 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 explico 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. El precio de la 87 M USG wb en ese periodo no contemplara este ajuste de RVP. Por esto para el periodo desde el 11 Septiembre hasta el 10 Abril, 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.

Cuadro N° 4.7 Diferencias RVP Gasolinas Colonial Pipeline y Resto País, Chile

<u>Periodo</u>	<u>RVP Gasolinas (psi).</u>		<u>Dif RVP</u>	<u>% Butano agrega - retira</u>
	<u>Col. Pipe</u>	<u>R.País</u>		
1 Enero al 28 Febrero	13.5	10.0	- 3.5	2.8
1 Marzo al 10 Abril	11.5	10.0	- 1.5	2.8
11 Abril al 31 Agosto	9.0	10.0	+ 1.0	- 1.8
1 Sept. al 10 Sept.	9.0	10.0	+ 1.0	- 1.8
11 Sept. al 31 Oct.	11.5	10.0	- 1.5	2.8
1 Nov. al 31 Dic.	13.5	10.0	- 3.5	2.8

Durante el verano del hemisferio norte, del 11 Abril a 10 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 nos es traspasado al precio.

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, el precio de la gasolina 87 M USG wb se debe 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** y el precio del butano, correspondiente al precio del "**Normal Butane Non LDH**" informado para Mont Belvieu.

SCG Consultoría recomienda usar este **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 periodo del 11 Septiembre la 10 Abril.

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

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

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

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

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

Los índices de mezcla para la presión de vapor (Blending Index Vapor Pressure - BIVP) se pueden obtener del manual "Refining Processes Handbook" de Surinder Parkash, 2003. Mayores detalles de la corrección del precio de la gasolina por diferente presión de vapor y la tabla completa de los índices de mezcla BIVP, se pueden encontrar en el informe "Corrección Precio Gasolina por Presión de Vapor", realizado para la CNE por 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 0.3% de azufre (3000 ppm) y un contenido 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.

Cuadro N° 4.8 Producción- Consumo- Imp. – Exp. – Kerosén USG

	2008	2009	2010	2011	2012
<u>Kero Jet 54</u>					
Producción	41309	40136	41502	41271	43884
Importación	69	12	222	167	24
Consumo	8145	7159	8940	8673	8585
Exportación	1534	1926	3158	3390	4930
<u>Kero 55</u>					
Producción	211	511	530	511	161
Importación	--	--	--	--	--
Consumo	209	345	419	238	--
Exportación	6	155	44	255	180

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
Volumen en 1000 m3

Este kerosén se produce en pequeñas cantidades. Sus transacciones no tienen una gran liquidez, pues corresponden a pequeños volúmenes de transacciones.

En el cuadro N° 4.8 se indica 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 2008 al 2012.

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 la mayor parte de la producción se destina como transferencia al mercado de la costa Atlántica de EEUU (NY) por medio del poliducto Colonial Pipeline y por vía marítima (ver cuadro N° 5.3 del capítulo 5.1 de este informe).

Se puede observar que la producción de kerosén de calidad 55 está destinada en su totalidad a satisfacer el pequeño consumo que alcanza solamente entre el 2.5 y 4.5% del total de kerosén.

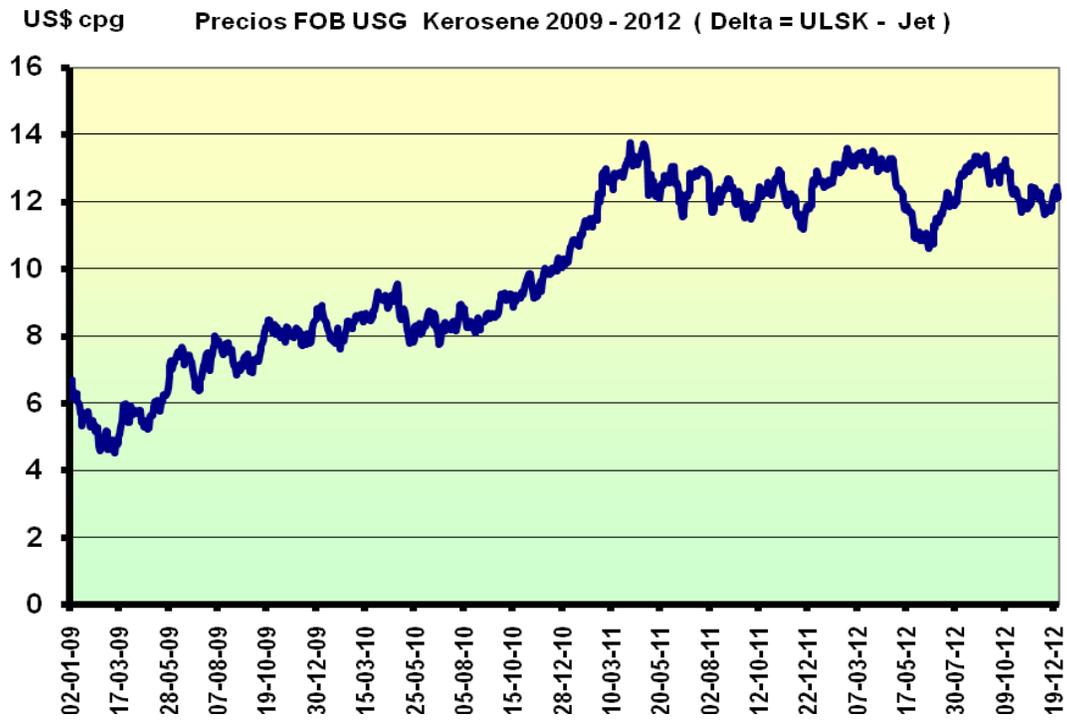
Las importaciones efectivas de kerosene en Chile corresponden a kerosén de aviación, ya que se importa para satisfacer el déficit de este combustible, cuyo consumo es mayor que el kerosén doméstico.

Para calcular el precio de paridad del kerosén doméstico se debe usar una cotización de precio en el USG que represente este combustible, el cual tiene en Chile un contenido de azufre de 500 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 el precio del kerosén doméstico.

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 en el USG. El ULSK se emplea como componente de bajo azufre en mezclas para preparar diesel de bajo azufre en el hemisferio norte.

Para determinar el factor de corrección por contenido de azufre, se usaron las series de precios de estos dos kerosén, Jet 54 de 3000 ppm y ULSK de 15 ppm de azufre. En la Figura N° 4.3 se muestra la variación de la diferencia de precios de ambos kerosén para el periodo de 2009 a 2012. Los valores promedio del precio de los kerosén y de su diferencia para cada año, se indican en el Cuadro N° 4.9.

Figura N° 4.3 Diferencia Precio Kerosén USG - Jet 54 y ULSK


Fuente : Elaborado con serie de precios de Platts

Se puede apreciar que la diferencia de precio por contenido de azufre entre estos dos kerosén ha ido en aumento.

El promedio de los cuatro años corresponde a una diferencia de precios de US\$ 10.06 cpg (26.58 US\$/m³), la cual corresponde a una diferencia de precios promedio entre US\$ 256.9 cpg y US\$ 246.8 cpg. Este rango corresponde a un rango de precios promedio entre US\$ 166.4 cpg y US\$ 318.1 cpg.

Cuadro N° 4.9 Diferencia Precio Kerosén por azufre - USG

US\$ cpg	ULSK 15 ppm S	Jet 54 3000 ppm S	Diferencia Prom (Desv.Std)
2009	173.2	166.4	6.79 (1.11)
2010	223.9	215.1	8.77 (0.61)
2011	312.3	300.1	12.23 (0.70)
2012	318.1	305.6	12.46 (0.73)
Prom. 2009 - 2012	256.87	246.81	10.06

La diferencia de contenido de azufre entre estos dos kerosén (3000 y 15 ppm de azufre), referido al precio del Jet 54 resultó de 4.076 %. Esto representa un factor de 1.04076 y se calculó como el cociente entre US\$ 256.87 cpg y US\$ 246.81 cpg. El factor de corrección se expresa con 4 decimales puesto que la variación menor de precio indicada por Platts para el mercado de EEUU es de US\$ 0,01 cpg, lo que representa variaciones de 0.00004 para niveles de precio en torno a US\$ 250 cpg.

Para obtener el precio de un kerosén de 500 ppm de azufre (kerosén doméstico en Chile) se debe mezclar un 83.75% de ULSK con un 16.25% de jet 54. Esta proporción aplicada a la diferencia de precio entre ambos kerosén, resulta en un 3.414 %, lo que equivale a un factor de corrección de **1.03414**.

SCG Consultoría recomienda usar el factor de corrección **1.03414** para corregir por azufre el precio del **Jet 54 US Gulf waterborne**, de manera que represente el precio del kerosén doméstico con un contenido de azufre de 500 ppm en la Costa del Golfo de EEUU.

4.1.3.- Indicador Petróleo Diesel

Actualmente la CNE emplea para el petróleo diesel el indicador de precio informado por Argus: ULS Diesel USGulf Coast waterborne. Esta cotización diaria de precio corresponde a un petróleo diesel con un contenido de 10 ppm de azufre, 40 de número de cetano y con 130°F de punto de inflamación.

Esta calidad es equivalente a la del diesel B en Chile, con similar punto de inflamación (126 °F), con mayor número de cetano (50) y con mayor contenido de azufre. La diferencia de número de 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 de cetano. Como alternativa se puede agregar al precio el costo que tiene la adición de un aditivo que se usa para mejorar el número de 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 en el mercado de N.Y., 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° 4.10 se indica 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 5 años, 2008 a 2012.

Se puede apreciar que la producción de diesel de muy bajo contenido de azufre (<15 ppm), ULSD, se ha incrementado en un 52% en el periodo, alcanzando a 123,5 millones de m3 en 2012. La producción de esta calidad de diesel representó en 2012 un 85% del total de diesel, 145.6 millones de m3 producidos en este mercado.

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

	2008	2009	2010	2011	2012
<u>Diesel < 15 ppm S</u>					
Producción	81143	83304	99170	119390	123535
Importación	60	16	--	94	90
Consumo	42083	33507	40836	47624	44937
Exportación	--	11778	16616	28116	36451
<u>Diesel 15 < < 500 ppm S</u>					
Producción	27238	24487	13650	6993	5931
Importación	32	--	36	49	157
Consumo	2053	8205	--	1198	2712
Exportación	18146	12206	1349	5566	5008
<u>Diesel > 500 ppm S</u>					
Producción	13371	13749	15748	13503	16215
Importación	679	270	472	156	241
Consumo	--	--	5985	2445	1806
Exportación	2951	2546	1555	4276	4977

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
Volumen en 1000 m3

Como consecuencia de los excedentes de producción de esta calidad de diesel, las exportaciones han crecido en el periodo desde cero en 2008 hasta un volumen de 36.4 millones de m3 en 2012.

Como contrapartida, la producción y exportación de diesel de contenido de azufre entre 15 y 500 ppm han bajado drásticamente en los últimos 5 años, desde 27,2 a 5.9 millones de m3 la producción (78% menos que hace 5 años) y de 18.1 a 5.0 millones de m3 la exportación (72% menos que hace 5 años).

En el caso de diesel de contenido de azufre mayor a 500 ppm, la producción se ha mantenido estable en el periodo entre 13 y 16 millones de m3, en tanto que la exportaciones han tenido un crecimiento en los últimos dos años hasta alcanzar los 5 millones de 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 (NY), 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 96% (139.7 millones de m³) del diesel producido.

Corrección por Cetano

No hay información de precios de mercado que discriminen por número de 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 punto 3 anterior.

Para incluir el efecto en el precio por el mayor número de cetano que tiene el diesel en Chile (50) respecto al del ULSD USG (40), se puede agregar el costo que tiene agregar un aditivo para mejorar el número de cetano.

El costo del aditivo ha venido disminuyendo en los últimos años. De acuerdo a cotizaciones recientes para operaciones de agregar el aditivo, el costo de adición es progresivo a medida que se requiere aumentar varios números de cetano.

El costo del aditivo es de US\$ 0.06 por barril por las primeras 100 ppm y de US\$ 0.05 por barril por cada 100 ppm adicionales y la relación de adición del aditivo es la siguiente:

Para el primer número de 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 mas	= 250 ppm / num

Para mejorar el número de cetano desde 40 a 50 se requiere agregar 1950 ppm de aditivo. De acuerdo al precio del aditivo, el costo de las 1950 ppm es de US\$ 0.985 por barril, equivalente a US\$ 2.35 cpg.

SCG Consultoría recomienda usar este factor de corrección **US\$ 2.35 cpg** para corregir por cetano el precio del **ULS Diesel USGulf Coast waterborne**, de manera que represente el precio del diesel con un número de cetano de 50 en la Costa del Golfo de EEUU.

4.1.4.- 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 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 dos calidades de petróleo combustible, para un contenido de azufre máximo de 1.0% y de 3%.

En el cuadro N° 4.11 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 81% del total producido en 2012 (14.0 millones de m3).

**Cuadro N° 4.11 Producción- Consumo- Importación – Exportación
Petróleo Combustible USGC**

	2008	2009	2010	2011	2012
<u>P.Comb. < 0.3 % S</u>					
Producción	1497	1445	1316	1102	614
Importación	394	293	442	147	395
Exportación	---	---	---	---	---
<u>P.Comb. 0.3% < < 1.0 % S</u>					
Producción	1926	851	1605	1372	2017
Importación	1042	1256	467	591	1061
Exportación	---	---	---	---	---
<u>P.Comb. > 1.0 % S</u>					
Producción	13841	15337	16554	14116	11449
Importación	4912	3978	2701	2751	1537
Consumo	6682	5970	6998	7279	5650
Exportación	14788	17412	18752	18613	17747

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
Volumen en 1000 m3

Como contrapartida, la producción de petróleo combustible de 2.6 millones de m3 con contenido de azufre menor a 1,0 % de azufre (0.6 de <0.3%S + 2.0 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 más del 80% de la producción total de petróleo combustible en este mercado.

SCG Consultoría recomienda continuar usando este indicador **Residual Fuel Oil 3.0% USGulf Coast waterborne** sin correcciones, para representar el precio FOB del petróleo combustible en el Golfo de EEUU.

4.1.5.- Indicador Gas Licuado de Petróleo

Actualmente la CNE emplea para el gas licuado de petróleo (GLP) el indicador de precio informado por Argus: Propane Non LST Mont Belvieu. Esta cotización también aparece a veces bajo el rótulo “non-LDH” y corresponde a la antigua cotización “Non-TET”.

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 embarque en el terminal de Enterprice.

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

En Marzo 2007 estos activos fueron vendidos a la empresa Louis Dreyfus Energy Services y la designación del precio pasó a llamarse LDH y Non LDH.

La expresión Non LST corresponde a la antigua cotización Non TET que posteriormente pasó a llamarse Non LDH.

La expresión Non LST cotización Non TET corresponde a embarques de producto para entrega FOB Mont Belvieu.

Por ello es que la cotización apropiada para referir el precio FOB es la “Non LST 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 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 Non LST Mont Belvieu** con las correcciones que a continuación se indican, para representar el precio FOB del Propano en Houston, en el Golfo de EEUU.

Corrección Precio FOB por Arbitraje de Precio

Mont Belvieu es una pequeña localidad ubicada en Texas, cercana a Houston, donde se encuentra el terminal de almacenamiento terrestre y distribución de gas natural y GLP más grande de EEUU, con una capacidad de almacenamiento de 100 millones de barriles (15.9 millones de m³).

El complejo de almacenamiento de Mont Belvieu está ubicado sobre una de las cavernas de sal más grande del mundo, en la cual se almacenan gas natural y los productos provenientes de su fraccionamiento 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 y Oneok. Las dos primeras tienen la mayor proporción de las plantas de tratamiento y de los terminales de almacenamiento ubicados en el área del complejo.

El año 2012 Targa amplió sus instalaciones de carguío en el terminal de Galena Park, el cual quedó con capacidad de exportación de 0.4 millones de m³ de propano por mes.

En Marzo recién pasado, Enterprise en asociación con Oiltanking, puso en operación la ampliación de su terminal de exportación de Propano y Butano, la cual aumentó la capacidad de carga desde 0.6 a 1.2 millones de m³ por mes. La ampliación de la capacidad de carga considero disponer de mayor número de muelles de carga para cargar hasta 3 naves gaseras simultáneamente..

Enterprise actualmente está evaluando una nueva ampliación de la capacidad para llegar a un máximo de 1.6 millones de m³ por mes la cual entraría en operación en el año 2015. Esta ampliación estaría operativa cuando la ampliación del Canal de Panamá entre en operación, estimada para ese mismo año.

Actualmente Conoco – Occidental tiene en desarrollo un proyecto de expansión de la capacidad de su terminal en Houston desde 1.1 a 2.3 millones de m3 por mes, el cual entrará en operación en 2014. También se incluye la ampliación de las instalaciones del terminal marítimo para carga de naves en forma simultánea.

Por su parte, Vitol en el área de Beaumont también tiene en construcción una ampliación de sus instalaciones de almacenamiento y exportación, desde 0.5 a 1.0 millones de m3 por mes, la cual estará operativa a fines del presente año.

En general el área de la Costa del Golfo ha incrementado sus instalaciones de tratamiento y almacenamiento de propano y butano para poder exportar los excedentes de estos productos originados por el aumento de producción proveniente de la extracción del shale gas.

En el cuadro N° 4.12 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, 2008 a 2012. Se puede apreciar que la producción de propano de refinerías se ha mantenido en el rango de 7.8 a 8.5 millones de m3 anuales en el periodo. La producción de propano proveniente del fraccionamiento de gas natural se ha incrementado en un 30% en igual periodo (18.5 a 24.2 millones de m3). Este excedente se ha traducido en un gran aumento en la exportación de propano, la cual ha crecido en 400% (1.6 a 6.4 millones de m3) en el periodo.

**Cuadro N° 4.12 Producción- Importación – Exportación
Gas Licuado de Petróleo USGC**

	2008	2009	2010	2011	2012
Propano					
Producción - Refinerías	8330	8410	8500	7720	7800
Planta Gas	18460	19370	20305	21380	24210
Importación	1294	--	--	--	--
Exportación	1878	3207	4349	4847	7133
Butano (normal)					
Producción - Refinerías	3090	2310	3480	1990	2410
Planta Gas	3780	3316	3811	3576	4464
Importación	1412	203	128	--	--
Exportación	103	425	457	340	577

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
Volumen en 1000 m3

En el caso del butano (normal) que no se destina a la industria petroquímica, la producción proveniente del fraccionamiento del gas natural también ha crecido en el periodo, pero en menor medida, un 18% (3.8 a 4.5 millones de m3), lo que ha producido

también un fuerte aumento de las exportaciones, de 0.1 a 0.6 millones de m3, en el periodo.

En el cuadro N° 4.13 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 a cuatro áreas geográficas, el norte de Europa, Caribe y Centro América, Sud América y otros destinos. Se observa que las exportaciones hacia los tres primeros destinos han crecido fuertemente.

Cuadro N° 4.13 Exportación Propano USGC a NWE

	2008	2009	2010	2011	2012
Exportación Propano					
NW Europe	69	565	471	1277	1354
Caribe y C.América	735	943	1346	1646	2270
Sud América	791	1036	1893	1757	2755
Otros	283	663	639	167	755
Total	1878	3207	4349	4847	7133

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
Volumen en 1000 m3

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.

Como consecuencia de la abundancia de GLP en el mercado de la costa del Golfo de EEUU, por la mayor extracción de shale gas, el precio interno del propano que refleja la cotización de Mont Belvieu ha bajado comparado con los precios internacionales. En los últimos dos años se produjo una diferencia apreciable entre el precio del Propano de Mont Belvieu y el precio del Propano en el mercado del norte de Europa (NWE).

Como se observa en el cuadro N° 4.13, el destino con menor volumen exportado (1.4 millones m3) de las tres principales áreas geográficas, es el norte de Europa con un 21% del total exportado desde la Costa del Golfo de EEUU el año 2012 a estas tres áreas (6.4 millones m3). Sin embargo este es un mercado marcador de precios, con mucha actividad y liquidez, que recibió importaciones por 8.4 millones m3 de propano en 2012.

Los mercados de destino en Sud América, Brasil, Ecuador y Chile, con 2.7 millones de m3 en 2012, son mercados deficitarios cuyos precios no constituyen referencia para los precios internacionales. Igual condición se produce con el mercado del Caribe y Centro

América al cual se exportó 2.3 millones de m³ en 2012. Por esta razón, el mercado del norte de Europa se vuelve el mercado marginal de referencia para el propano exportado desde la costa del Golfo de EEUU.

Las exportaciones desde la costa del Golfo de EEUU (USGC) al norte de Europa (NWE) se volverán atractivas cuando el precio en NWE sea superior al de USGC y la diferencia de precio del propano (arbitraje) entre estos dos mercados sea superior al costo del flete desde USGC a NWE. En esta condición de arbitraje de estos dos mercados, favorable a la exportación a NWE, el exportador en el USGC recibirá un retorno neto (netback) mayor que el precio de mercado en Mont Belvieu. Al precio vigente en NWE, representado por los precios de las importaciones que llegan a ese mercado (CIF ARA) se descuenta el flete desde USGC (Houston) a NWE (Rotterdam) y la tarifa de terminaling (almacenamiento y carguío) en Houston. Este resultado (netback) se compara con la cotización del propano en Mont Belvieu.

Cuando el arbitraje de precios entre estos dos mercados supere el valor del flete del propano entre ellos más la tarifa de terminaling, el exportador del USGC pretenderá obtener este mismo retorno neto para los volúmenes que exporte a otros mercados sin precios de referencia internacional, como los son los mercados de Sud América. Por esta razón el precio FOB de paridad de exportación de USGC para destino a Chile será igual al precio del propano en Mont Belvieu más el arbitraje de precios del mercado de NWE con el USGC, calculado según el párrafo anterior.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, la corrección del precio FOB USGC del propano será igual a:

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

$$\text{Netback M.Belvieu} = \text{Prc.C3.NWE} - \text{Flt.C3-USG/NWE-82km3} - \text{Terminaling}$$

Donde:

CPFA	= Corrección Precio FOB por Arbitraje
Netback M.Belvieu	= Retorno neto para exportación a NWE
Prc.C3.NWE	= Precio Propano en NWE (CIF ARA)
Prc.C3.M.Belvieu	= Precio Propano en Mont Belvieu
Flt.C3-USG/NWE-80km3	= Flete Propano desde USGC hasta NWE en naves de 82.000 m ³ .
Terminaling	= Tarifa de carga en terminal de Houston

El precio del propano en NWE corresponde al precio informado por Argus como **“Cif ARA (large cargoes)”**, que corresponde a cargamentos entre 16.000 y 84.000 m³ de importaciones que entran a ese mercado.

El precio del propano en Mont Belvieu corresponde al precio informado por Argus como **“Propane Non LST Mont Belvieu”**.

El flete del propano entre USGC y NWE, **Fit.C3-USG/NWE-80km3** corresponde al flete entre Houston y Rotterdam para naves gaseras con cargamentos de 82.000 m3. El cálculo del flete se detalla en el punto 4.2.3 siguiente de este informe

La tarifa de **Terminaling** corresponde a la tarifa por el costo de cargar el propano refrigerado en la nave gasera en el terminal de carga en Houston.

Esta corrección por arbitraje al precio FOB en el USGC será válida siempre y cuando la diferencia de precios entre estos dos mercados, USGC y NWE sea mayor al valor del flete desde el USGC a NWE más la tarifa de terminaling.

Recargo por Almacenamiento y Entrega (Terminaling)

La cotización del propano informada por Argus para condición FOB 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 a la cotización de Mont Belvieu debe agregársele el costo de cargar el propano en la nave en el terminal marítimo del área del golfo, tal como Enterprise, Targa Galena Park o Dow Freeport. Este costo que refleja el costo de almacenar, enfriar y cargar el producto a bordo de la nave, se conoce como “terminaling” y no está incluido en la cotización que Argus informa para el propano en Mont Belvieu.

De acuerdo a Aux Sable America, la tarifa de terminaling en el área del Golfo de EEUU que cobran los terminales de Enterprise en Houston y el de Targa en Galena Park, ambos en el área de Houston, Texas, varía entre 12 y 13 centavos dólar por galón (62.6 a 67.9 US\$ por ton).

SCG Consultoría recomienda usar un valor de **65 US\$ por ton** para representar el costo de terminaling en el puerto de carga en el cálculo del precio de paridad.

4.2.- Cálculo Transporte Marítimo

En el procedimiento de cálculo del precio de paridad de importación, el cálculo del transporte marítimo se simula desde un puerto de origen del indicador de precio 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.

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.

Para ambos tipos de naves existe información del mercado de fletes referidos a estas tarifas worldscale. 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 o en US dólares por tonelada. Por esta razón el cálculo del flete desde el puerto de origen del indicador 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 y al precio de los combustibles usados por estas naves para su motor de propulsión (bunkers).

4.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel

1. Indicador del Flete

Para el caso de las gasolinas, kerosén y petróleo diesel, desde Mayo de 2012 la CNE usa las cotizaciones diarias informadas por la publicación Argus para los fletes transados en base WS para las rutas del Caribe a la costa Atlántica de EEUU (Caribbean / USAC) para naves de productos limpios de 38 Kton de carga.

La publicación Argus informa diariamente tarifas de flete de productos limpios en el área del Caribe y EEUU para dos rutas: Caribe a la Costa Atlántica de EEUU (Caribbean / USAC) y Costa del Golfo de EEUU a Caribe y Norte de Europa (USGC / Caribbean-UKCM). Estas rutas corresponden a naves con cargamentos de 38 mil ton.

Estas rutas agrupan los fletes marítimos con mayor actividad en el área y han variado en los últimos años en cuanto a volumen transportado. Este último 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° 4.14 se indican los volúmenes transportados en los últimos 5 años, 2008 a 2012, en estas rutas antes mencionadas.

**Cuadro N° 4.14 Liquidez Fletes Rutas Caribe y EEUU - Argus
Volumen Transportado**

Ruta Argus	2008	2009	2010	2011	2012
<u>Caribbean / USAC</u>					
Origen : Caribe y Centro América	6198	7373	6222	6132	6569
Cantidad Embarques	124	147	124	123	131
<u>USGC / Caribbean - UKCM</u>					
Destino : Caribe y Centro América	5555	7757	10490	12569	16154
NW Europe	9824	14361	11940	16923	19262
Total Ruta	15379	22118	22430	29492	35416
Cantidad Embarques	307	442	449	590	708

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
Volumen en 1000 m3

Del cuadro se observa que en la ruta Caribbean / USAC se ha mantenido estable el volumen transportado en torno a 6.2 y 7.3 millones de m3 durante el periodo de análisis, con un rango entre 120 y 150 de embarques anuales. Esta ruta incluye principalmente embarques de componentes de gasolina destinados a la costa Atlántica de EEUU para la preparación de gasolinas terminadas.

En el caso de la ruta USGC / Caribbean – UKCM se aprecia que el volumen transportado ha crecido desde 15.4 a 35.4 millones de m3 durante los últimos 5 años, con embarques anuales que han aumentado de 300 a 700. Los dos destinos que se incluyen en esta ruta muestran la misma tendencia de crecimiento que refleja el aumento de las exportaciones del mercado de la costa del Golfo de EEUU.

Los embarques destinados al Caribe y Centro América de esta ruta corresponden a gasolina terminada y petróleo diesel, en tanto que los destinados al norte de Europa (NWE) corresponden a kero jet y petróleo diesel.

La liquidez de la ruta USGC / Caribbean – UKCM (medida como cantidad de embarques) es mucho mayor que la de la ruta Caribbean / USAC. Los 700 embarques anuales de la primera representan 13 cargamentos semanales comparados con los 3 cargamentos semanales de la ruta Caribbean / USAC.

La ruta USGC / Caribbean – UKCM 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.

Por las razones antes expuestas de alta liquidez y de origen de ruta igual al de las importaciones a Chile, SCG Consultoría recomienda cambiar el indicador de flete marítimo por la ruta USGC / Caribbean – UKCM para naves con embarques de 38 k ton.

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 estos combustibles.

Para efectos comparativos con las importaciones efectivas realizadas en Chile, se puede indicar que para el petróleo diesel, que es el combustible importado en mayor cantidad, el total importado de 5,248 millones de m³ en 2012, fue abastecido con un volumen promedio de 45.850 m³ por embarque, según las cifras del Servicio de Aduanas. Este volumen corresponde a una capacidad de carga de 38.500 ton por embarque.

De acuerdo a lo anterior, el valor de **40.000 ton** es apropiado y refleja bien la capacidad de las naves que físicamente han traído importaciones a Chile en los últimos años. Por ello SCG Consultoría propone mantener este valor sin cambio.

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 es el apropiado 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 propone mantener este valor de **24.800 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 hasta Quintero. Las tarifas base para 2013 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

2013	Gasolinas	Kerosén	Diesel
Origen	Golfo EEUU	Golfo EEUU	Golfo EEUU
Puerto Carga	Corp.Christi	Corp.Christi	Corp.Christi
WS Base a Quintero US\$/ton	21.33	21.33	21.33

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.

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 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.

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.

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 Octubre de 2012, 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	4.68	3.75	8.43
Siguientes 10.000 ton	4.61	3.69	8.30
Restantes ton	4.53	3.62	8.15

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 24.800 ton de registro, alcanza a un total de US\$ 206.420 que se desglosa en US\$ 84.300 por las primeras 10.000 ton más US\$ 83.000 por las siguientes 10.000 ton más US\$ 39.120 por las restantes 4.800 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 **8.3234 US\$ por 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. SCG Consultoría recomienda mantener este valor 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.

8. Recargo en el Indicador de Flete según Origen (costo de posicionamiento)

Al usar los valores de flete de rutas del área del Caribe con destino al Golfo o a la Costa Atlántica de EEUU para representar el costo de flete desde el Golfo de EEUU o desde el Caribe a 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 la costa Atlántica de EEUU.

Actualmente la CNE usa un recargo variable que depende del nivel de mercado WS. Para niveles de flete de mercado inferiores a WS 250, se usa un 10% de recargo. Para niveles de flete de mercado superiores a WS 250, 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 del tipo de ruta escogido, de la estacionalidad y de la variación de oferta y demanda de flete en esa ruta.

Un flete de mercado equivalente a WS 250 para la ruta Caribs-USAC, significa que las tarifas del mercado de fletes están en un promedio a un 250% sobre el valor base calculado por el sistema worldscale para esa ruta. El sistema worldscale calcula tarifas estándar (worldscale base) para diferentes rutas de transporte que cubren las transferencias entre los diferentes mercados de petróleo crudo y combustibles del mundo. Estas tarifas son calculadas anualmente y tienen vigencia por año calendario.

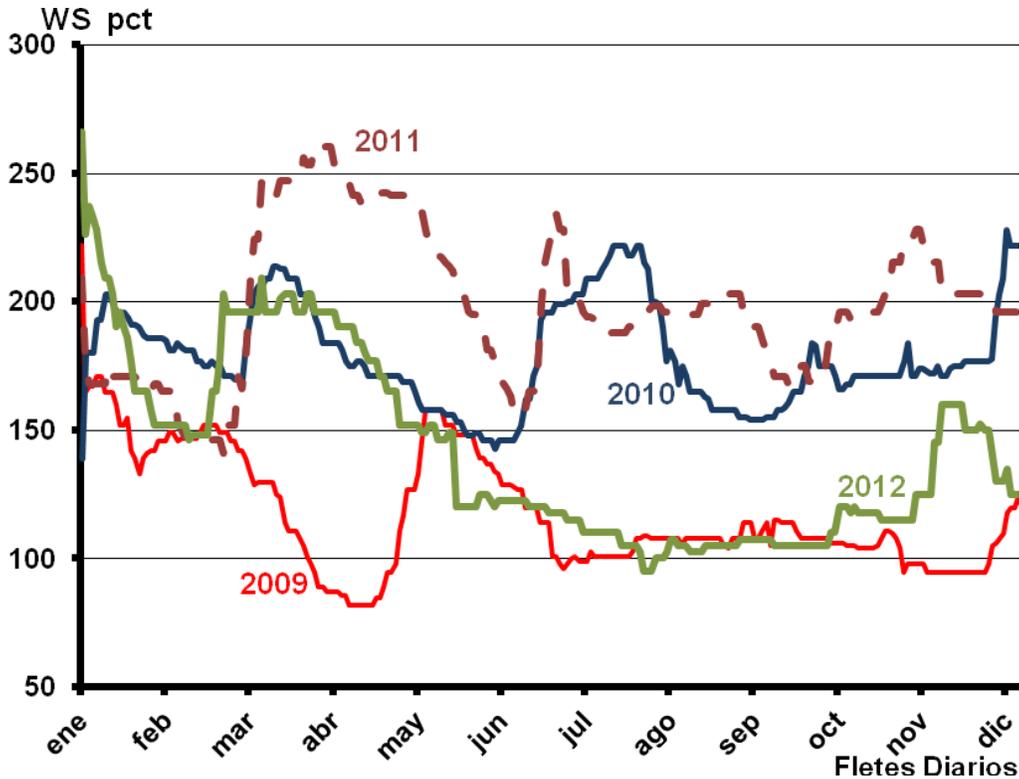
La ruta del Caribe a la costa Atlántica de EEUU (Caribs-USAC) corresponde a viajes de 1600 a 1800 millas con una duración de 5 a 6 días. El viaje de retorno además tiene la alternativa de encontrar cargas para el flete de retorno.

La distancia entre Corpus Christi y Quintero es de 4598 millas y el viaje tiene una duración de 15 a 17 días (30 a 34 días viaje de ida y vuelta). Las posibles cargas de retorno al Caribe o al Golfo de EEUU tienen mayor incertidumbre debido a la menor cantidad de embarques. Es por esto, la duración del viaje y cargas inciertas de vuelta, que el armador u operador de la nave pedirá un recargo sobre el nivel de flete de mercado que en ese momento haya en las rutas del Caribe al Golfo o la Costa Atlántica de EEUU.

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 Caribe, contratando fletes para viajes de corta duración, comparado con el viaje a Quintero, con una duración ida y vuelta de 30 a 35 días, periodo en el cual la nave estará fuera del mercado del Caribe. Además los viajes en este mercado tienen una pequeña parte en lastre, debido a que la mayoría de las veces el puerto de descarga puede estar muy cerca del próximo puerto de carga. Este recargo además está directamente relacionado con la volatilidad del mercado, esto es la variación de las tarifas en el corto plazo.

Para analizar la volatilidad del nivel de flete WS para las rutas del Caribe a EEUU, se usó la información de fletes del broker de naves europeo Mallory Jones L.F. la cual tiene una estrechísima correlación con la información de fletes WS del Platts para la ruta Caribs-USAC.

En la Figura N° 4.4 siguiente se muestran las variaciones diarias del flete WS para esta ruta, para naves de productos limpios de 38.000 ton, para el periodo de 2009 a 2012. Se excluyó el año 2008 debido a la gran variación que sufrieron los valores absolutos de los combustibles, como consecuencia de la crisis mundial, y que incidió en el comportamiento de los fletes marítimos.

Figura 4.4 Tarifas Flete Caribs – USAC Clean Products


Fuente : Mallory, Jones L.F. - Naves de 38 K ton carga

Se puede apreciar que durante el año 2009, el flete de mercado varió desde un nivel de WS 220 a comienzo de año, hasta llegar a un nivel de WS 82 en Abril y luego subir a WS 158 en Mayo. Esto representa una variación de 1.9 veces en el lapso de un mes. Esta variación fue de 1.4 para 2010, de 1.6 para 2011 y de 1.9 para 2012.

Cuando el mercado se encuentra en niveles muy altos de flete, debe pagarse un premio mayor 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 además tiene un retorno en lastre significativo hasta el Caribe.

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 espera tendrá el mercado en los próximas semanas.

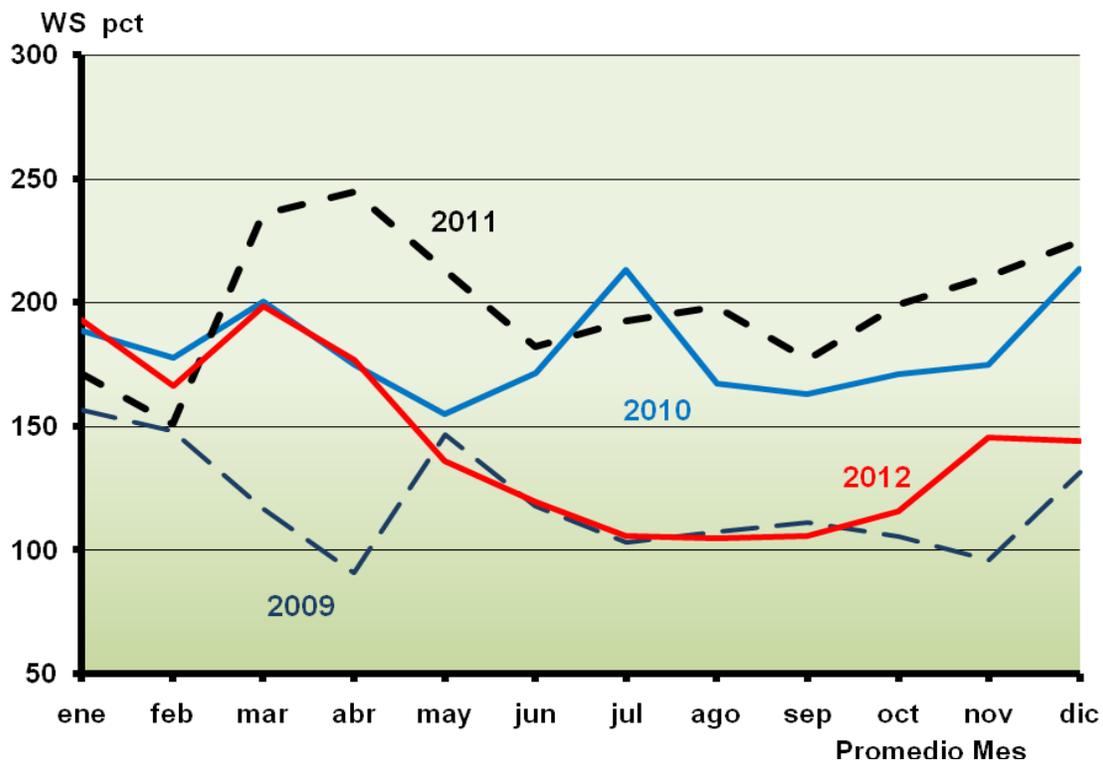
Es así que el recargo por posicionamiento podría llegar a cero para niveles del mercado inferiores al promedio estacional. Es por esto que el recargo por posicionamiento debería ser variable para representar el costo de oportunidad del armador que varía según sea el nivel del mercado.

Volatilidad con Fletes Promedio Mensual

Para analizar la volatilidad de los fletes promedio mensual, se tomó el periodo de los últimos 4 años, excluyendo el año 2008 debido a la gran variación que sufrieron los valores absolutos de los combustibles, que incidió en el comportamiento de los fletes.

En la Figura N° 4.5 se observa la volatilidad del nivel WS de flete promedio mensual para la ruta Caribs–USAC, donde están graficadas las variaciones anuales de los flete WS promedio mensuales para esta ruta, para naves de productos limpios de 38000 ton, para el periodo entre 2009 y 2012. La comparación de la volatilidad se hace anualmente para considerar el efecto estacional en los fletes marítimos.

Figura 4.5 Tarifas WS Promedio mes Caribs – USAC Clean



Elaboración SCG Consultoría con fletes WS de Platts - Naves de 38 K ton carga

Se puede apreciar que la volatilidad de los fletes es similar en los cuatro años, con una dispersión entre 20 y 34 puntos WS. Los rangos de variación máximo se encuentran en el año 2012 con un máximo de WS 198 y mínimo de WS 105, con una variación de 1.9 veces. Esta variación entre flete máximo y mínimo presenta un menor valor de 1.4 veces para 2010 con un máximo de WS 213 y un mínimo de WS 155.

Para determinar la volatilidad se calculo la desviación estándar para cada año y luego se calculo el coeficiente de dispersión para cada año, relación entre la desviación estándar y el promedio de cada año. Se hizo este cálculo para cada año para incluir el efecto de la estacionalidad en los fletes. Al analizar los valores de flete WS en los últimos 10 años se puede apreciar que este coeficiente de dispersión se ha mantenido estable entre 0.17 y 0.18.

El valor promedio de los fletes mensuales para el periodo de 4 años resulto de **WS 161** con un promedio de los coeficientes de dispersión de **0.17** para el periodo de 4 años.

La dispersión promedio de 0.17 está dentro del rango de 0.10 a 0.20 (10% a 20%) que usa la CNE como recargo variable para representar el costo de posicionamiento de la nave, en torno a un valor promedio de fletes de WS 250. Este valor es superior al promedio de fletes para estos últimos 4 años de WS 161.

De esta forma, cuando el valor del flete sea menor que el flete promedio WS 161, se aplicara un recargo de 10% al flete. Cuando el valor del flete sea mayor que el flete promedio WS 161, se aplicara un recargo de 20% al flete. Estos recargos están en torno a 0.17 que es la volatilidad promedio del periodo de 4 años analizado. El detalle de los cálculos de estos valores aparece en el Anexo N°1.

Aplicación Recargo Flete por posición Nave

Para valores flete mensual menor a WS 161 =	Flete WS Car-USAC 38mt x 1.10
Para valores flete mensual Mayor a WS 161 =	Flete WS Car-USAC 38mt x 1.20

De acuerdo al análisis anterior, SCG Consultoría recomienda mantener un recargo variable por posicionamiento de la nave, aplicando los factores de recargo de 1.10 y 1.20 en torno al promedio de fletes WS 161, según se indica en la tabla anterior.

4.2.2.- Petróleo Combustible

1. Indicador del Flete

Para el caso del petróleo combustible, desde Mayo de 2012, 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 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 k ton, del tipo panamax. Argus informa también fletes para otra ruta, Caribbean – US Gulf, pero para naves de 70 k ton.

En el cuadro N° 4.16 se indican para la ruta **Caribbean – US Gulf 50000t**, los volúmenes transportados en los últimos 5 años, 2008 a 2012, 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.

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

Ruta Argus 50 kton	2008	2009	2010	2011	2012 .
Caribbean / US Gulf Coast					
Origen : Caribe y C. América					
Petróleo Combustible	1439	1338	1299	1619	943
Petróleo Crudo	58324	61412	67268	65673	67774
Volumen Total	59763	62750	68567	67292	68717
Cantidad Embarques	1195	1255	1371	1345	1374

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
Volumen en 1000 m3

Del cuadro se observa que en esta ruta el volumen transportado ha aumentado desde 60 a 69 millones de m3 durante el periodo de análisis, con un rango entre 1200 y 1370 embarques anuales. Esto significa muy alta liquidez en los fletes informados pues los 1300 embarques anuales representan 25 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.

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 importaciones 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 han efectuado 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 2012 en aplicación por la CNE, se indican en el Cuadro N° 4.17 siguiente:

Cuadro N° 4.17 Flete WS Base a Quintero desde USG

2013	<u>Petróleo Combustible</u>
Origen	Golfo EEUU
Puerto Carga	Corpus Christi
WS Base a Quintero	
US\$/ton	21.33

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 por lo que 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.

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\$ 248.800 que se desglosa en US\$ 84.300 por las primeras 10.000 ton más US\$ 83.000 por las siguientes 10.000 ton más US\$ 81.500 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 **8.2933 US\$ por ton** de registro y es la misma para cualquier combustible transportado en la nave petrolera.

SCG Consultoría recomienda mantener este valor 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 a 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 200, se usa un 10% de recargo. Para niveles de mercado superiores a WS 200, 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.

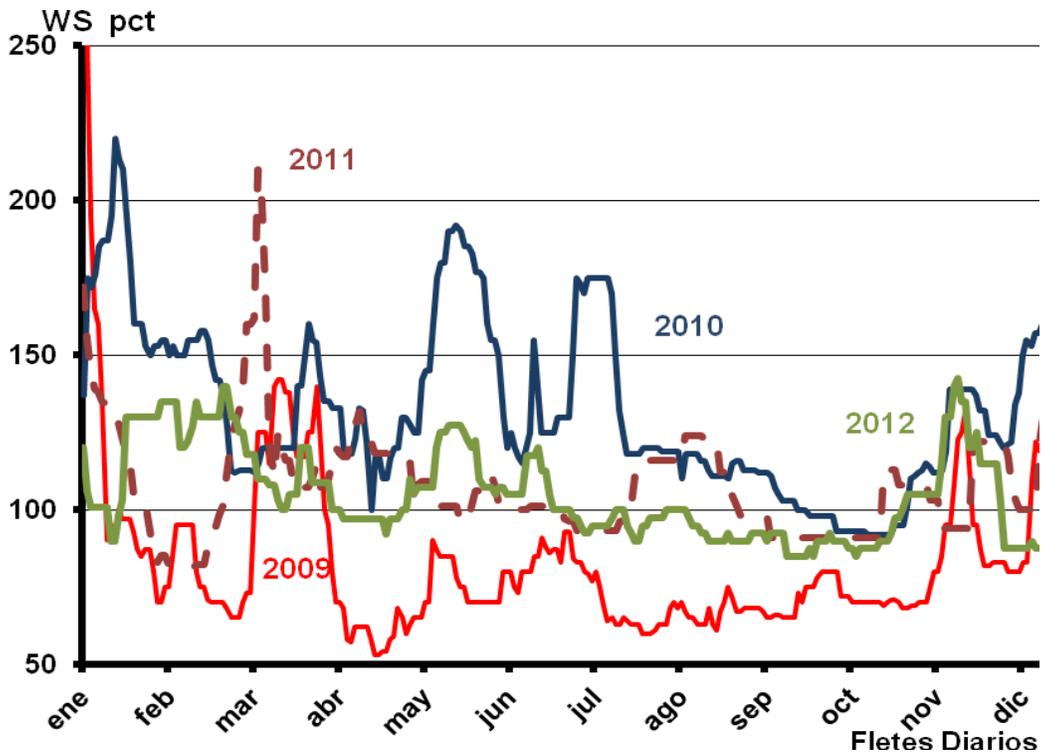
El recargo por posicionar la nave fuera de la ruta representa el mayor ingreso que pedirá el armador u operador de la nave por salir del área en la cual esta transportando. Este recargo será mayor en cuanto mayor sea la diferencia en el tiempo de viaje comparado con la duración de los viajes en la ruta 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 Atlántica de EE.UU para naves con productos sucios corresponde a viajes de 1400 a 1700 millas con una duración de 4 a 6 días. Para las naves de productos sucios, el viaje de ida puede ser con crudo o petróleo combustible. El viaje de retorno tiene la alternativa de encontrar cargas de petróleo combustible para el flete de retorno.

El viaje de la costa del golfo de EEUU a Quintero tiene 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, petróleo combustible, o en Ecuador, 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 Caribs – USAC.

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 Caribs – USAC se observa en la Figura N° 4.6 siguiente, donde están graficadas las variaciones diarias del flete WS para esta ruta informados por Platts, para naves de productos sucios de 50000 ton, para el periodo entre 2009 y 2012. En esta figura se usó la información de fletes del broker de naves europeo Mallory Jones L.F., la cual tiene una estrechísima correlación con la información de fletes del Platts para esta ruta.

Figura 4.6 Tarifas Flete WS Caribs – USAC Dirty Products


Fuente : Elaboración SCG Consultoría con fletes de Mallory, Jones L.F. 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 premio mayor 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.

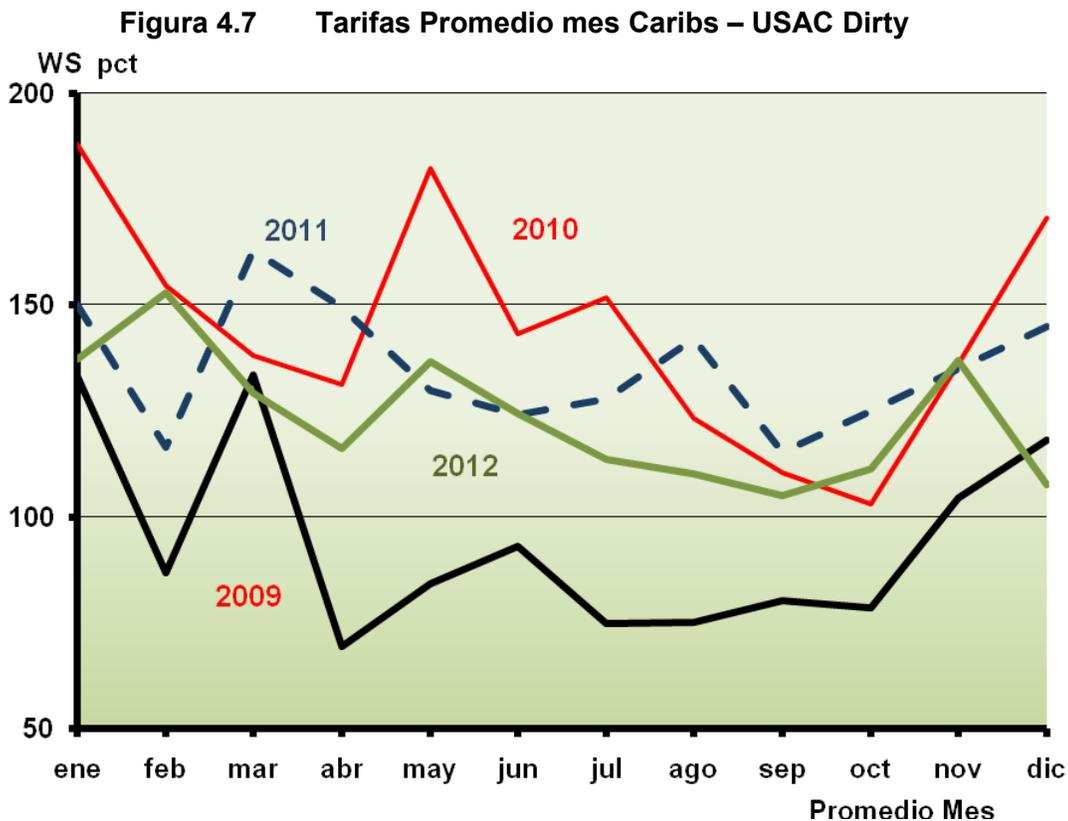
Este costo de oportunidad del armador se hace menor a medida que el mercado empieza a bajar y llega a desaparecer para niveles de mercado bajos, pues el armador preferirá aceptar un viaje de mayor duración sin recargo en un mercado a la baja, puesto que estará asegurando por un periodo mayor de tiempo, un nivel de flete más alto que el que tendrá el mercado en los 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 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 tomo el periodo de los últimos cuatro años, 2009 a 2012, excluyendo el 2008 debido a la gran variación que sufrieron los valores absolutos del petróleo crudo y petróleo combustible, que incidió en los niveles de fletes del mercado.

En la Figura N° 4.7 siguiente se observa la volatilidad del nivel WS de flete promedio mensual para la ruta CARIBS – USAC, donde están graficadas las variaciones mensuales del flete WS para esta ruta informado por Platts, para naves de productos sucios de 50.000 ton, para el periodo entre 2009 y 2012.



Se puede apreciar que el año 2009 presenta la mayor variación de fletes con un rango con máximo de WS 134 y mínimo de WS 69, con una variación de 1.9 veces. Esta variación entre flete máximo y mínimo presenta un menor valor de 1.3 veces para 2011, con un máximo de WS 150 y un mínimo de WS 115. Para determinar la volatilidad se calculo la desviación estándar para cada año y luego se calculo 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 resulto de **WS 124** con un promedio de los coeficientes de dispersión de **0.16** para el periodo.

La dispersión promedio de 0.16 está dentro del rango de 0.10 a 0.20 (10% a 20%) que usa la CNE como recargo variable para representar el costo de posicionamiento de la nave, en torno a un valor promedio de fletes de WS 200. Este valor es superior al promedio de fletes para estos últimos 4 años de WS 124.

De esta forma, cuando el valor del flete sea menor que el flete promedio WS 124, se aplicara un recargo de 10% al flete. Cuando el valor del flete sea mayor que el flete promedio WS 124, se aplicara un recargo de 20% al flete. Estos recargos están en torno a 0.16 que es la volatilidad promedio del periodo de 4 años analizado. El detalle de los cálculos de estos valores aparece en el Anexo N°2.

Aplicación Recargo Flete por posición Nave

Para valores flete mensual menor a WS 124 =	Flete WS Car-USAC 50mt x 1.10
Para valores flete mensual Mayor a WS 124 =	Flete WS Car-USAC 50mt x 1.20

De acuerdo al análisis anterior, SCG Consultoría recomienda mantener un recargo variable por posicionamiento de la nave, aplicando los factores de recargo de 1.10 y 1.20 en torno al promedio de fletes WS 124, 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. Tampoco hay alguna ruta para naves gaseras, para la cual las publicaciones técnicas entreguen valores de flete ocasional por viaje que tengan la suficiente liquidez y representatividad. Esto se debe a que las naves gaseras del tamaño de las que abastecen a Chile están concentradas a nivel mundial bajo el control de muy pocos armadores.

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 52.000 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.

Considerando además que desde el año 1995 las importaciones efectivas de GLP a Chile por vía marítima a Quintero se han efectuado con naves de 30.000 ton, con capacidad de carga de 50.000 a 55.000 m3, según la capacidad del terminal marítimo en Quintero donde se recibe el GLP importado, se recomienda seguir usando las cotizaciones mensuales informadas por el Shipping Intelligence Weekly, para los fletes transados en modalidad time charter, para naves de 52.000 m3 de capacidad.

2.- Tamaño de los Embarques

Actualmente la CNE usa un valor de 52.000 m3 para el tamaño del embarque.

Respecto al tamaño de los embarques, en la práctica las importaciones de GLP en los últimos años de acuerdo a las cifras indicadas por el Servicio de Aduanas, se han seguido realizando en naves con cargamentos de 50.000 a 55.000 m3 de acuerdo a las restricciones del terminal marítimo de GLP refrigerado en Quintero.

SCG Consultoría recomienda seguir usando un valor de **52.000 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, en la práctica las importaciones vía marítima de GLP se han efectuado con naves de 30.000 ton de carga (50.000 m3), según lo informado por el Servicio de Aduanas. El registro de estas naves está entre 30.000 y 36.000 ton, lo cual es relevante puesto que esta característica de la nave está directamente relacionada con el registro del Canal de Panamá y define también las tarifas de peaje del Canal de Panamá.

SCG Consultoría recomienda seguir usando un valor de **34.600 ton** para el registro de la nave gasera de 50.000 a 55.000 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 se simula un flete similar al que resultaría según modalidad ocasional por viaje, con arriendo de la nave por tiempo (time charter).

Polinomio actual para cálculo de flete

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

$$\text{Flete US\$/ton} = \text{TCH52} + \text{CCB52MBV} + \text{GVU}$$

Donde:

TCH52 = Costo del arriendo para naves de 52 mil m3
CCB52MBV = Costo consumo combustibles para nave de 52 mil m3.
GVU = Gastos varios Unitarios

$$\text{TCH52} = A1 * \text{TCH52SIW}, \text{ donde}$$

A1 = 0,03487 y corresponde a una constante para el viaje que refleja la duración de éste y el tamaño del cargamento.

TCH52SIW = Corresponde a la tarifa de time charter para naves de 52 mil m3, indicadas en la publicación Shipping Intelligence Weekly (SIW). Incluye comisión del broker de 1,25% sobre la tarifa de time charter.

CCB52MBV = Según valor indicado en punto 7 siguiente.

GVU = Según valor indicado en punto 7 siguiente

Polinomio propuesto por SCG Consultoría

Para el flete del GLP se propone usar un polinomio de similar estructura al actualmente en uso por la CNE, calculado desde Houston hasta Quintero. 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:

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

Donde:

TCH = Costo del arriendo de la nave

CCB = Costo del consumo de combustibles de la nave.
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 = $A1 * TCH52.SIW$,

A1 = Corresponde a una constante que pondera el costo diario del arriendo de la nave. Correlaciona el costo del arriendo para el total del 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 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 = 0,00113 día/ton

TCH52SIW = Corresponde a la tarifa de time charter para naves de 52.000 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 es de 30 días, los cuales se desglosan en 24 días de viaje navegando ida y vuelta más 6 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.

Para el registro de la nave se recomienda seguir usando un valor de 34.600 ton. Este valor corresponde al promedio de las últimas naves que físicamente han traído importaciones de GLP a Chile en los últimos años.

Para el viaje desde Houston, EEUU, a Quintero, el peaje del cruce del Canal de Panamá, usando la tarifa vigente indicada en el punto 6 del capítulo 4.2.1 y considerando una nave de 34.600 ton de registro, corresponde al siguiente monto:

Primeras 10.000 ton registro	(US\$ 8.43 por ton)	US\$ 84.300
Segundas 10.000 ton registro	(US\$ 8.30 por ton)	US\$ 83.000
Restantes 14.600 ton registro	(US\$ 8.15 por ton)	<u>US\$ 118.990</u>
Total peaje Canal		US\$ 286.290

Considerando la capacidad de carga de 52.000 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

$CP = US\$ 286.290 / 52.000 \text{ m}^3 / 0.507 \text{ (ton/m}^3\text{)}$

CP = 10.8591 US\$/ton

El valor de la constante está calculado con la tarifa actual del Canal de Panamá, vigente desde el 1 de Octubre de 2012.

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\$ 9.655 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 = 0,04509 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 = 0,00893 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. Para un gasto total de US\$ 133.400, el valor de la constante resulta de:

$$GVU = US\$ 133.400 / 52.000 \text{ m}^3 / 0.507 \text{ (ton/m}^3\text{)}$$

$$\mathbf{GVU = 5.0599 \text{ US\$/ton}}$$

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

$$\mathbf{A2 = 0,04473}$$

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

$$\mathbf{A3 = 0,00981}$$

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\$ 62 mil, según cotización de gastos de una nave tipo, los faros y balizas en Chile en US\$ 38.400, con tarifa de US\$ 1.1 por ton de registro, y el consumo total de combustibles del viaje se calculo en 1.175 ton de IFO-380 más 258 ton de MDO. Estos consumos se obtuvieron considerando como consumos promedio unitarios de la nave, 48,5 ton/día para el IFO-380 y 7,1 ton/día para el MDO.

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

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

Donde:

$$\mathbf{\underline{TCH} = A1 * TCH52.SIW,}$$

$$\mathbf{A1 = 0,00113 \text{ día/ton}}$$

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

A2 =	0,04473
A3 =	0,00981
<u>GVU</u> =	5.0599 US\$/ton
<u>CP</u> =	10.8591 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 ella 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.

9.- Flete Propano desde Houston a Rotterdam para cálculo de Arbitraje

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.

Polinomio propuesto por SCG Consultoría

Para el flete del GLP se propone usar un polinomio de similar estructura al actualmente en uso por la CNE, calculado desde Houston hasta Quintero. Se calcula el flete desde este origen puesto que el indicador para representar el precio FOB es la cotización de Platts 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:

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

Donde:

TCH = Costo del arriendo de la nave

CCB = Costo del consumo de combustibles de la nave.

GVU = Constante de gastos de la nave.

Donde,

$$\text{TCH} = A1 * \text{TCH82.SIW},$$

A1 = Corresponde a una constante que pondera el costo diario del arriendo de la nave de 82 mil m³. Correlaciona el costo del arriendo para el total del viaje, con el tonelaje transportado por la nave. Esta constante refleja la duración del viaje redondo de Houston a Rotterdam y el tamaño del cargamento transportado. La constante tiene unidades de “día/ton”. El valor de esta constante no cambia 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:

$$\text{A1} = 0,00075 \text{ día/ton}$$

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”.

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

Donde:

A2 = Corresponde a una constante para el viaje ida y vuelta de Houston a Rotterdam 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 Rotterdam, el valor de la constante resulta de:

$$\mathbf{A2 = 0,03263}$$

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

A3 = Al igual que para la constante anterior, la constante A3 corresponde a una constante para el viaje ida y vuelta de Houston a Rotterdam que refleja el consumo total de bunker MDO (diesel marino) de la nave gasera durante la navegación y estadía en puerto. Para naves gaseras de 82 mil m³ esta constante vale cero pues estas naves gaseras de este tamaño no consumen MDO.

$$\mathbf{A3 = 0,0}$$

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

GVU = Corresponde a una constante que refleja los gastos de la nave durante su estadía en puerto y su costo de operación. Esta referida a la capacidad de carga de la nave. Para un gasto total cotizado para este tamaño de nave de US\$ 103 mil, el valor de la constante resulta de:

$$GVU = \text{US\$ } 103.000 / 82.000 \text{ m}^3 / 0.507 \text{ (ton/m}^3\text{)}$$

$$\mathbf{GVU = 2.4775 \text{ US\$/ton}}$$

Los gastos de la nave en Houston y Rotterdam se calcularon en US\$ 103 mil, según cotización de gastos para una nave de este tipo, y el consumo total de combustibles del viaje se calculó en 1.268 ton de IFO-380. Este consumo se obtuvo considerando como consumo promedio unitario de la nave, 49 ton/día para el IFO-380.

En resumen el polinomio recomendado por SCG Consultoría para calcular el flete de una nave gasera de 82 mil m³ de Houston a Rotterdam, se desglosa de la siguiente manera:

$$\text{Flete 82 k m}^3 \text{ (Houston a Rotterdam) US\$/ton} = \text{TCH} + \text{CCB} + \text{GVU}$$

Donde:

$$\text{TCH} = \mathbf{A1} * \text{TCH82.SIW},$$

$$\mathbf{A1} = \mathbf{0,00075 \text{ día/ton}}$$

$$\text{CCB} = \mathbf{A2} * \text{P-IFO380.SIW}$$

$$\mathbf{A2} = \mathbf{0,03263}$$

$$\text{GVU} = \mathbf{2.4775 \text{ US\$/ton}}$$

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 recepción en Quintero de naves de 82 mil m³ de capacidad, que es similar a la capacidad total de almacenamiento de GASMAR (85 mil m³ en 5 estanques), 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 la naves.

Esta espera constituye un mayor costo en el precio de paridad de importación respecto del cálculo en naves de 52 mil m³ de capacidad. La duración de la espera está relacionada con el exceso de volumen recibido en cargamentos de 82 mil m³, respecto al de 52 mil m³, y con el promedio de consumo diario de gas licuado de petróleo proveniente de las importaciones vía marítima durante el periodo de importaciones que dura en promedio desde Abril hasta Noviembre.

El consumo nacional de gas licuado de petróleo en 2012 fue de 2109 mil m³, lo que representa un promedio diario de 5.8 mil m³ día. Considerando que durante el periodo invernal el consumo se incrementa en promedio un 35% sobre el consumo promedio

anual (según cifras de GASMAR), se tiene que el consumo invernal es de 7.8 mil m³ día en promedio para 2012.

La producción nacional de gas licuado de petróleo en 2012 fue de 688 mil m³, lo que representa un promedio de 1.9 mil m³ día. De acuerdo a esto, el abastecimiento con producto importado en el periodo invernal fue de 5.9 mil m³ día (7.8 de consumo menos 1.9 de producción).

El total de importaciones de gas licuado de petróleo en 2012 fue de 714 mil ton, de las cuales 446 mil ton correspondieron a importaciones por vía marítima, lo que representa un 62% (ver cuadro N° 2.12 del capítulo 2 de este informe).

Por lo anterior, el 62% de los 5.9 mil m³ día que corresponden al abastecimiento invernal con producto importado, es suministrado por vía marítima. De acuerdo a esto, durante el periodo invernal, 3.7 mil m³ día (5.9 x 62%) corresponden a gas licuado de petróleo que es abastecido por mar y recibido en el terminal de Quintero. Considerando la diferencia de volumen entre la nave de 82 mil m³ y la de 52 mil m³, se tiene que estos 30 mil m³ tardaran 8.1 días (30 mil m³ / 3.7 mil m³) en consumirse y generar espacio en la capacidad de almacenamiento para que el saldo a bordo de la nave sea descargado.

De acuerdo a lo antes expuesto SCG Consultoría recomienda usar un valor de **8 días** para representar la espera que tendrá la nave de 82 mil m³ para descargar el excedente del cargamento por sobre las 52 mil m³ de una nave tradicional.

El costo de la espera en US\$ por ton, será entonces 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:

$$\begin{aligned} \text{Costo Espera} &\text{ en US\$ / ton} \\ \text{TCH82.SIW} &\text{ en Mil US\$ / día} \end{aligned}$$

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:

Mermas del producto en tránsito.

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

	<u>% volumen</u>
Gasolina	0.5
Kerosén	0.3
Petróleo 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 un valor de 0,01848% para el cálculo del seguro marítimo del transporte de estos combustibles.

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

La prima de seguro además incluye la condición bajo la cual la nave se pueda ver expuesta a que se declare una situación de guerra, motín o disturbio, durante la carga, navegación al puerto de destino y descarga. Se establece la obligación del fletador de nominar otros puertos de carga y/o descarga en caso 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, y además el monto de la prima depende del total anual transportado.

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 operaciones hechas en 2012. Los porcentajes de prima de seguro están expresados como porcentaje sobre el valor CIF.

<u>Compañía</u>	<u>Prima Seguro %</u>
Astra	0.020 – 0.030
British Petroleum	0.050 – 0.090
Chevron	0.060 – 0.080
Lukoil	0.010 – 0.030
Repsol	0.015 – 0.030
Shell	0.010 – 0.030
Vitol	0.030 – 0.050

Fuente = Información Servicio Nacional de Aduana Chile - 2012

De acuerdo a los valores efectivos promedio de las primas de seguro pagadas en las importaciones de combustibles a Chile en 2012, se tiene lo siguiente:

<u>Combustible</u>	<u>Prima Seguro %</u>
Gasolinas	0.07923
Kerosén	0.03092
Diesel	0.05138
Petróleo Combustible	0.20561
Gas Licuado de Petróleo	0.29339

Fuente = Información Servicio Nacional de Aduana Chile - 2012

Las primas de seguro pagadas para cada combustible muestran alzas significativas respecto a las primas pagadas hasta el año 2008. Para el caso del petróleo diesel, que es el combustible importado en mayor volumen, la prima promedio de seguro pagada en el año 2008 era de 0.01766%, muy inferior a la prima promedio de 0.05138% pagada el año 2012.

La fuerte alza de las primas de seguro marítimo experimentada en los últimos años se debe a los grandes montos pagados por las compañías aseguradoras por los daños provocados por los grandes siniestros marítimos y principalmente por el fuerte aumento que ha tenido los actos de piratería en diversas áreas de transporte marítimo en el mundo.

Cifras recientes muestran que entre 2009 y 2011, la piratería aumento un 11% a nivel mundial, con un aumento de 200% en la costa este de Africa (Somalia). Durante el año 2009, se informo de 111 incidentes en el área del Golfo de Adén con 40 de estos casos que involucraron la toma de rehenes.

Las principales razones por las cuales se ha generado este aumento de la piratería, de acuerdo al informe "Maritime Piracy: Reasons, Dangers and Solutions", Rand Corporation, 2009, se deben a:

- El enorme movimiento mundial de mercaderías por vía marítima y su constante aumento,
- Las rutas de comercio marítimo que pasan por zonas que favorecen las condiciones para la piratería, como el Canal de Suez, el Canal de Panamá, el Estrecho de Hormuz, el Estrecho de Malaca, y otras,
- La disminución de la eficiencia en la vigilancia marítima que las naciones ejercen en sus aguas territoriales,
- La tendencia de los armadores a pagar grandes sumas de dinero pedidos por los piratas como rescate para devolver las naves y/o cargas.

De acuerdo con la International Maritime Organization (IMO) la piratería esta subestimada, puesto que los armadores no informan para reclamo del seguro todos los episodios de piratería debido a:

- El aumento en las primas de seguro por mayor siniestralidad, el cual puede en algunos casos de pequeños ataques ser mayor que la pérdida sufrida por el armador,
- El tiempo perdido por la nave por la demora en puerto debido al procedimiento para informar el incidente que involucra a diversas autoridades del lugar.

De la información anterior de las primas pagadas en 2012, según cifras de la Dirección Nacional de Aduana, la prima de seguro del diesel es la más representativa pues corresponde al promedio de las primas de seguro efectivamente pagadas por el total del volumen importado a Chile en 2012, el cual fue de 5.2 millones de m3.

De acuerdo a lo anterior, SCG Consultoría recomienda usar el valor de la prima promedio pagada por el petróleo diesel, esto es **0.05138 %** para representar el valor de la prima de seguro correspondiente a la gasolina, kerosén, petróleo diesel, y un valor de **0.20561 %** para el petróleo combustible.

Para el caso del gas licuado de petróleo, los rangos de las primas son mayores, debido a las características de este combustible y el mayor riesgo involucrado en su transporte. Por esto SCG Consultoría recomienda usar el valor de la prima promedio pagada por las importaciones efectivas de propano a Chile en 2012, que fue de **0.29339 %**, 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. El costo financiero está estructurado para una importación en condición FOB. 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:

$$CF = (\text{Libor} + \text{Spread}) / 360 \times [30 \times \text{CCred.} + 15 \times \{\text{DAd} + \text{IVA} + \text{Imp.Esp.} \times (\text{UTM} / \text{TC.U\$})\}]$$

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.

Costo carta de crédito.

Se analizaron los valores actuales en uso por la CNE y se recomienda mantenerlos sin cambio, salvo que la tasa de 0.0025 debe aplicarse al valor CIF y no solamente al valor CFR (FOB más el flete). Esto se debe a 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 casi 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 casi 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 (Guinea Ecuatorial).

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\$ 0.31 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\$ 15.000 a 17.000 por embarque, por lo que se recomienda usar una tasa de **US\$ 0.36 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.

La tasa de **US\$ 0.06** por m³ representa un monto de alrededor de US\$ 2.600 a 2.800 por embarque, que refleja bien el monto efectivo pagado por los servicios antes descritos por lo que se recomienda mantener este valor.

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 Reciproca Petrolera) y Osinergmin (Organismo Supervisor Inversión en Energía y Minas, de Perú). Las tarifas promedio para este servicio en terminales marítimos de algunos países de Sud América, en US\$ por barril, son de 0.82 en Brasil, 0.67 en Colombia, 0.78 en Argentina y 0.68 en Chile.

En el caso del sistema de cálculo de los precios de paridad en Perú, se usa un valor de US\$ 0.81 por barril (US\$ 5.09 por m³). Este valor está basado en las tarifas de contrato que para tal efecto cobra la empresa VOPAK en el puerto del Callao para el almacenamiento de los combustibles que importa Petroperú. Estas tarifas son también válidas para volúmenes importados por terceros. VOPAK es una empresa internacional que se dedica al almacenamiento de productos y es dueña del terminal de almacenamiento de combustibles del Callao.

En el caso de Chile, ENAP usa un valor de US\$ 0.32 por barril (US\$ 2.0 por m³) para reflejar la recepción y almacenamiento de los combustibles importados en su procedimiento de cálculo de los precios de paridad de importación.

Este valor esta en el rango mínimo de las tarifas internacionales, pero considerando que se aplica para volúmenes significativos del orden de 7.5 millones de m³ importados en 2008 (47 millones de barriles) parece razonable.

De acuerdo a lo anterior se recomienda usar un valor similar al usado por ENAP de **US\$ 2.0 por m³** para el costo de almacenaje.

Recargo por Recepción, Almacenamiento y Despacho (Terminaling)

La recepción del gas licuado de petróleo en Quintero requiere incluir el costo en que se incurre al recibir el propano desde la nave, almacenarlo refrigerado a baja temperatura y despacharlo hacia el poliducto o al carguío de camiones. Este costo de terminaling está representado por la tarifa de GASMAR de **US\$ 54 por ton**, por este servicio.

Además del costo anterior se debe incluir la tarifa de uso del muelle de descarga, que para el caso de GASMAR en Quintero corresponde al cobro de **US\$ 5.2 por ton**, que OXQUIM hace por este servicio.

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 la ventajas logísticas de la descarga más rápida formarán parte de la justificación económica del proyecto para construir estanques de recepción refrigerados.

5.- Análisis y Revisión de los Parámetros del Cálculo de la Paridad desde el Mercado de la Costa Atlántica de EEUU (N.York)

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 mercado de la Costa Atlántica de EEUU (N.Y.), de las gasolinas, kerosén y petróleo diesel. Para aquellos parámetros que requieran cambios, se propondrá un nuevo indicador o valor, el cual será fundamentado.

5.1.- 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 informadas por Argus, correspondientes a los valores “New York” de “Atlantic Coast” (Costa Atlántica de EEUU) para las gasolinas, kerosén y petróleo diesel.

En el Cuadro N° 5.1 se indican el origen, los indicadores y su calidad, usados actualmente por la CNE para evaluar los precios de paridad de importación.

Cuadro N° 5.1 Indicadores FOB usados por la CNE

	<u>Gasolinas</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diesel</u>
Origen	New York	New York	New York
Indicador	87 M	Jet 54	ULS Diesel
Calidad	87 oct.medio 82 MON 80 ppm S	Grado 54 0.3 % S	40 cetano 15 ppm S
Corrección			
Azufre	Si	NO	NO
Factor	1.0354		
Octano	NO		
RVP	SI		
Factor	2.9952		

Indicadores según lo informado por la publicación Argus
Factores de corrección se detallan en este capítulo.

Desde Octubre de 2005, cuando fue revisado y actualizado el procedimiento de cálculo de precios de paridad que aplica la CNE, las especificaciones de los indicadores de precio que informan Platts y Argus han cambiado, al igual como han cambiado alguna de las especificaciones de calidad de algunos combustibles en Chile.

Con el objeto de reflejar los cambios antes indicados, en caso que se use este mercado para el cálculo de los precios de paridad, SCG Consultoría recomienda usar los indicadores que se muestran en el cuadro N° 5.2

En el Anexo N° 6 de este informe se incluye un resumen del procedimiento de cálculo actual y del revisado en este estudio, de los precios de paridad de importación.

Cuadro N° 5.2 Indicadores FOB propuestos para N.York

	<u>Gasolinas</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diesel</u>
Origen	N.York	N.York	N.York
Indicador	87 M	Jet 54	ULSD
Calidad	87 oct.medio 82 MON 80 ppm S	Grado 54 0.3 % S	15 ppm S 40 cetano
<u>Corrección</u>			
Azufre	<u>SI</u>	<u>SI</u>	NO
Factor	1.0086	1.0341	
Octano	<u>SI</u>		
Factor	0.1667		
RVP	<u>SI</u>		
Factor	0.028 87M – C4		
Cetano			<u>SI</u>
Factor			2.35 US\$ c/gal

Estos indicadores de precio reflejan de manera apropiada las condiciones de este mercado, con niveles de precio que representan volúmenes significativos de transacciones de importación e internas en este mercado.

Los factores de corrección para el contenido de azufre multiplican al precio indicador. 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 y el precio del butano. El factor de corrección del número de cetano se adiciona al precio del indicador del diesel.

Sin embargo, el cálculo de precios de paridad desde este mercado no es aconsejable debido a que es un mercado completamente deficitario y neto importador de combustibles, desde el cual hay muy poco volumen ocasionalmente, o no existen volúmenes disponibles para exportación.

Aunque los precios informados por Argus cumplen con la condición de ser representativos ya que reflejan un gran número de transacciones por los volúmenes transferidos, este mercado no cumple con la condición esencial por la cual se pueda usar como origen para el cálculo de un precio de paridad de importación, esto es, que presente excedentes de combustibles para exportación en volúmenes significativos y calidades similares a las requeridas por el mercado chileno.

En el estudio “Revisión de Metodología de Determinación de Precios de Paridad de Combustibles derivados del Petróleo”, contratado por la CNE con SCG Consultoría en Junio de 2009, en el capítulo 9 se analizó el cálculo del precio de paridad como promedio de 2 mercados en EEUU (USG y NY). En ese estudio se concluyó que el mercado de NY por ser dependiente del mercado de USG, no era apropiado para usarlo como moderador de las alzas de precios que se pudieran producir en el mercado del USG durante la temporada de huracanes.

El mercado de la costa Atlántica (NY) es altamente deficitario y recibe abastecimiento regular por poliductos y vía marítima desde el mercado de la costa del Golfo (USG).

En el cuadro N° 5.3 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 (NY), para la gasolina convencional, kerosén y diesel, para los últimos 5 años.

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

La alta dependencia del mercado de NY con el mercado del USG se puede apreciar en los volúmenes transferidos por poliducto y por vía marítima. Según las cifras de 2012, para las gasolinas el volumen total transferido por poliducto y por vía marítima, de 68,1 millones de m³, fue un 92% mayor que el total de gasolina importada al mercado de NY (35.4 millones de m³ – cuadro N° 5.4). En el caso del kerosén, este volumen transferido, 27.3 millones de m³, fue 21 veces mayor que el total importado al mercado de NY (1.3 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 en 2012 fue de 36.7 millones de m³ para el diesel de menos de 15 ppm de azufre, el cual fue 9 veces mayor que el total importado de esta calidad de diesel al mercado de NY (4.0 millones de m³ – cuadro N° 5.6). Para la calidad de diesel

con azufre mayor a 500 ppm, el volumen total transferido fue de 7.8 millones de m³, el cual excede en 4,5 veces al total importado de esta calidad en este mercado, 1.6 millones de m³.

Cuadro N° 5.3 Transferencias desde el Mercado USG a N.York

	2008	2009	2010	2011	2012
<u>Via Poliductos</u>					
Gasolina	53015	44261	30369	17734	13743
Gasolina base	5799	16308	31465	46331	51012
Kerosén	20654	21835	21797	22201	23295
Diesel (ppm S)					
< 15	20709	22475	26557	31471	31390
15 < < 500	6526	4527	3578	2369	793
> 500	10781	12084	7447	7360	7777
<u>Via Marítima</u>					
Gasolina	15198	8091	10119	9523	7618
Gasolina base	4026	12281	11979	12019	14982
Kerosén	5258	4668	3484	3799	4045
Diesel (ppm S)					
< 15	5065	4772	4835	4900	5264
15 < < 500	931	387	152	108	84
> 500	71	166	23	--	--

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
 Gasolina incluye solamente gasolina convencional
 Volumen en 1000 m³

Para el caso del diesel de menos de 15 ppm de azufre, se aprecia un aumento del volumen transportado por el poliducto, en tanto que el volumen transportado por vía marítima se ha mantenido estable.

En cuanto a la gasolina, se observa en el periodo un aumento significativo de los volúmenes de gasolinas base para blending, transportados por poliducto y por vía marítima. Para el caso de las gasolinas terminadas se ha producido el efecto inverso, ya que las transferencias por vía marítima y por poliducto han disminuido. Esto se debe a que ha aumentado la cantidad de gasolina base que se usa para preparar gasolina reformulada agregándole metanol en 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.

Por ello las variaciones repentinas de precio que se puedan producir en la costa del Golfo, debido a los potenciales daños 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 del Golfo.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, este mercado de la costa Atlántica (NY), pese a tener precios informados que tienen transparencia y liquidez, no cumple con la condición de tener disponibles volúmenes para exportación, por lo que el cálculo de un precio de paridad desde ese mercado no cumpliría con la factibilidad real de importar combustible desde allí a Chile.

Tampoco resulta apropiado usar el mercado de la costa Atlántica (NY) para corregir o amortiguar los efectos potenciales o efectivos que podría producir un huracán en el sistema de refinación, abastecimiento y logística de los combustibles en el mercado de la costa del Golfo (USG), puesto que el mercado de NY es un mercado deficitario, sin excedentes disponibles para exportación y además es altamente dependiente del mercado de la costa del Golfo. Por esto los precios en el mercado de NY reaccionan rápidamente a los cambios que puedan producirse por alteraciones en el balance de oferta y demanda del mercado de la costa del Golfo.

Por otra parte, durante algunos periodos de la temporada de huracanes, el mercado de NY presenta precios más altos que el mercado de USG, sin la presencia de huracanes, con lo cual se estaría introduciendo un factor que aumenta los precios de un mercado de referencia real.

Para el caso de cálculo de los precios de paridad con un objetivo comercial, se podría usar otro mercado para amortiguar el efecto potencial que se busca atenuar, pero este mercado no debería ser un mercado relacionado, sino uno independiente como el mercado de la costa oeste de EEUU (USWC). Este mercado funciona aislado del resto del mercado de EEUU debido principalmente a que tiene especificaciones más estrictas que el resto de EEUU y que posee un sistema de refinación y logística que permite abastecer la casi totalidad de su consumo interno.

El mercado USWC no recibe abastecimiento de los otros mercados de EEUU, salvo pequeños volúmenes desde la costa del Golfo por poliducto, los que no alcanzan al 4% de los volúmenes que este mercado transfiere a la costa Atlántica. El mercado USWC ajusta su balance de oferta y demanda mediante importaciones de productos terminados desde el lejano oriente y exportaciones de pequeños volúmenes.

Por todo lo antes expuesto, SCG Consultoría recomienda usar solamente el mercado de la costa del Golfo (USG) para el cálculo de los precios FOB de los combustibles y el cálculo del flete de estos hasta Quintero, para determinar los precios de paridad desde el mercado de EEUU.

A continuación se detallan los balances de producción, importación y exportación para este mercado, y el detalle de los indicadores de precios propuestos.

5.1.1.- Indicador Gasolina

Actualmente la CNE emplea para la gasolina el indicador de precio: 87 M New York waterborne informado por Argus. Esta cotización diaria de precio corresponde a una gasolina de 87 octano, medidos como el promedio del octanaje Research y Motor (RON y MON), con 80 ppm de contenido de azufre. Este octanaje equivale a un RON promedio de alrededor de 92 octanos.

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

Se puede apreciar que este mercado es completamente deficitario pues si en 2008 la producción (21.4 millones m³) era un 16% del total importado y recibido desde el mercado de la costa del Golfo (132.2 millones m³), en 2012 la producción (8.8 millones m³) bajo a 7% del total importado y recibido desde el mercado de la costa del Golfo (122.8 millones m³).

El gran déficit de suministro de gasolina se suple en este mercado en mayor medida con volúmenes que son transferidos desde el mercado de la Costa del Golfo de EEUU, por vía marítima y por poliductos, los cuales en 2012 fueron 87.4 millones m³ que equivalen a 2.5 veces el volumen total importado a este mercado, 35.4 millones m³.

Cuadro N° 5.4 Producción- Import.- Export. – Gasolina N.York

	2008	2009	2010	2011	2012
<u>Gasolinas</u>					
Producción	21410	16670	12215	10512	8800
De USG Prod. Blending	9825	28589	43444	58350	65994
De USG Prod Terminado	68213	52352	40488	27257	21361
Import. Prod. Blending	40114	37150	39241	37385	33295
Import. Prod. Terminado	14109	9690	4825	4049	2114
Exportación	1123	288	285	263	172

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
De USG incluye la recepción por poliducto y por vía marítima
Volumen en 1000 m³

En caso de usar este mercado para evaluar el precio de paridad de la gasolina, pese a que no dispone de excedentes para exportación, SCG Consultoría recomienda usar el indicador 87 M New York waterborne con las mismas correcciones por octanaje,

contenido de azufre y RVP, indicadas en el punto 4.1.1 de este estudio, para representar el precio FOB de la gasolina 93 RON en la Costa Atlántica de EEUU (N.Y).

5.1.2.- Indicador Kerosén

Actualmente la CNE emplea para el kerosén el indicador de precio: JET 54 NY wb. 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 0.3% de azufre (3000 ppm), y que corresponde a la calidad del poliducto Colonial que nace en Texas.

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

En el cuadro N° 5.5 se indica 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 este mercado es completamente deficitario pues si en 2008 la producción (5.3 millones m3) era un 17% del total importado y recibido desde el mercado de la costa del Golfo (30.2 millones m3), en 2012 la producción (3.0 millones m3) bajo a 10% del total importado y recibido desde el mercado de la costa del Golfo (28.6 millones m3).

El gran déficit de suministro de kerosén (25.6 millones m3) se suple en este mercado con volúmenes que son transferidos desde el mercado de la Costa del Golfo de EEUU, por vía marítima y por poliductos.

Cuadro N° 5.5 Producción- Importación- Exportación – Kero Jet N.Y

	2008	2009	2010	2011	2012
<u>Kero Jet</u>					
Producción	5339	4268	4035	4718	3025
De USG	25912	26503	25281	26000	27340
Importación	4271	2827	2646	2054	1318
Exportación	240	248	159	371	164

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
De USG incluye la recepción por poliducto y por vía marítima
Volumen en 1000 m3

En caso de usar este mercado para evaluar el precio de paridad del kerosén, pese a que no dispone de excedentes para exportación, SCG Consultoría recomienda continuar usando el indicador JET 54 NY wb con la misma corrección por contenido de azufre

detallada en el punto 4.1.2 de este estudio, para representar el precio FOB del kerosén doméstico en el mercado de la Costa Atlántica de EEUU (N.Y).

5.1.3.- Indicador Petróleo Diesel

Actualmente la CNE emplea para el petróleo diesel el indicador de precio del Argus ULS Diesel NY wb. Esta cotización diaria de precio corresponde a un petróleo diesel con un contenido de 15 ppm de azufre, un número de cetano 40, y con 130°F de punto de inflamación.

Esta calidad es equivalente a la del diesel B en Chile, con similar punto de inflamación (126 °F), pero con mayor contenido de azufre (50 ppm) y mayor número de cetano (50). No hay información de precios que discriminen por número de cetano en este mercado.

En el cuadro N° 5.6 se indica 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.

Cuadro N° 5.6 Producción- Importación- Exportación – Diesel NY

	2008	2009	2010	2011	2012
<u>Diesel < 15 ppm S</u>					
Producción	15213	12777	13261	13263	13481
De USG	25774	27247	31392	36371	36654
Importación	6392	5846	6199	5835	3997
Exportación	--	284	392	1952	1684
<u>Diesel >15 < 500 ppm S</u>					
Producción	1790	734	96	317	161
De USG	7457	4914	3730	2477	877
Importación	783	1893	1490	206	357
Exportación	3302	2692	2723	3287	2060
<u>Diesel > 500 ppm S</u>					
Producción	10652	8923	7845	7351	6013
De USG	10852	12250	7470	7360	7777
Importación	3462	3620	3795	3325	1653
Exportación	483	267	351	1603	3481

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
De USG incluye la recepción por poliducto y por vía marítima
Volumen en 1000 m3

Se puede apreciar que para el diesel de muy bajo azufre, la producción ha bajado durante el periodo desde 15.2 a 13.5 millones m³. Esta producción en 2012 (13.5 millones m³) equivale a un 33% del total importado y recibido desde el mercado de la costa del Golfo (40.6 millones m³). Esta condición de suministro propio se ha deteriorado, puesto que en 2008, la producción (15.2 millones m³) era un 47% del total importado y recibido desde el mercado de la costa del Golfo (32.2 millones m³).

Para el diesel de 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 mercado 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.

Al igual que lo expresado para la gasolina y el kerosén, en caso de usar este mercado para evaluar el precio de paridad del diesel, pese a que no dispone de excedentes para exportación, SCG Consultoría recomienda continuar usando la cotización **ULS Diesel NY wb**, sin corrección por contenido de azufre y con la misma corrección por número de cetano detallada en el punto 4.1.3 de este estudio, para representar el precio FOB del diesel B en el mercado de la Costa Atlántica de EEUU (N.Y).

5.2.- 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..

5.2.1.- Gasolinas, Kerosén y Petróleo Diesel

1. Indicador del Flete

Para el indicador de flete 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.

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° 5.6 siguiente:

Cuadro N° 5.6 Flete WS Base a Quintero desde New York

2013	<u>Gasolinas</u>	<u>Kerosén</u>	<u>Diesel</u>
Origen	Atlantic Coast EEUU	Atlantic Coast EEUU	Atlantic Coast EEUU
Puerto	N. York	N. York	N. York
WS Base a Quintero US\$/ton	18.12	18.12	18.12

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)

Para el costo del recargo en el indicador de flete según origen 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.

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

Para los otros costos hasta el arribo del combustible a Chile desde el mercado 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.

5.4.- 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 la Paridad desde el Mercado de Europa (NWE).

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 mercado del norte de Europa (NWE), de las gasolinas, kerosén y petróleo diesel. Para aquellos parámetros que requieran cambios, se propondrá un nuevo indicador o valor, el cual será fundamentado.

6.1.- Cálculo Precio FOB en Origen

Indicadores de Precio

Para calcular los precios FOB en el puerto de origen, 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, usados actualmente por 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	Rotterdam	Rotterdam	Rotterdam
Indicadores	MOGAS 95R MOGAS 91R	JET	Diesel French 10
Calidad	95 oct.Ron 91 oct.Ron 10 ppm S	DEFSTAN 91/91	10 ppm S 51 cet
Corrección			
Azufre	<u>Si</u>	NO	NO
Octano	<u>Si</u>		
Factor Azufre	0.9920		NO
Factor Octano	0.5 x MOGAS 95R 0.5 x MOGAS 91R		

Desde 2009, cuando fue revisado y actualizado el procedimiento de cálculo de precios de paridad que aplica la CNE, las especificaciones de los indicadores de precio que informan Platts y Argus han cambiado, al igual como han cambiado alguna de las especificaciones de calidad de algunos combustibles en Chile.

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

En el Anexo N° 7 de este informe se incluye un resumen del procedimiento de cálculo actual y del revisado en este estudio, de los precios de paridad de importación.

Cuadro N° 6.2 Indicadores FOB propuestos 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 ppm
Calidad	a) 95 oct. RON b) 91 oct. RON 10 ppm S	DEFSTAN 91/91	10 ppm S 51 cetano
<u>Corrección</u>			
Azufre	NO	<u>Si</u>	NO
Octano	<u>Si</u>		
P.Vapor	<u>Si</u>		
Cetano			NO
Factor Azufre	---	1,0341 x Arb.NWE	---
Factor Octano	0.5 x MOGAS 95R 0.5 x MOGAS 91R		
Factor P.Vapor	1.6%		
Factor Cetano			---

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 propuesta para determinar las correcciones a los indicadores de precio FOB.

6.1.1.- Indicador Gasolina

Actualmente la CNE emplea para la gasolina 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 un precio que represente la gasolina de 93 octanos RON de Chile, se debe corregir el indicador “Mogas 91R” con los cambios que se indican a continuación.

Corrección por Octano

Para determinar un precio que represente la calidad de la gasolina de 93 octanos RON en Chile, se usó una corrección lineal entre las cotizaciones de los dos indicadores propuestos, “Mogas 95R 10 ppm” de 95 octanos RON y “Mogas 91R” de 91 octanos RON, usando 50% para cada uno de ellos. Para esto se debe promediar diariamente ambos indicadores para representar un octanaje de 93 RON.

En estricto rigor, la correlación del número de octano no es lineal, pero la desviación de la linealidad es muy pequeña para variaciones menores de octano, de 1 a 5 octanos, por lo que no se produce una gran desviación al aplicar un criterio lineal en la corrección.

Corrección por Azufre

A partir del 2 de Enero de 2009, Platts informa 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 Belgica), 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	1.6
16 Marzo al 30 Abril	6.5 a 13.0	10.0	+ 3.5 / - 3.0	1.6
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	1.6
16 Nov. al 31 Dic.	8.7 a 13.0	10.0	+ 1.3 / - 3.0	1.6

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 cobrara 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.

De acuerdo a lo anterior, SCG Consultoría recomienda usar la cotización del indicador **“Mogas 91R”** de 91 octanos RON corregido por octanaje y por RVP, para representar el precio de la gasolina de 93 RON en Chile.

La corrección por octanaje se hace multiplicando el factor **0.1667** 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”**.

La corrección por RVP se hace considerando el 1.57% de la diferencia entre los precios del indicador **“Mogas 91R”** de 91 octanos RON, y del **“Butane” cif ARA (large cargoes)** informado por Argus International LPG.

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 esta 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 500 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 en el mercado NWE. Por esto no es posible realizar una corrección de precio como la calculada para el kerosén en el USG.

La alternativa para este caso es usar la misma corrección calculada para el kerosén de USG (1.0341), pero ajustada por el arbitraje del precio entre la cotización del kerosén en NWE y el kerosén en USG. Este ajuste se calcula como el cociente entre el precio NWE y el precio USG.

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

$$1.0341 \times (\text{Jet NWE} / \text{Jet 54 USG})$$

De esta forma el factor de corrección del USG queda ajustado por el arbitraje de precios entre el mercado del USG y el de NWE, considerando el precio relativo del Jet en NWE respecto al Jet 54 del USG. Se usa un factor multiplicativo puesto que no es apropiado usar un factor aditivo, ya que no se consideraría el efecto del arbitraje de precios entre los dos mercados.

SCG Consultoría recomienda seguir usando la cotización **JET** referida a embarques en condición FOB, que aparece bajo el título “Northwest Europe”, con la corrección por el contenido de azufre del mercado de USG, **1.0341** , y por el arbitraje de precio entre NWE y USG, cociente entre los precios Jet NWE y Jet 54 USG.

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 de Chile, con similar número de cetano (50), pero con mayor contenido de azufre (50 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 de cetano del **Diesel French 10 ppm fob**, no es necesario corregir este precio para representar el precio equivalente del diesel B 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 el caso de las gasolinas, kerosén y petróleo diesel, desde Mayo de 2012 la CNE usa 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 diariamente tarifas de flete de productos limpios entre el norte de Europa y EEUU, solamente para la ruta antes mencionada.

En el cuadro N° 6.3 se indican para esta ruta, los volúmenes transportados en los últimos 5 años, 2008 a 2012, 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.

**Cuadro N° 6.3 Liquidez Fletes Ruta UKC / USAC - Argus
Volumen Transportado**

Ruta Argus	2008	2009	2010	2011	2012 .
<u>UKC / US Atlantic Coast</u>					
Origen : Mar del Norte y NW Europe	28041	24592	26450	25247	27489
Cantidad Embarques	561	492	529	505	550

Fuente : Energy Information Administration, EEUU
Volumen en 1000 m3

Del cuadro se observa que en esta ruta el volumen transportado se ha mantenido estable en torno a 25 y 28 millones de m3 durante el periodo de análisis, con un rango entre 500 y 550 embarques anuales. Esta ruta incluye principalmente embarques de componentes de gasolina destinados a la costa Atlántica de EEUU para la preparación de gasolinas terminadas.

Esta ruta presenta alta liquidez pues los 550 embarques anuales representan 10 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 alta 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, 40.000 ton, según lo indicado en el capítulo 4.2.1 de este estudio.

3.- Tamaño de las Naves

La ruta más corta entre Rotterdam y Quintero es a través del Canal de Panamá, por lo que corresponde emplear el mismo valor usado para el tonelaje de registro de las naves en el cálculo del flete desde USG de EEUU, 24.800 ton, según lo indicado en el capítulo 4.2.1 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° 6.4 siguiente:

Cuadro N° 6.4 Flete WS Base a Quintero desde N.W.E.

2012	Gasolinas	Kerosén	Diesel .
Origen Puerto	N.W.E Rotterdam	N.W.E. Rotterdam	N.W.E. Rotterdam
WS Base a Quintero US\$/ton	31.26	31.26	31.26

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 24.800 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).

Actualmente la CNE usa para el flete con origen en el Golfo de EEUU, un recargo variable que depende del nivel de mercado WS. Para niveles de mercado hasta WS 250, se usa un 10% de recargo. Para niveles de mercado sobre WS 250, 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 del tipo de ruta escogido, de la estacionalidad y de la variación de oferta y demanda de flete en esa ruta.

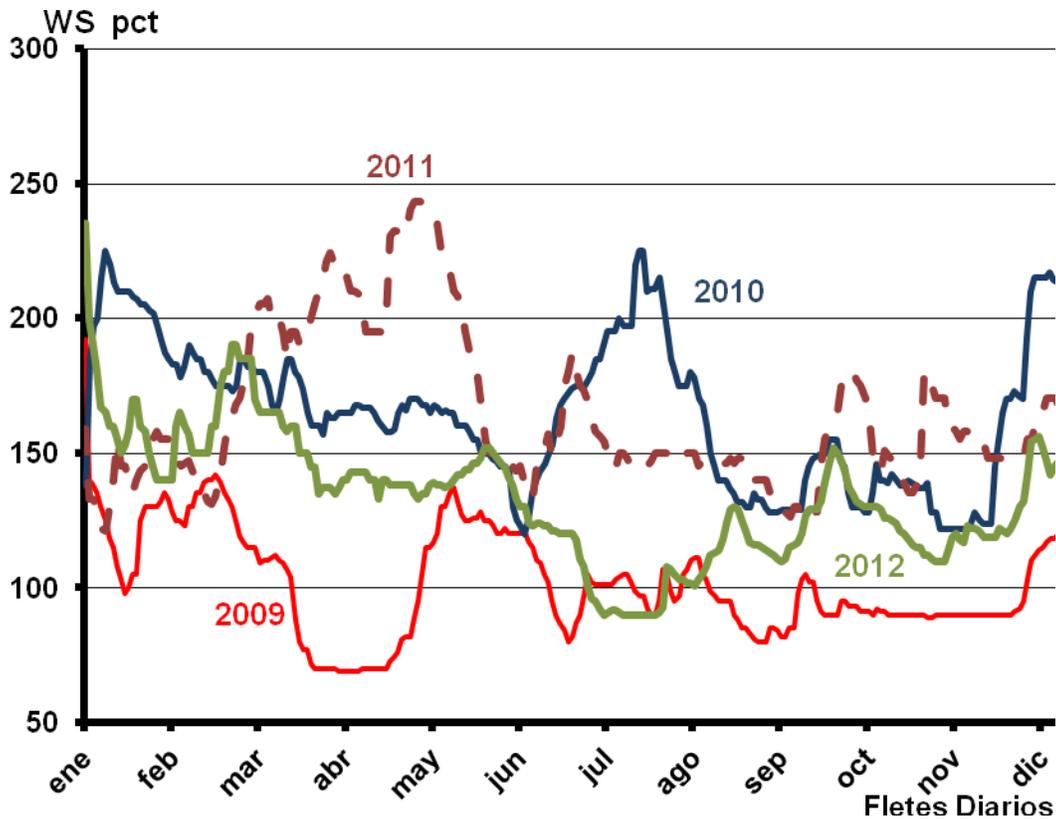
La ruta del norte de Europa a la costa Atlántica de EEUU (UK-USAC) corresponde a viajes de 3200 a 3400 millas con una duración de 10 a 12 días.

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). 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 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 el cuadro N° 6.5 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 2009 y 2012. La información de fletes corresponde a la del broker de naves europeo Mallory Jones L.F., la cual tiene una estrecha correlación con la información de fletes informada por Platts y Argus para esta ruta.

Se puede apreciar que durante el año 2011, el flete de mercado varió desde un nivel de WS 122 a comienzo de año, hasta llegar a un nivel de WS 240 en Mayo y luego bajar a WS 133 en Junio. Esto representa una variación de 1.8 veces en el lapso de un mes. Esta variación fue similar para el año 2010, en tanto que los años 2009 y 2012 tuvieron una variación menor.

Cuadro N° 6.5 Tarifas Flete UK – USAC Clean Products


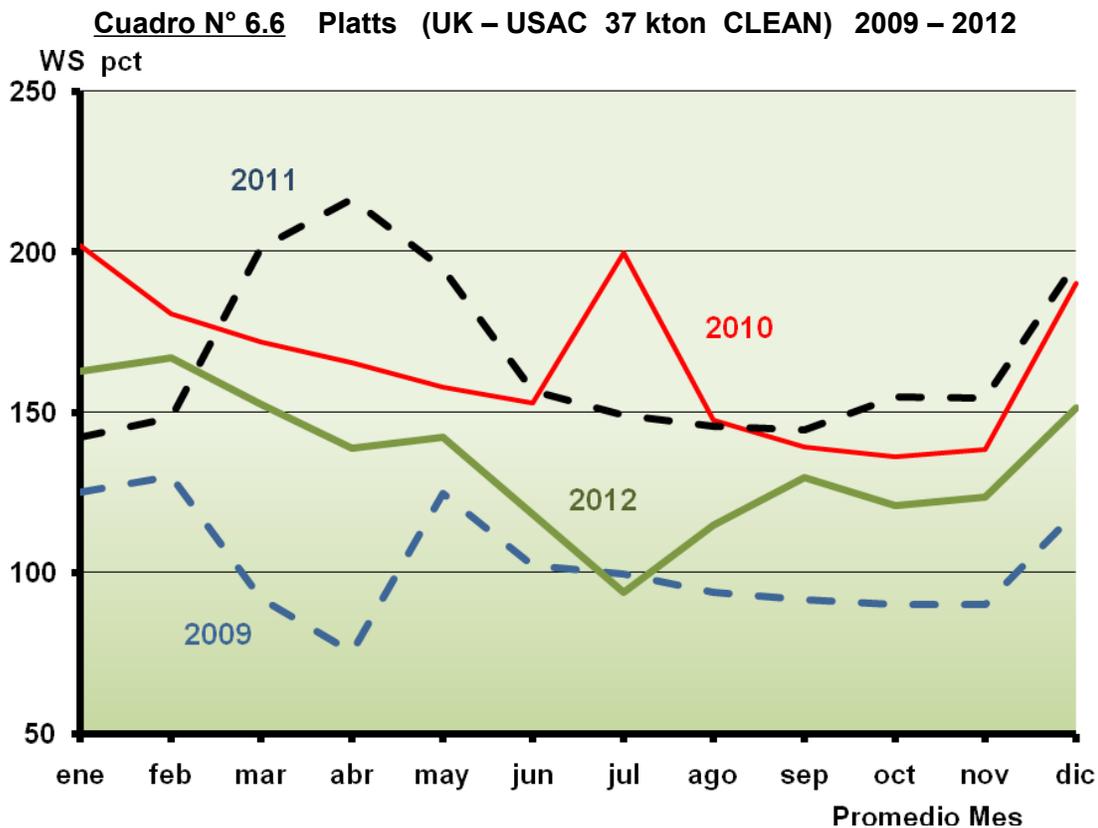
Elaboración SCG Consultoría – datos Mallory Jones 37 kton

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 los 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 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 tomo el periodo de los últimos 4 años, 2009 a 2012, excluyendo el 2008 debido a la gran variación que sufrieron los valores absolutos de los combustibles, que incidió en los niveles de fletes, debido a la crisis internacional.



En el gráfico N° 6.6 se observa la volatilidad del nivel WS de flete promedio mensual para la ruta UK – USAC, donde están graficadas las variaciones anuales del flete WS para esta ruta, para naves de productos limpios de 37.000 ton, informada por Platts para los años 2009 al 2012.

Se puede apreciar que el año 2012 presenta la mayor volatilidad de fletes con un rango con máximo de WS 167 y mínimo de WS 94, con una variación de 1.8 veces. Esta variación entre flete máximo y mínimo presenta un menor valor de 1.5 veces para 2010 con un máximo de WS 202 y un mínimo de WS 136.

Para determinar la volatilidad se calculo la desviación estándar para cada año y luego se calculo 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 resultado de **WS 143** con un promedio de los coeficientes de dispersión de **0.16** para el periodo de 4 años.

Se puede apreciar que el análisis de volatilidad de las rutas Caribe a la Costa Atlántica de USA y Norte de Europa a la Costa Atlántica de EEUU arroja resultados similares, ya que estas son rutas que presentan una volatilidad de fletes y estacionalidad muy parecidas.

La dispersión promedio de 0.16 está dentro del rango de 0.10 a 0.20 (10% a 20%) que usa la CNE como recargo variable para representar el costo de posicionamiento de la nave, en torno a un valor promedio de fletes de WS 250. Este valor es superior al promedio de fletes para estos últimos 4 años de WS 143.

De esta forma, cuando el valor del flete sea menor que el flete promedio WS 143, se aplicará un recargo de 10% al flete. Cuando el valor del flete sea mayor que el flete promedio WS 143, se aplicará un recargo de 20% al flete. Estos recargos están en torno a 0.16 que es la volatilidad promedio del periodo de 4 años analizado. El detalle de los cálculos de estos valores aparece en el Anexo N°3.

Aplicación Recargo Flete por posición Nave

Para valores flete mensual menor a WS 143 =	Flete WS UK-USAC 37mt x 1.10
Para valores flete mensual Mayor a WS 143 =	Flete WS UK-USAC 37mt x 1.20

De acuerdo al análisis anterior, SCG Consultoría recomienda mantener un recargo variable por posicionamiento de la nave, aplicando los factores de recargo de 1.10 y 1.20 en torno al promedio de fletes WS 143, 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 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 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.