


RESPUESTA A CONSULTA PÚBLICA NRO. 45 : ESPECIFICACIONES CUANTITATIVAS RELATIVAS A LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL PPI

El siguiente informe fue elaborado por equipo técnico de ANCAP con el apoyo de la Consultoría del Ing. Carlos Zegers.



Contenido

Introducción	4
Marco conceptual del precio paridad de importación	5
Precio DAP	6
Costos en Tierra.....	6
Parte I Precios FOB y ajustes de calidad	7
Precios FOB.....	7
Ajustes de calidad.....	8
Gasolinas ajuste por tensión de vapor – RVP.....	8
Parte II Fletes internacionales, costos adicionales marítimos y de internación.....	13
Recargo por almacenamiento y entrega (Terminalling)	13
Fletes internacionales.....	13
Fletes internacionales excepto GLP y propano.....	13
GLP y propano industrial.....	14
Costos adicionales de transporte (no integran el CIF)	15
Alijo.....	15
Multas y demoras	24
Costos de internación	26
Tasa de rentabilidad (tasa de descuento empleada)	26
Costo financiero por adelanto de impuestos a la importación.....	26
Otros costos de internación	27
Parte III Actividades en tierra, desde muelle hasta salida de plantas de distribución primarias .	29
Costos de Muelle	29
Costos de almacenaje.....	29
Metodología de cálculo: inconsistencias explícitas	30
Dimensionamiento de la infraestructura: días de inventario	33
Tiempo de reposición (Lead time)	33
Calculo del inventario necesario: de seguridad de suministro y operativo	34
Inventario de seguridad de suministro	34
Tiempos de reposición Uruguay: Importación de combustibles.....	34
Incertidumbre en la demanda (variación estándar)	35
Incertidumbre en tiempo de reposición de la cadena de suministro	36

Inventario operativo.....	37
Resumen inventario necesario (total).....	37
Criterios internacionales para la determinación de inventarios de seguridad	37
Definición de estándares técnicos adoptadas para Uruguay.....	39
Margen de comercialización del importador teórico	39
Costos de transporte a plantas de despacho.....	41
Costos financieros de mantenimiento de inventarios	41
Costo de mezcla con agrocombustibles.....	42
ANEXOS.....	43
ANEXO 1- Nota Carlos Zegers a Consulta Pública Nro. 45 URSEA.....	43
ANEXO 2- Comparación de eficiencia en USGC vs Uruguay.....	46
ANEXO 3 -Comparación Precios DAP eficientes (Consultoría SCC) con valores de Mercado y PPI URSEA	49
Introducción	49
Gasolinas	50
Gasolina Super.....	50
Gasolina Premium.....	52
Gasoil.....	54
Fuel oil	56
Supergás	57
Propano	59
Conclusiones.....	60
ANEXO 4- Nota Carlos Zegers, Inventarios de Seguridad Chile (adicionales al operativo).....	62
ANEXO 5- Tablas de distribución normal acumulada.....	63
ANEXO 6- Tarifa vigente fletes secundarios.....	64
ANEXO 7- Análisis estadístico Demanda	65
Gasolina Súper, en base a ventas año 2016 a 2019	65

Introducción

El presente informe desarrolla los comentarios de ANCAP respecto a los documentos “Metodología para la determinación de los precios de paridad de importación de combustibles – Especificaciones cuantitativas” que forma parte de la Consulta Pública Nro. 45 y el “Informe Técnico” acompañante. En dichos documentos se identifican diferencias conceptuales respecto a la definición de PPI reconocida internacionalmente, metodológicas y cuantitativas e insuficiencia de información en algunos casos que impiden la verificación de datos y/o ejecución de cálculos relacionados.

La importancia de la correcta determinación del PPI, en tanto determinación de precio en un mercado en el cual la importación es una fuente de suministro marginal, implica para el productor local la correcta asignación de recursos para repago de activos, instalaciones y sustentabilidad del negocio en condiciones de eficiencia.

No reconocer la totalidad de los costos incurridos por un importador (por ej. infraestructura e instalaciones utilizadas) implica una señal incorrecta de mercado, que llevaría a la reducción o deterioro irreversible de la infraestructura para atender el mercado (cualquiera sea la fuente de aprovisionamiento), en condiciones de seguridad de abastecimiento, operativas y medio ambientales.

Los principales conceptos en los cuales se encuentran estas diferencias son los (4) siguientes:

- Definición del marco conceptual general del Precio de Paridad de Importación
- Modelado teórico (y cuantitativo) del costo del Buque alijador
- Garantía de suministro: definición de inventario y valorización de infraestructura
- Margen de la actividad

Marco conceptual del precio paridad de importación

Este punto es de suma relevancia a los efectos de fundamentar sólidamente las alternativas de costeo seleccionadas.

Los precios de paridad representan el costo de oportunidad que los consumidores tendrían de adquirir combustibles en un mercado de origen líquido y profundo, de forma tal de satisfacer todas las exigencias impuestas en el mercado destino. Tomar como referencia el mercado Costa del Golfo como mercado origen impone de forma explícita todas las eficiencias de los procesos de producción de dicho mercado: uno de los más eficientes y de mayor tamaño del mundo¹.

Los precios de paridad de importación necesariamente deben recoger las condiciones existentes de la infraestructura de recepción, almacenamiento y logística disponibles en el país, ya que es la alternativa real de abastecimiento². Como ejemplo de lo anterior ante la eventualidad que se produzca una importación ocasional efectiva (como en el caso de falla de la refinería de La Teja), la operación no debería ocurrir a un precio superior al PPI.

Para un mercado “perfecto” de amplio acceso logístico y de información, con multitud de participantes (donde cada uno de los cuales carece de poder de mercado) no sería necesario realizar el cálculo PPI ya que los precios provendrían del propio mercado.

Por lo tanto, para desarrollar este cálculo, es necesario enfocar el precio eficiente en la situación actual de la demanda e infraestructura de cada país. Otros enfoques son altamente especulativos, ya que no cuentan con respaldo ni evidencia concreta de precios.

En el mercado, los agentes optimizan su beneficio tomando todas las posibilidades para ello, como posiciones dominantes, beneficios legales/fiscales e internalizan todos los costos, incluyendo los riesgos de la operación presente y los flujos de pago futuros. Todo lo anterior es imposible de evaluar en forma completa y objetiva. Es por ello que el desarrollo del cálculo teórico debe ser realizado en el contexto presente de mercado e infraestructura y necesariamente ser actualizado periódicamente para reflejar cualquier cambio de esta realidad.

¹ Ver detalle específico en ANEXO 2, Comparación de eficiencia en USGC vs Uruguay

² Ver detalle específico en ANEXO 1, Nota Carlos Zegers a Consulta Pública Nro 45 URSEA

Precio DAP³

Como fuera mencionado, todos los componentes de la metodología para la construcción del precio DAP surgen de precios internacionales y de eficiencia de mercado. Hasta este concepto se acumulan costos de transacciones ocasionales, precios “spot”. Se asume por lo tanto recibir la eficiencia del mercado de origen. Es así que objetivamente se calcula el precio DAP internado de cada producto, representando una importación factible pero puntual. Se asegura así que es el mínimo precio realizable de los combustibles en este punto de la cadena, y compone en gran medida el costo total del combustible que se dispondrá en Plantas.

Costos en Tierra

Una vez que se obtiene el mínimo precio de cada producto descargado en tanque en tierra (precio DAP internado) se procede a calcular el costo de los componentes logísticos y de almacenaje que cumpliría con los aspectos de seguridad de suministro al mercado, por lo tanto, dejan de ser precios de ocasión (“spot”), y se incorpora el concepto de infraestructura utilizada en condición “firme”.

Puntualmente, en el Decreto 241/020, se exhorta a URSEA a tener especial consideración y disponer de los productos en todas las Plantas de Distribución de combustibles ubicadas en territorio nacional. Lo anterior es necesario para una real alternativa de abastecimiento como la planteada.

Cabe destacar que en un mercado “teórico” acorde a la definición metodológica de Precios de Paridad de Importación, el suministro permanente no es una hipótesis, sino que resultaría (o no) de la maximización del beneficio de los agentes en el corto plazo.

En este sentido, es relevante determinar claramente cómo lograr dicha seguridad. La teoría de gestión de inventarios define como fijar los inventarios mínimos para cierto nivel de servicio. Se desarrolla en este documento un abordaje técnico acorde a bibliografía⁴.

³ Delivered at Place

⁴ Donald Waters, Inventory Control and Management

Adicionalmente, existe bibliografía a nivel internacional sobre políticas de garantía de suministro en países con importación de derivados y actividad de refinación combinada, ya mencionada en respuestas anteriores⁵.

Poder brindar suministro continuo requiere contar con infraestructura de dimensión acorde al nivel de servicio. El costo (inversión) asociado a dicha infraestructura es relevante y debe existir un repago (racional económico). Adicionalmente, la perpetuidad, reinversión, el mantenimiento y operación de dicha infraestructura también debe ser tenido en cuenta para la sostenibilidad del servicio.

En resumen, se considera que toda propuesta no debe apartarse de los siguientes conceptos:

1. Datos y realidad de mercado
2. Situación presente de marco legal, infraestructura y demanda actual
3. Nivel de servicio (garantía de suministro)

En el marco legal actual de monopolio (como en el caso de la transmisión y distribución de energía eléctrica, agua potable o telefonía fija) el Ente Regulador⁶ es el responsable de determinar ese precio en forma objetiva, pero adicionalmente respetando el mandato de regularidad, continuidad, calidad y eficiencia en suministro al mercado. Regularidad y continuidad, puntualmente son postulados que deben ser correctamente desarrollados.

Parte I Precios FOB y ajustes de calidad

Precios FOB

Con respecto a los indicadores de fuel oil, se reitera la no procedencia del indicador Fuel oil 3% incluido en el informe Especificaciones cuantitativas (página 9) así como del Informe Técnico (página 11).

Cabe destacar que desde enero de 2020 el mercado mundial de fuel oil se ha visto afectado por la especificación IMO 2020, la cual ha restringido a 0,5% el contenido máximo de azufre en el fuel

⁵ <https://www.iea.org/areas-of-work/ensuring-energy-security/oil-security>
https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-security/eu-oil-stocks_en

⁶ Se referencia al contenido de la Ley 17598 Artículo 2, Numeral sexto.
<https://www.impo.com.uy/bases/leyes/17598-2002/14>.

oil para buques en todo el mundo. Esto ha restringido el destino del fuel oil de alto azufre, cuyo destino ha dejado de ser el mercado de combustible para ser una corriente de refinería destinada a las Unidades de Coquizado. En este sentido el precio de este producto no refleja el mercado de fuel oil como tal.

Ajustes de calidad

Gasolinas ajuste por tensión de vapor – RVP

Tensión de vapor en gasolinas con etanol

En una gasolina con etanol, la tensión de vapor depende del porcentaje de etanol agregado en la mezcla.

En el Informe Técnico, URSEA indica que un 5% v/v de etanol en la mezcla aumenta 0,5 psi el RVP de la mezcla final, por lo que en el caso de las especificaciones de gasolina hay que descontar 0.5 psi.

Diversas referencias bibliográficas establecen que el agregado de 5% v/v de etanol incrementa al menos 1 psi el RVP de la mezcla final dependiendo de las características de la gasolina base considerada, pudiendo alcanzar un aumento de 1,5 psi tal como se muestra en diferentes estudios que se presentan a continuación.

En el estudio "*Influence of Ethanol on Vapor Pressure of Refinery Components and Commercial Type Gasoline Blends*"⁷ se examina el impacto de la adición de etanol (de 0,5 a 10% v/v) en la presión de vapor de las corrientes de refinería utilizadas para mezclas de gasolinas y en las mezclas de elaboración de gasolinas. Las características de las gasolinas consideradas en el análisis son las siguientes:

⁷ Chilari, D. Karonis D. (2017) - Influence of Ethanol on Vapor Pressure of Refinery Components and Commercial Type Gasoline Blends. IOSR Journal of Applied Chemistry (IOSR-JAC).
https://www.researchgate.net/publication/322103810_Influence_of_Ethanol_on_Vapor_Pressure_of_Refinery_Components_and_Commercial_Type_Gasoline_Blends

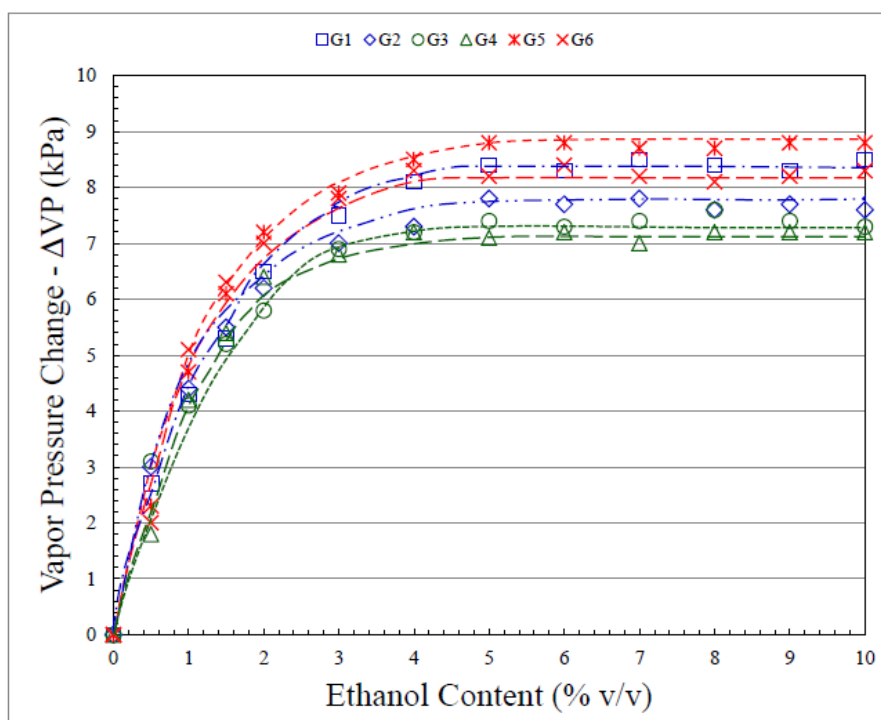
Tabla 1 – Composición de gasolinas consideradas en el estudio *Influence of Ethanol on Vapor Pressure of Refinery Components and Commercial Type Gasoline Blends*

Table 3. Composition of commercial like gasoline samples

Properties	Units	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	Test Method
Density at 15 °C	kg/m ³	743.1	730.3	745.6	730.4	725.6	720.6	729.9	730.5	717.2	713.3	726.2	724.2	EN ISO 12185
Vapor Pressure at 37.8 °C	kPa	43.8	50.7	54.1	53.9	52.3	51.9	59.9	61.3	63.7	70.5	69.4	70.0	EN ISO 13016-1
RON		95.5	93.5	96.2	94.7	93	92.9	94.6	95.5	91.7	90.8	94.3	94.8	EN ISO 5164
MON		87.7	85.4	86.7	86.2	84.8	84.7	86	84.5	83.9	83.4	86	86.3	EN ISO 5163
Aromatics	% v/v	32.94	27.85	34.81	27.71	25.92	22.99	29.67	29.87	22.16	22.09	28.98	27.71	EN ISO 22854
Benzene	% v/v	0.42	0.61	0.56	0.55	0.45	0.35	0.56	0.54	0.50	0.50	0.53	0.53	EN ISO 22854
Olefins	% v/v	9.69	6.46	10.41	7.79	9.69	11.31	7.87	7.27	9.69	8.08	6.60	7.95	EN ISO 22854
n Parafins	% v/v	8.07	12.33	6.69	8.49	10.52	9.42	7.91	6.81	12.38	12.48	7.60	6.94	EN ISO 22854
iso Parafins	% v/v	39.28	43.68	24.55	37.27	42.45	44.08	30.75	30.46	43.74	45.44	33.20	28.73	EN ISO 22854
Naphthenes	% v/v	7.72	7.72	6.11	6.70	9.42	10.02	6.43	5.18	10.08	10.40	6.26	5.66	EN ISO 22854
TAME	% v/v			6.20	4.14			6.20	7.24			6.20	8.27	EN ISO 22854
Oxygen	% m/m			1.01	0.68			1.03	1.20			1.03	1.38	EN ISO 22855

Las mezclas que pueden ser tomadas como referencia son la G1, G2, G5 y G6. Las mezclas G3, G4, G7, G8, G11 y G12 contienen TAME que no es utilizado en Uruguay, y las mezclas G9 y G10 presentan gran diferencia de calidad con las gasolinas en estudio. En el siguiente gráfico se muestra el aumento de RVP con el agregado de etanol en las mezclas de interés:

Gráfico 1– Impacto de la adición de etanol en el cambio de tensión de vapor de gasolinas - Tomado de *Influence of Ethanol on Vapor Pressure of Refinery Components and Commercial Type Gasoline Blends*



El aumento de la tensión de vapor de las mezclas consideradas con el agregado de 5% de etanol se muestra en la siguiente tabla, siendo el aumento promedio de 1,2 psi.

Tabla 2– Aumento de la tensión de vapor de gasolinas con agregado de 5% de etanol

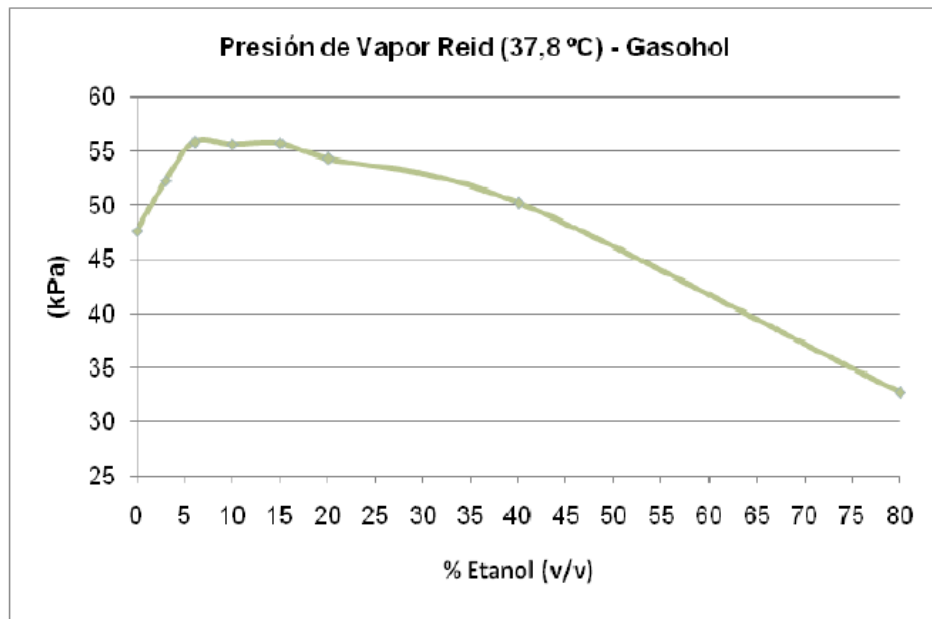
	ΔVP (kPa) con 5% etanol	ΔVP (psi) con 5% etanol
G1	8,4	1,2
G2	7,8	1,1
G5	8,8	1,3
G6	8,2	1,2
Promedio	8,3	1,2

Adicionalmente, se encuentran otras referencias bibliográficas que muestran tendencias similares, entre ellas:

- En el informe *“Recomendaciones de especificaciones técnicas para el etanol y sus mezclas (E6), y la infraestructura para su manejo en México⁸”* se observa que el aumento de RVP ante el agregado de 5% v/v de etanol sería de 8,5 kPa <> 1,2 psi aproximadamente.

⁸ Duarte, V. (2010) - Recomendaciones de especificaciones técnicas para el etanol y sus mezclas (E6) y la infraestructura para su manejo en México. Sener/GTZ por encargo del Ministerio General de Cooperación Económica y Desarrollo de México. https://energypedia.info/images/4/4b/GIZ_Especificaciones_etanol_2010.pdf

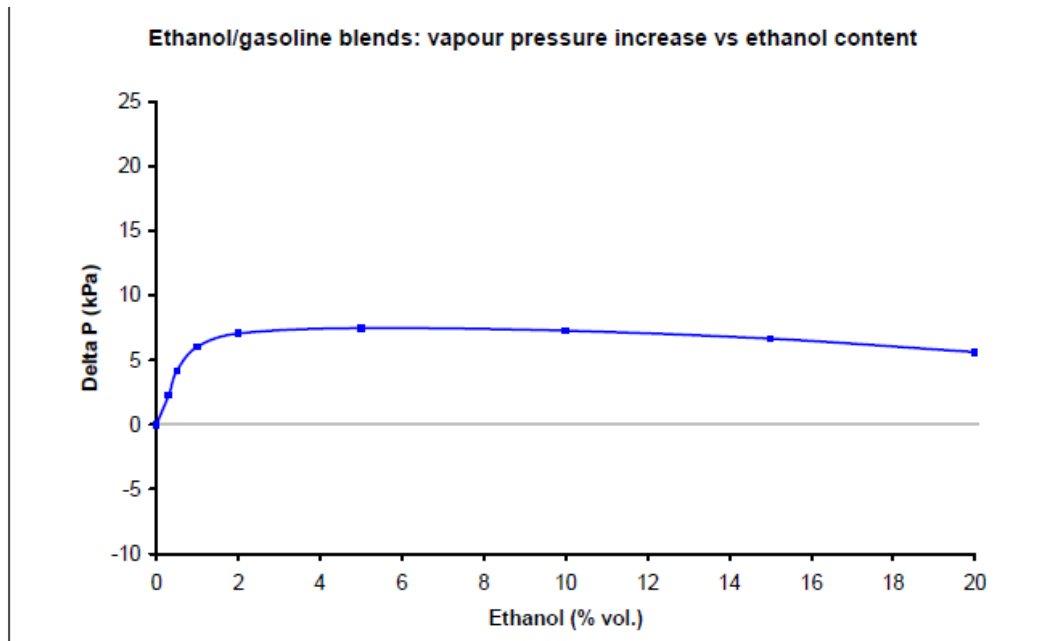
Gráfico 2 – Efecto del contenido de etanol en la presión de vapor de la gasolina mezclada con etanol - Tomado de *Recomendaciones de especificaciones técnicas para el etanol y sus mezclas (E6), y la infraestructura para su manejo en México*



- En el informe *“Effects of Gasoline Vapour Pressure and Ethanol Content on Evaporative Emissions from Modern Cars”* se observa que el aumento de RVP ante el agregado de 5% v/v de etanol sería de 7,5 kPa <> 1,1 psi aproximadamente.

Martini, G. (2007) - Joint EUCAR/JRC/CONCAWE Study on: Effects of Gasoline Vapour Pressure and Ethanol Content on Evaporative Emissions from Modern Cars.
https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC36839/6839%20%20EVAP_Final_Report_final_isbn.pdf

Gráfico 3– Aumento de la tensión de vapor en gasolinas en función del contenido de etanol - Tomado de *Recomendaciones de especificaciones técnicas para el etanol y sus mezclas (E6), y la infraestructura para su manejo en México*



Con las consideraciones anteriores, ANCAP recomienda tomar como referencia un aumento de RVP de 1,2 psi ante el agregado de 5% de etanol en las gasolinas.

Por otro lado, existe un error en la fórmula de cálculo del precio de referencia ajustado. Cuando se quiere disminuir el RVP, el precio de las gasolinas se debe corregir considerando la cantidad de butano a retirar y la diferencia entre el precio de referencia de las gasolinas y el precio del butano. Notar que en la fórmula propuesta por URSEA la variable “y” es negativa, por lo tanto, al sumarla en la fórmula se estaría reduciendo el precio. Debería aclararse que se debe considerar el valor absoluto de la variable “y” o en caso contrario hacer un cambio en el signo de la fórmula. Además, al retirar este volumen de butano de la gasolina el precio por unidad de volumen debe ajustarse de acuerdo a la nueva base de volumen resultante luego del retiro del butano.

La fórmula propuesta para el cálculo sería:

a)
$$P_{\gamma'} = P_{\gamma} + |y| \frac{(P_{\gamma} - P_{\beta})}{(1 - |y|)}$$
 , |y| valor absoluto o

b)
$$P_{\gamma'} = P_{\gamma} - y \frac{(P_{\gamma} - P_{\beta})}{(1 + y)}$$

Por último, cabe destacar que de acuerdo a la actualización de especificaciones de calidad de ANCAP en el mes de Julio 2020, la tensión de vapor de las gasolinas se ajustó de forma de cumplir con calidad Euro V, siendo:

Período	Mín. (psi)	Máx. (psi)
Abril-Octubre	7.2	11.6
Noviembre-Marzo	6.5	9.8

Este ajuste no ha sido aún aprobado por URSEA, en caso de hacerlo oportunamente deberá tenerse en cuenta en el cálculo de ajuste por tensión de vapor.

Gasoil ajuste de número de Cetano

Si bien el gasoil exportado desde Costa del Golfo puede presentar valores de cetano superiores a 40, el ajuste debe hacerse de acuerdo al mínimo asegurado por la especificación del Colonial Pipeline siendo actualmente 40. Si la especificación es modificada el ajuste se deberá recalcular en función del mínimo cetano que se establezca oportunamente.

De acuerdo a las características del aditivo de cetano utilizado por ANCAP, el máximo de aditivación de la curva de predicción es de 1450 ppm (v/v) dando un aumento de cetano de 5,7 unidades. El costo del aditivo es de 2505 USD/ton y su densidad es de 0.962 ton/m³. Al llegar a la máxima aditivación posible tanto en el GO50S como en el GO10S, los dos grados tienen el mismo costo siendo 3.78 USD/m³.

Parte II Fletes internacionales, costos adicionales marítimos y de internación

Recargo por almacenamiento y entrega (Terminalling)

Este ítem se discutió en la Parte I del presente documento y está asociado al indicador FOB.

Fletes internacionales

Fletes internacionales excepto GLP y propano

En el informe Especificaciones Cuantitativas, se hace referencia a la Resolución Nro. 227/020 en cuanto a que no se requieren especificaciones adicionales. En este sentido se reitera lo expresado

en el informe ANCAP donde se hacen precisiones en cuanto a las tarifas de puertos de carga y descarga para productos limpios (páginas 25 y 26).

Con respecto a la estimación de costo de fletes de fuel oil, se incluyó en el informe ANCAP la recomendación del Consultor sobre el incremento del cálculo de flete por un recargo de 22%, valor que como se expone en el informe ANCAP (página 27) es el necesario para equiparar los beneficios esperados por el Armador al desviar un buque fuera de la ruta de alta liquidez.

GLP y propano industrial

Para el cálculo de fletes de gas licuado, se concuerda en la metodología de estimación del costo del viaje de suministro desde USGC a Montevideo y su vuelta a USGC en lastre. Sin embargo, se realizan las siguientes precisiones:

- El suministro real de gas licuado y propano se realiza mediante esquema Buque Storage y Buque alijador desde mayo hasta agosto inclusive. Esta logística debe ser calculada con el mismo criterio que el presentado en el informe URSEA para ambos buques.
- El resto del año se realiza con esquema carga en USGC y descarga en Montevideo y posicionamiento en lastre en su punto de origen.
- Se considera que la parcela de transporte más adecuada es 5000 metros cúbicos, la cual coincide con la utilizada por ANCAP. Para este caso los consumos específicos recomendados son:
 - Consumo IFO: 11 ton/d
 - Consumo MDO en puerto: 1.7 ton/d (Idle y cargando), 2.5 ton/d (descargando)
- No se aclara de dónde surge la tarifa de time charter establecida por URSEA. Por otro lado, se entiende que no es adecuado realizar el ajuste de este concepto por el índice de inflación de Estados Unidos ya que no se acompaña la dinámica de mercado. Existen publicaciones de mercado que informan cotizaciones que pueden ser utilizadas como referencia.
- No se informa el plazo inicial de la relación de precios de fuel oil Nro. 6 3% S y la función del ajuste paramétrico. Se cuestiona la pertinencia de este ajuste y por ende del modelo, porque de acuerdo a la reglamentación internacional IMO 2020, se limita el contenido de azufre del fuel oil bunker a 0.5% w desde enero 2020.

- No se informa la fuente del precio del combustible bunker (IFO y MGO). En ambos casos deben tomar en cuenta que el mercado FOB del gas licuado se encuentra en la zona ECA de EEUU el cual limita asimismo el contenido de azufre en el gasoil bunker a 0.1%S.

Costos adicionales de transporte (no integran el CIF)

Alijo

URSEA mantiene un criterio no acorde con el marco conceptual de cálculo de PPI, presentando cálculos que no reflejan la realidad actual del mercado y adicionalmente sin posibilidad de verificación alguna, en cuanto a su construcción. Se detalla a continuación las inexactitudes conceptuales y las inconsistencias metodológicas.

En el Informe Técnico se expresa que los costos de alijos “se basaron en la búsqueda de valores eficientes, sin tomar como dada la infraestructura y logística actual”. Se hace referencia al apartado Marco Conceptual del presente documento; en el mismo se fundamenta que la cadena de costos que conforman el PPI debe reflejar en toda su extensión posible un cálculo de precios actualizado al mercado y situación logística real. Por lo tanto, se rechaza este supuesto porque no permite realizar un cálculo objetivo, y que resulte válido en caso de efectuarse una operación de importación.

A continuación, en dicho informe se expresa “... el Importador Teórico, que debe importar del orden de 2.000.000 de metros cúbicos por año. En una planificación de largo plazo de su negocio, podría contratar por varios años el servicio de alijo con empresas dedicadas que cuenten con barcos de bandera nacional”. Al hacer la evaluación del costo de dicho servicio, URSEA considera un escenario de un importador que maneje todo el volumen de derivados de petróleo que demanda el Uruguay.

En primer lugar, debemos señalar que no coincidimos en que el escenario más eficiente se corresponda con la importación de todo el volumen que se consume en el país, no deja de ser un supuesto que dicha alternativa sea más económica que la Refinación.

El escenario más realista es una concurrencia de la actividad de Refinación con la importación y es a su vez el marco en el cual se deben calcular los PPI.

En segundo lugar, URSEA considera que el Importador, al ser único puede hacer una planificación a varios años y disminuir los costos; sin embargo no se desprende que en esa condición de único actor se logren precios eficientes cuando no hay competencia.

Al respecto cabe citar la opinión de la consultora CPA Ferrere que figura en el La Metodología para la determinación de los precios paridad de Importación de derivados del Petróleo de la Ursea de diciembre del 2017.¹⁰ “...en la medida que se trata de un mercado donde existen economías de escala, la libre importación no asegura necesariamente precios competitivos para los consumidores. Desde el punto de vista teórico, la libre importación podría implicar sustituir el monopolio de ANCAP por un mercado oligopólico (caso de existencia de economías de escala) o incluso por un monopolio privado (caso extremo de monopolio natural). Desde esta óptica asegurar la provisión eficiente bajo el esquema de libre importación requiere: (i) analizar las economías de escala y la escala mínima eficiente del negocio de importación y (ii) fortalecer el rol de las Unidades Reguladoras”. “...la libre importación podría afectar la viabilidad económica de la refinería de ANCAP en la medida que la refinación podría ubicarse potencialmente debajo de la escala mínima eficiente. En el límite, un eventual cierre de la refinería de ANCAP podría derivar en una pérdida de bienestar (menos excedente del productor), que debería ser más que compensada por una ganancia de eficiencia (mayor excedente del consumidor y de otros sectores productores demandantes de combustibles)”. Se plantea que se deben analizar los costos económicos derivados de este proceso. (efectos patrimoniales sobre el sector público, pérdidas de empleo, etc.).

La suposición que buques de Bandera Nacional, amparados en la Ley Nro. 12091 (Ley de reserva de bandera), tendrían costos menores que los calculados mediante la metodología aportada por la consultoría de apoyo, no tiene fundamento en la práctica. Como referencia basta considerar la diferencia del costo de alijo del B/T de Bandera Nacional actual y el costo presentado para un buque alijador extra zona (ver Tabla 12).

Por lo tanto, se considera que el escenario a considerar es el de importaciones puntuales en un mercado real evaluando los servicios de alijos en un mercado en el que existe protección para los buques de Bandera Uruguaya.

En el informe Especificaciones Cuantitativas, se muestra una tabla de costos de alijo (por unidad de volumen total transportada) que proviene de la metodología URSEA 2017. En el informe Técnico (páginas 15 a 16) se encuentra un resumen más detallado de dicha metodología.

Los valores de la metodología URSEA 2017 están basados en costos de alijos que informó el consultor en dicho año, de fuentes en el mercado argentino (no se especifica). Dicho valor, no relevante para el mercado uruguayo en la actualidad, fue ajustado durante tres años por un índice

¹⁰ “El precio de los combustibles en Uruguay”. Junio 2017, disponible en www.cpaFerrere.com.

de precios al consumidor de EEUU. Se reitera que este tipo de cálculo está totalmente apartado de los valores de mercado. La metodología propuesta por la consultoría de apoyo, por el contrario, toma en cuenta el mercado internacional de fletes y costos de bunker, así como la legislación vigente y el hecho de que hay un buque de bandera nacional para fuel oil que realiza estas operaciones.

Por lo tanto, se evidencia un error claro que debe ser actualizado según la metodología propuesta por la consultoría de apoyo y el equipo técnico, con el uso de periódico de indicadores de mercado petrolero internacional que reflejan en todo momento el valor de este concepto, y que nada tiene que ver con el CPI.

A continuación, se detalla la metodología propuesta por la consultoría de apoyo, ampliando y actualizando valores presentados en el informe de la misma.

Bases logísticas de la operación de alijos productos limpios

Recientemente se realizó una operación de entrega de gasoil en un buque de 20.000 m³ de capacidad que ingresó con 8.000 m³ de gasoil. En caso de ser un buque de menor porte, es posible que hubiese transportado una cantidad incluso menor.

Para realizar en forma representativa una operación de alijo se resumen las capacidades de los buques cuyo flete se estimó en la sección anterior y el volumen de cada uno de los productos.

En las operaciones recientemente realizadas de alijo antes mencionadas un 40% del tiempo total de la operación se debió a mal tiempo en zona. Por lo tanto, la recomendación es que se considere esta situación.

En base al volumen del buque oceánico y a las horas insumidas por cada alijo, se describe en la siguiente tabla la operación:

Tabla 3 – Datos de la operación de alijos productos limpios

Descripción	Unidades	Producto	
		Gasolina	Gasoil
Capacidad alijador	m3	8000	8000
Número de viajes		5	5
Volumen alijado	m3	40000	40000
Horas totales operación	Horas	232	263

Cálculo de costo de alijo de productos limpios

Para estimar en forma objetiva el costo de alijo, en forma similar a lo presentado para el cálculo del flete de gas licuado, se tomará tarifas base de buques quimiqueros en la publicación Clarksons SIW. En base al trabajo realizado con el Consultor, se realiza un cálculo para corregir el valor publicado al tamaño requerido de buque.

Cotización 12 months T/C, \$/day, 13,000 dwt IMO II - 1210

Figura 1- Cotizaciones de buques de porte requerido para operación de alijo (Octubre 2020).

Chemicals Markets....	Average		2020		Chem Market	
	2018	2019	Aug	Sep	02 Oct	Trends...
<i>Voyage Rates (\$/mt)</i>						
10,000 Gulf/WC India	27.12	26.07	24.00	23.25	24.00	FIRM... 3%
15,000 Gulf/Ulsan	41.78	42.55	39.25	39.00	38.00	STEADY... -3%
15,000 Gulf/Med	49.07	50.20	56.75	52.00	51.00	STEADY... -2%
15,000 Gulf/Rott.	52.29	53.98	60.25	56.00	56.00	STEADY... 0%
5,000 Rott/Houston	35.15	35.76	36.00	36.50	37.50	STEADY... 3%
10,000 Rott/Houston	30.85	30.95	30.00	31.50	31.50	STEADY... 0%
5,000 Rott/Ulsan	87.86	79.60	85.00	85.00	85.00	STEADY... 0%
5,000 Singapore/Rott	79.92	73.58	67.25	66.75	66.00	STEADY... -1%
1,000~ Sing./Houston	133.52	133.96	136.00	137.00	137.00	STEADY... 0%
12,000 Ulsan/Houston	44.94	51.38	47.00	50.25	50.50	STEADY... 0%
5,000 Houston/Rott	47.88	52.35	52.50	50.00	49.00	STEADY... -2%
5,000 Houston/Ulsan	56.84	64.60	73.00	63.25	63.00	STEADY... 0%
<i>12 mths TC, \$/day</i>						
13,000 dwt IMO II	9,042	8,386	8,250	8,250	8,250	STEADY... 0%
19,999 dwt S/S	12,896	13,227	13,250	13,250	13,250	STEADY... 0%

Dicho valor diario debe ser aplicado a un viaje de posicionamiento desde Caribe a La Teja, operación y re posicionamiento, a lo cual se debe agregar el costo del combustible y costos adicionales de operación marítima. En forma similar a lo presentado para el caso de fletes y alijos de gas licuado, se presenta un polinomio con el cual se realiza el cálculo del flete por tonelada alijada.

El costo del combustible consumido en la operación se calcula por los factores de consumo del buque que son:

Tabla 4 – Consumos específicos de buque alijador para productos limpios

Característica	Valor
Velocidad, buque en carga, knt	12,5
Velocidad, buque en lastre, knt	12,5
Consumo IFO, ton/día	11,0
Consumo MDO en puerto, ton/día	
Idle y cargando	2,0
Descargando	3,0

Los indicadores seleccionados para evaluar el costo del combustible son:

Marine Fuel Oil 0,5% Bunker Delivered Cartagena (USD/tm)

Marine Gasoil Delivered Cartagena (USD/tm)

Para el cálculo de los factores del polinomio se tomaron en cuenta los antecedentes reales de operaciones de alijo realizadas recientemente, promediando los tiempos de navegación, carga y descarga efectivos.

La operación la realiza un sólo alijador dado que no es económicamente conveniente posicionar dos buques idénticos para acelerar la operación de alijo.

El cálculo del costo de operación de alijo en USD/tm alijada recomendado es mediante la aplicación del presente polinomio:

$$\text{Costo alijo} = A1 * \text{Rate Diaria Buque 8 kt} + A2 * \text{Precio promedio mensual Marine Fuel 0.5\% Delivered Cartagena (USD/tm)} + A3 * \text{Marine Gasoil Delivered Cartagena (USD/tm)} + \text{GNU}$$

Las constantes a aplicar en cada caso se muestran en la tabla adjunta.

El costo de alijo por metro cúbico transportado se calcula:

$$(\text{Costo alijo} * \text{Tm alijadas}) / \text{Volumen buque oceánico}$$

Cabe destacar que el presente cálculo no considera demoras del buque alijador ya que el mismo está contratado en base diaria. Los costos asociados a la demora del buque oceánico (tiempo en exceso respecto al tiempo de descarga contractual) mientras se realiza la operación de alijo está calculado en el apartado Demoras

Tabla 5 - Esquema de cálculo de flete de buque alijador para productos limpios

Operación de alijador por tipo de producto alijado	A1	A2	A3	GNU
Alijos Gasolina	0.00107	0.00844	0.00066	5.69335
Alijos Gasoil	0.00107	0.00844	0.00066	5.69335

Cabe destacar que los viajes de alijo se consideran cabotaje por lo cual se debe considerar el costo del impuesto IRNR de 12% sobre esta actividad. Se muestra el cálculo realizado para el mes de agosto 2020.

Tabla 6 - Cálculo de flete de buque alijador para productos limpios

Item	Unidad	Agosto 2020
Rate base Buque Alijador	Buque 8ktm (USD/día)	7040
A1	Multiplicador (día/tm)	0,00107
Componente rate base viaje	USD/tm	7,53
Marine Fuel 0.5% Bunker Delivered Cartagena	USD/tm	358,143
A2	(adimensional)	0,00844
Componente IFO	USD/tm	3,02
Marine Gasoil Delivered Cartagena	USD/tm	460,143
A3	(adimensional)	0,00066
Componente MGO viaje	USD/tm	0,30
Otros gastos	GNU (USD/tm)	5,69335
Flete Buque Alijador	Buque 8 ktm (USD/tm alijada)	16,55
Flete Buque Alijador c/impuestos	5,66%	17,49

Combinando el cálculo anterior con los datos de la Tabla 3, se obtiene el costo de alijo unitario por metro cúbico total transportado:

Tabla 7 - Cálculo de alijo para productos limpios (agosto 2020)

Producto	Densidad	tm alijadas	Costo alijo Agosto 2020 (USD)	Costo alijo Agosto 2020 (USD/m3 transportado)
Gasolina	0,750	30000	524679	10,57
Gasoil	0,835	33400	584143	13,10

Bases logísticas de la operación de alijos productos sucios

A diferencia del cálculo de alijo de producto limpio, al presente existe un buque de Bandera Uruguay que puede ser contratado en forma spot para realizar el alijo. Dicho buque (OW Baltic) tiene una capacidad de transporte de fuel oil de 2400 metros cúbicos. Dado lo reducido de su

capacidad de descarga, se considerará que la operación de alijo es llevada a cabo en paralelo con un buque charteado a estos efectos en el Caribe. De esa forma se realiza una operación con dos alijadores para minimizar el tiempo de sobre estadía del buque oceánico.

Tabla 8 - Volúmenes de producto en cada parcela de flete oceánico

Descripción	Unidades	Alijadores	
		OW Baltic	Otro Alijador
Capacidad alijador	m3	2400	8000
Número de viajes		9	4
Volumen alijado	m3	19500	32000
Horas totales operación	Horas	270	

Cálculo de costo de alijo de fuel oil

Al respecto de la tarifa del B/T de Bandera Nacional, se estima la tarifa de alijo en base a cotizaciones efectivas de cabotaje nacional. Esta tarifa es fija anual, no está ajustada por variación de precio de combustible.

Para el buque adicional a ser posicionado desde el Caribe, se realiza una estimación similar a la realizada para el cálculo de fletes de limpios.

El costo del combustible consumido en la operación se calcula por los factores de consumo del buque que son:

Tabla 9 – Consumos específicos de buque alijador para productos sucios, charteado en el Caribe

Característica	Valor
Velocidad, buque en carga, knt	12,5
Velocidad, buque en lastre, knt	12,5
Consumo IFO, ton/día	11,0
Consumo MDO en puerto, ton/día	
Idle y cargando	2,0
Descargando	3,0

Los indicadores seleccionados para evaluar el costo del combustible son:

Marine Fuel Oil 0,5% Bunker Delivered Cartagena (USD/tm)

Marine Gasoil Delivered Cartagena (USD/tm)

Tabla 10 - Esquema de cálculo de flete de buque alijador para productos sucios¹¹

Operación de alijador	USD/tm	A1	A2	A3	GNU
	alijada				
Alijos buque 2400 m3	24,74	--	--	--	--
Alijos buque 7800 m3		0.00146	0.01054	0.00108	5.75076

Cabe destacar que los viajes de alijo se consideran cabotaje por lo cual se debe considerar el costo del impuesto IRNR de 12% sobre esta actividad. El cálculo es similar al presentado en el apartado alijos de productos limpios.

Tabla 11 - Cálculo de flete de buque alijador para productos limpios

Item	Unidad	Agosto 2020
Rate base Buque Alijador extra zona	Buque 8ktm (USD/día)	7040
A1	Multiplicador (día/tm)	0,00146
Componente rate base viaje	USD/tm	10,28
Marine Fuel 0.5% Bunker Delivered Cartagena	USD/tm	358,143
A2	(adimensional)	0,01054
Componente IFO	USD/tm	3,77
Marine Gasoil Delivered Cartagena	USD/tm	460,143
A3	(adimensional)	0,00108
Componente MGO viaje	USD/tm	0,50
Otros gastos	GNU (USD/tm)	5,75076
Flete Buque Alijador	Buque 8 ktm (USD/tm alijada)	20,30
Flete Buque Alijador c/impuestos	5,66%	21,01

¹¹ Valores en revisión por parte del Consultor

Combinando el cálculo anterior con los datos de la Tabla 8, se obtiene el costo de alijo unitario por metro cúbico total transportado:

Tabla 12 - Cálculo de alijo para productos sucios (agosto 2020)

Alijador		Densidad	tm alijadas	Costo alijo Agosto 2020 (USD)	Costo alijo Agosto 2020 (USD/m3 transportado)
B/T Nacional	Bandera	0,970	18915	468000	12,67
B/T Extranjera	Bandera	0,970	31040	652256	9,09
Total					21,75

En cuanto al alijo de biocombustibles, se deja constancia que ANCAP no posee instalaciones para recepción por vía marítima de bioetanol ni biodiesel y por lo tanto no aplica este medio de transporte.

Multas y demoras

En forma análoga a lo expresado en el apartado Alijos de este documento, la metodología URSEA 2017 no se ajusta a los valores de mercado. A diferencia de los Alijos, donde se propone un modelado en base a tarifas de arrendamiento diarias, las fuentes del mercado tanto Platts como Argus publican los costos de demora de los buques de limpios, lo cual es recomendable sea utilizado. Para demoras de buque de fuel oil, debe utilizarse la metodología prevista por la World Scale Association. El modelo de la operación de alijo no es independiente del valor de multas y demoras ya que según sea el tiempo insumido en dicha operación, resultarán los costos.

Se detalla a continuación la metodología propuesta en base a las recomendaciones del consultor.

Desde el 1 de setiembre 2020, Platts publica los costos diarios de demora de buques charteados en el USGC con destino a puertos de la costa Este de Sudamérica. Esta cotización permitirá hacer un seguimiento de la evolución del costo de demora. Platts no publica cotizaciones de demora de buques de fuel oil operando en la EEUU/Latinoamérica que podrían ser aplicables.

Para los buques de productos sucios, con el cálculo de la tarifa en base a %Wsc más el recargo de 22% por desvío respecto a rutas de alta liquidez, se calcula la demora en base a las

recomendaciones del Worldscale Association. A esos efectos, para el año 2020 según consta en el Preamble Part C, Table of Demurrage Rates, debe aplicarse el valor de la fila Size Ranges (sdwt in tonnes) 50.000/59.999 y la columna North American, Caribbean & China Inland River ECA Areas LSMGO (max. 0,1% Sullphur) RATES USD per day. Este valor para el corriente año es 10875 USD/día.

Las demoras se producen por el tiempo de operación de alijo y la operación del buque oceánico en la descarga. Se simuló la operación de alijo en base a datos extraídos de operaciones reales. Las horas involucradas, asociadas a la logística descrita en Bases logísticas de la operación de productos limpios implican las siguientes horas:

Tabla 13 - Cálculo de horas de sobre estadía del buque madre para distintos productos

Producto	Horas de demora (Horas de operación – Horas contractuales)
Gasolina	226
Gasoil	245
Fuel oil	228

El valor de la demora se considera por día y pro rata. Por lo tanto, el cálculo por metro cubico adquirido para cada producto es:

$$\frac{HD}{24} * \text{Costo Diario Demora Buque 38 kt o 50 kt} / \text{Volumen total transportado en m3}$$

Se presenta el costo de demora calculado para el mes de agosto 2020.

Tabla 14 - Cálculo de costo de demora del buque madre para distintos productos (agosto 2020)

Producto	Demora diaria (USD/día)	Costo demora (USD/m3 transportado)
Gasolina	18000	3,3
Gasoil	18000	3,7
Fuel oil	11171	2,1

Costos de internación

Tasa de rentabilidad (tasa de descuento empleada)

URSEA no publica un detalle del de cálculo de la tasa empleada, tal como sí lo hace con el sector eléctrico.

Expresa haber determinado junto con su consultor Salazar una tasa anual efectiva real en dólares para esta actividad, siendo la misma de 8,55%, lo que equivaldría a una tasa anual nominal real de 8,23% en dólares, mencionado que ésta es del orden de tasas de rentabilidad (WACC) determinadas para otros sectores regulados.

Se destaca la siguiente inconsistencia: la WACC aplicada para MT¹² en el sistema eléctrico asciende a 9,17% real en dólares, 1 punto superior al sector hidrocarburos. Esta diferencia tiene un impacto significativo en la sub-valorización en el repago de la infraestructura en hidrocarburos.

Se solicita mayor información al regulador sobre esta determinación. Es necesario un procedimiento estricto dada la incidencia que este valor tiene en las decisiones de inversión de los actores económicos y la remuneración esperada del capital, debiendo reflejar razonablemente los costos del capital como los riesgos asociados a cada negocio.

Es clave exponer los parámetros y relaciones asumidas para el cálculo mencionado, ya sea estructura de capital (deuda/patrimonio), costo de capital propio, costo de la deuda, riesgo país, riesgo de cada actividad, inflación en dólares, entre otros.

Costo financiero por adelanto de impuestos a la importación

URSEA no menciona que debe adicionarse un 10% al adelanto de IVA del 22% de acuerdo al Decreto 220/998.

¹² Media Tensión (mercado eléctrico)

Adicionalmente no explica la adopción del plazo de 30 días asumido en esta instancia. Sin argumento alguno se modifican los 60 días aplicados por URSEA hasta la fecha (exhibido en reiteradas revisiones), y validado técnicamente.

Es necesario conocer de parte del regulador cuales son los supuestos y fundamentos de cálculo que devuelven el plazo presentado de 30 días, dado que no han ocurrido modificaciones en la actividad comercial ni logística de este negocio que motive tal reducción.

No obstante, se comparte la aceptación y aplicación de la WACC como criterio general para el negocio el descuento en el costo de capital, tal fuera justificado en el informe presentado por ANCAP en respuesta a la consulta pública N° 43.

Otros costos de internación

Estos costos corresponden a los siguientes ítems:

Costo Surveyor cantidad y calidad en operación de carga y descarga

Debe considerarse que el costo por controlar la descarga se produce en cada arribo de alijador o buque madre. El costo de operación en origen se estima en USD 5200 y en descarga USD 810, siendo el costo de análisis de calidad variable según el tipo de producto.

Tabla 15 - Esquema de cálculo de costos de surveyor

	Gasolina	Gasoil	Gas licuado	Fuel oil
Costo en origen, USD por embarque	5200	5200	5200	5200
Costo en descarga, USD por operación de descarga	810	810	810	810
Costo de análisis, USD por operación de descarga	1135	731	586	731
Número de operaciones de descarga	6	6	7	13
Costo Surveyor, USD por metro cúbico transportado	0,34	0,48	0,43	0,49

Costos de despacho de Aduana

Deben considerarse costos por trámites de 736 USD por cada operación de importación. Sin embargo, la contratación de un Agente Despachante tendrá un costo superior o será necesario que el importador cuente con su propia infraestructura para el despacho, en ambos casos reportando un costo superior.

Costo de aditivo multifuncional de gasolinas, gasoil y colorante

El costo de aditivación de gasolinas se calcula en 0,53 USD/m³ en caso de gasolinas y 0,31 USD/m³ de gasoil.

Parte III Actividades en tierra, desde muelle hasta salida de plantas de distribución primarias

Costos de Muelle

Uruguay no cuenta con infraestructura para la recepción de Biocombustibles vía marítima, por lo que no es procedente un cálculo de tarifa en esta modalidad. Adicionalmente, de acuerdo a las tarifas que se informan, se detectan posibles errores en las densidades asumidas para dichos productos (Biocombustibles). Se detallará en profundidad en el ítem Biocombustibles las alternativas de suministro real de importación

Se comparte la adopción de URSEA, donde se ha entendido pertinente aceptar la sugerencia de incorporar a este costo las tarifas publicadas por la ANP, no solo para el despacho de la mercadería, sino también las correspondientes al uso de puerto y uso de muelle.

Costos de almacenaje

La propuesta de URSEA resulta de difícil evaluación por la falta de datos, detalles metodológicos y desarrollo de cálculos. Se omite información clave para la revisión precisa de los valores presentados por el regulador. La inversión vinculada a esta actividad (costo) es significativo y calve para cualquier actor que quiera incursionar en la actividad.

De todas maneras, en base a la escasa información presentada, se trabajó en reconstruir los cálculos a efectos de interpretar y dar respuesta en la presente consulta. Se desarrolló el flujo de fondos para obtener un resultado de equilibrio en base a la escasa información revelada por el regulador.

Se presenta a continuación la inconsistencia (a modo de ejemplo y recogiendo las hipótesis planteadas por URSEA para el caso de la gasolina¹³) de los resultados con los valores publicados por el Regulador.

¹³ No se incluye aquí el cálculo de los demás combustibles, dado que surgen las mismas diferencias.

Si bien se desarrollará más adelante en este documento inconsistencias relativas a la capacidad reconocida, al costo base de activos (unitario), perpetuidad y reinversión, se asumen como dados en el siguiente ejemplo.

Figura 26- Reconstrucción cálculos URSEA (inconsistencias con publicación)

Caso Gasolinas – hipótesis. URSEA		
Tasa de descuento	8,23%	%(nominal anual)
Base de activo	232.890.560,0	USD
Base de activo unitaria	1120	USD/m3
Capacidad Reconocida	207938	m3
Período de repago	20	Años
Factor de Ocupación	65%	%
Costos de O&M	2% / inversión	%
Perpetuidad	0	
Reinversiones	0	
Tarifa anual uso	243,8	USD/m3
Tarifa tanque (Base 15 días)	10,01	USD/m3

Como se observa que la tarifa 10,01 USD/m3 (que igualmente como se mencionara es metodológicamente erróneo), no coincide con el costo unitario informado por URSEA en la página 22 del documento Metodología, donde se informa para este concepto 8,9 USD/m3.

Metodología de cálculo: inconsistencias explícitas

URSEA contempla la información relativa a la valorización de activos realizado por AON ¹⁴sobre los activos existentes en Uruguay, pero asume de forma errada la valuación. AON contempla las condiciones de conservación al momento de la inspección, por lo que no son de reposición a nuevo como suscribe URSEA.

¹⁴ <https://www.aon.com/home/index.html>

La propuesta URSEA toma como base de capital para el repago de infraestructura el mínimo unitario USD/ m3 instalado, que corresponde a la planta La Tablada. Con ello URSEA ignora:

1. La realidad operativa de cualquier planta logística de combustibles con necesidades reales de segregación de productos (ejemplo productos Premium), eventuales depósitos de combustibles para descarte o reprocesamiento que naturalmente son de menor tamaño, y no tienen ningún sentido asumir inversiones en ellos de la escala planteada.
2. Asimismo, asume el valor unitario de los tanques de mayor capacidad (recogiendo beneficios de escala) pero no representando de ninguna forma valores eficientes para las plantas de distribución del interior del país, incongruentes con las demandas locales que éstas atienden. Al tomar como base de activos solamente el mínimo unitario de La Tablada, se está contradiciendo el Decreto 241/020 que refiere a precios en salida de plantas de Distribución (que como fuera mencionado naturalmente tienen dimensiones disimiles). Adicionalmente, con el razonamiento planteado se crea una ficción que contradice el marco conceptual básico.
3. Dicho abordaje vuelve a explicitarse en la siguiente mención donde se busca validar dichos valores *“El consultor Francisco Salazar recomienda emplear dichos valores como costos eficientes de inversión, ya que están en el rango de los valores promedio de México, donde se han desarrollado numerosas terminales”*. En el marco conceptual básico para éste análisis, de ninguna forma México resulta asimilable a la realidad logística del mercado nacional. Evidentes economías de escala que producen el tamaño de éste mercado, y a lo que se suma un dimensionamiento de infraestructura para un país conectado vía pipeline con el polo refinador más grande de occidente. Por los motivos descriptos, no tienen ningún sustento conceptual la mención.
4. A la hora de determinar el costo de uso y repago de infraestructura, URSEA asumió un criterio certero (compartido por ANCAP): inversión, proyección de flujo de fondos y repago del capital con despacho de producto (tarifa). No obstante, en el desarrollo cuantitativo cometió imprecisiones significativas que contradicen el propio criterio asumido, perdiendo el racional económico. Concretamente en la simulación ficticia que plantea URSEA se desglosa la tarifa de arrendamiento en dos quincenas. La primera es consistente con el repago de la inversión. La segunda aplica descuentos porcentuales (argumentando que es producto retenido en tanque, sin movimiento) y referenciando a prácticas de algún actor con operaciones *“spot”* en Brasil. Supone que, al no moverse el

producto, se evitan costos. Dicho ahorro de costos (que en todo caso serían únicamente operativos) los quita porcentualmente a la tarifa asociada al propio repago de infraestructura (CAPEX), con lo que no se cumple la premisa asumida de proyección de flujos: es inconsciente en si misma. Por lo tanto, el capital nunca sería remunerado y no tiene racional económico.

5. URSEA no cumple con la premisa de continuidad y permanente suministro de combustibles: no hay evidencia alguna de perpetuidad (no se emite opinión alguna sobre que tasa de perpetuidad se emplea, ni el nivel de reinversión en infraestructura asumido), como es usual en los análisis regulatorios con la significancia de éste.
6. Se evidencian inconsistencias y pautas equivocadas en los criterios para la actualización de las valorizaciones de infraestructura. En la metodología para el cálculo de tarifas de almacenamiento, se usa un criterio para la actualización de activos desde el año 2012 (estudio AON) a 2020 y uno diferente para su actualización a futuro. A continuación de desarrollan dichas inconsistencias.

En el documento presentado a consulta pública define como índice de ajuste a las tarifas de almacenamiento el *CPI All Urban consumers*. Este índice de precios al consumidor para consumidores urbanos, mide los cambios en el precio de una canasta de bienes y servicios adquiridos por los consumidores urbanos y no guarda relación alguna con las dinámicas del sector industrial o de la actividad de comercialización de hidrocarburos en particular. Las instalaciones logísticas como un mix de tanques, cañerías, instalaciones de bombeo y cargaderos, con algo menor de servicios (iluminación y potencia eléctrica, sistemas de aguas, efluentes, red contra incendios, etc.) y edificios. Estas obras tienen un porcentaje integrado en pesos uruguayos, por salarios, gastos locales, alquileres etc., y otro porcentaje de componentes importados, que se pagan en Dólares Americanos, generalmente. Para actualizar el valor de activos para un conjunto de instalaciones de este tipo, es razonable emplear un 50%/50% de costo de Construcción (indexado en Pesos), y costo de Materiales y Equipos (integrado en moneda extranjera, principalmente Dólares Americanos).

- Para actualizar los valores en Pesos vinculados a la construcción, el índice más adecuado es el ICC (índice de Costo de Construcción) o el IMS (índice medio de salarios) aportados por el INE.
- Para actualizar los valores en Dólares relacionados con equipos, se puede usar un indicador CEPCI (Chemical Engineering) que es derivado de valores del BLS de USA y que representa a dicho sector de actividad.

Concretamente, el CPI All Urban consumers no aplica de ninguna forma a éste análisis. De existir alguna fundamentación al respecto, se solicita al regulador presentar el desarrollo del mismo.

Dimensionamiento de la infraestructura: días de inventario

URSEA plantea sin fundamentación ni detalle de cálculo 20 días como duración promedio en la operación de importación y 10 días de inventario, lo que induce a un total de 30 días, y menciona sería suficiente para URSEA asegurar el permanente suministro. ANCAP no está de acuerdo con el planteo y expone sus argumentos tal y como sigue en este documento. Se plantea para el fin mencionado un abordaje de cálculo en base a importaciones reales sucedidas a Uruguay, y aplicando la metodología de cálculo riguroso basado en el texto *Inventory Control and Management, (Second Edition)*. Para ello se procede a definiciones básicas y referencias cuantitativas de cada concepto. Adicionalmente se volverá brindar evidencias sobre políticas internacionales en esta materia (países refinadores, con crudo y derivados en tierra) que son concordantes con el cálculo mencionado.

Tiempo de reposición (Lead time)

Es el tiempo transcurrido entre que se emite una orden de pedido de compra, suceden los procesos logísticos involucrados (en este caso –importación de combustibles que son materiales adquiridos externamente- se compone de el tiempo en que se da la disposición del buque, posicionamiento y carga en puerto origen, navegación, llegada a zona destino, alijo, ingreso a puerto destino, descarga, análisis de calidad final (eventual mezcla con biocombustibles) y disposición en Planta de Distribución para despacho.

A esta hipótesis se le hace un análisis estadístico incluyendo tiempos promedios y variación estándar de la muestra seleccionada, en el proceso de suministro y en la demanda existente.

Calculo del Inventario necesario: de seguridad de suministro y operativo

Inventario de seguridad de suministro

Es el inventario adicional al inventario operativo con el que debe contar para lograr cierto nivel de servicio (garantía de entrega de producto). Lo anterior debe contemplar las desviaciones que pueden existir tanto en el tiempo de reposición, como en la demanda.

La teoría establece que la fórmula adecuada de cálculo es la siguiente¹⁵:

$$SS = Z * \sigma_{LTD}$$

- SS = Inventario de seguridad
- Z = Factor de cobertura
- σ_{LTD} = Desviación estándar de la cadena de suministro

El factor de cobertura representa el nivel de servicio que se pretende: probabilidad de quiebre de stock admisible.

La desviación estándar en la cadena de suministro, incorpora ponderadas, las variaciones previamente mencionadas.

Independiente del resultado numérico del cálculo presentado anteriormente (que se expondrá a continuación) en el caso de la energía (bien sistémico y estratégico en la economía) las naciones asumen criterios puntuales para evitar situaciones de desabastecimiento, que también se referencian.

Tiempos de reposición Uruguay: Importación de combustibles

En el siguiente gráfico se presenta detallado los tiempos¹⁶ de cada una de las etapas en importaciones de combustible automotor, en las condiciones de compra conceptuales dentro del

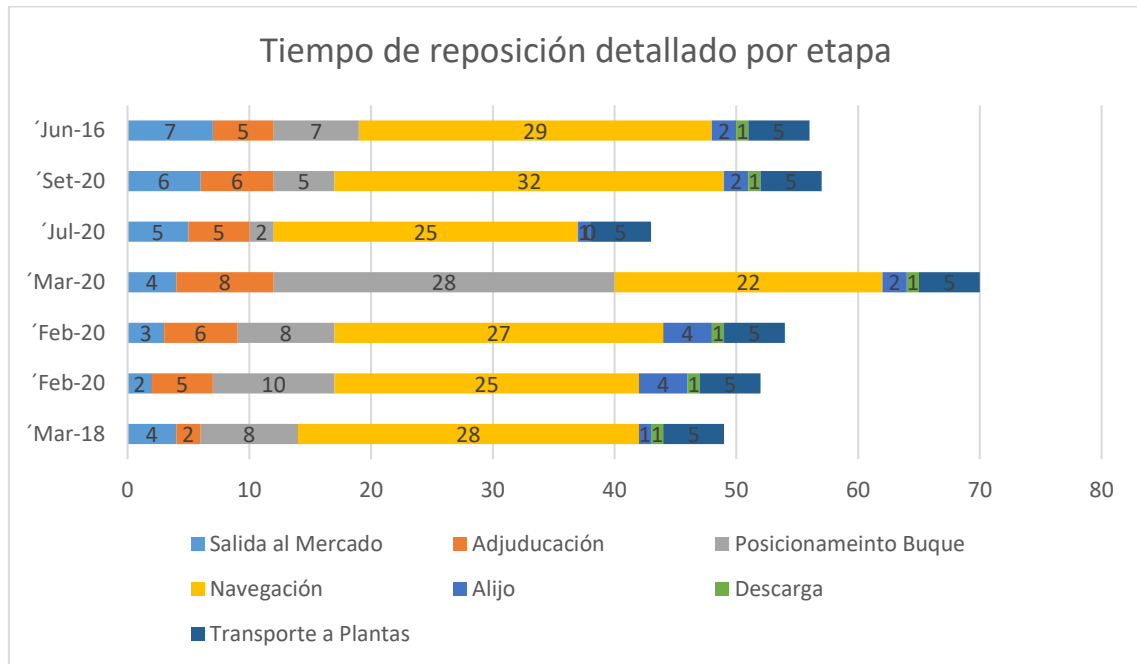
¹⁵Inventory Control and Management

¹⁶ Información comercial disponible al detalle.

marco de Precios de Paridad de Importación. Se desprende que el Lead Time promedio es 54 días. La desviación estándar para la muestra seleccionada es de 8 días.

Suponiendo que la demanda mensual son 75000 m3 de producto, el Lead Time expresado en ventas son 135000 m3, mientras que las desviaciones estándar son 20000 m3.

Gráfico 4- Tiempo de reposición detalle por etapa



Incertidumbre en la demanda (variación estándar)

Dado que el tiempo de reposición son aproximadamente dos meses, se trabaja en función de datos históricos comparando las ventas reales con la planificación de la demanda en el mes n-2, para la descarga en el mes n. Del análisis estadístico presentado en el ANEXO 7, y la adición de las desviaciones estándar para gasolina y gasoil, se llega a que la misma es de 4.27 días.

Suponiendo demandas mensuales de 75000 m3, los tres días mencionados representan 10675 m3.

Incertidumbre en tiempo de reposición de la cadena de suministro

Por lo tanto, el cálculo se resume a:

- σ_{LTD} = Desviación estándar de la cadena de suministro (valor a calcular)
- σ_D =Desviación estándar de la demanda (10675 m3)
- D=Demanda mensual (75000 m3)
- LT= Lead Time 1,8 meses
- σ_{LT} =Desviación estándar del Lead Time 0,267 meses

Se presenta a continuación la ecuación y cálculos realizados en la tabla presentada.

$$\sigma_{LTD} = \sqrt{(LT * \sigma_D^2 + D^2 * \sigma_{LT}^2)}$$

Tabla 17- Detalle Cálculo seguridad de suministro

σ_{LTD}	24.620	
σ_D	10.675	m3
D	75.000	m3
LT	1,8	meses
σ_{LT}	0,267	meses
σ_D^2	113.955.625	
D^2	5.625.000.000	
LT	1,8	
σ_{LT}^2	0,071289	
Z (99,7)	3,21	
Stock de seguridad	79.029	m3

De la anterior ecuación se desprende que el σ_{LTD} =24620m3.

Al aplicar un factor probabilidad de cobertura de suministro 99,9%¹⁷, que equivale a un Z=3,21 de acuerdo a tablas de distribución normal estándar¹⁸, el nivel de seguridad de inventario resulta en 79029 m3.

¹⁷ Obligación inherente a condición monopólica.

¹⁸ Anexo 5-Tabla de distribución normal acumulada

Lo anterior, asumiendo una demanda de 75000 m3 mes resulta en 32 días de garantía de suministro.

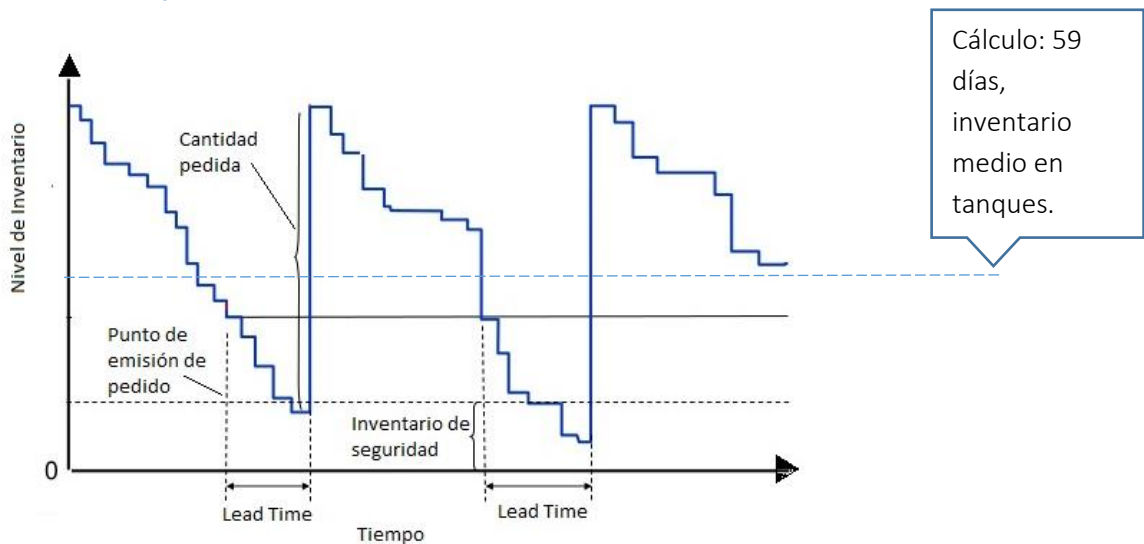
Inventario operativo

El inventario operativo oscilará entre el nivel máximo (reciente recepción de producto) y el nivel previo a la recepción del nuevo cargamento. Por lo tanto, a lo largo del tiempo el inventario medio operativo será aproximadamente el 50% del inventario solicitado en la orden, que considerando el Lead Time de 54 días, será de 27 días.

Resumen inventario necesario (total)

A efectos ilustrativos se presenta el siguiente gráfico, donde se exponen los conceptos mencionados a lo largo del tiempo. Surge del mismo que el inventario necesario será la sumatoria de 32 días (garantía de suministro) más 27 días (inventario operativo). Resultando en 59 días.

Figura 3- Ciclo de comprar e inventario



Según el abordaje de cálculo la infraestructura debería dimensionarse para 59.

Criterios internacionales para la determinación de inventarios de seguridad

Adicionalmente y en congruencia con el criterio detallado en el apartado anterior, internacionalmente las reservas estratégicas impuestas por los países miembros de la Agencia Internacional de Energía siguen un criterio de 90 días de stocks de seguridad de crudo. Son exceptuados los países que son exportadores netos como Noruega, Canadá y México que no pueden ser tomados como referencia por las diferencias estructurales entre estos mercados y Uruguay:

- International Energy Agency ¹⁹

De conformidad con el Acuerdo sobre un Programa Internacional de Energía (I.E.P.), cada país de la AIE tiene la obligación de mantener existencias de petróleo de emergencia equivalentes a al menos 90 días de importaciones netas de petróleo. En caso de una interrupción grave del suministro de petróleo, los miembros de la AIE pueden decidir liberar estas existencias al mercado como parte de una acción colectiva.

Junto con otras políticas de emergencia, la estructura de existencias de los miembros de la AIE se evalúa cada 5 años como parte de un proceso de revisión punto a punto.

- Directiva de la UE sobre inventarios de petróleo (2009/119/CE)²⁰:

Los países de la UE deben mantener existencias de emergencia de petróleo crudo y/o productos petrolíferos equivalentes a al menos 90 días de importaciones netas o 61 días de consumo, lo que sea mayor.

Las existencias deben estar disponibles para que, en caso de crisis, puedan asignarse rápidamente a donde más se necesitan.

Los países de la UE deben enviar a la Comisión Europea un resumen estadístico de sus existencias al final de cada mes. Este resumen debe indicar el número de días de importaciones o consumos netos que representan las existencias.

¹⁹ IEA Oil security - <https://www.iea.org/areas-of-work/ensuring-energy-security/oil-security>

²⁰ EU Council Directive 2009/119/EC -impone inventarios mínimos de seguridad para crudo y/o derivados.- https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-security/eu-oil-stocks_en

Durante una crisis de suministro, la Comisión es responsable de organizar una consulta entre los países de la UE. Los retiros de las existencias no deben hacerse antes de esta consulta, excepto en una situación muy urgente

El Grupo de Coordinación del Petróleo es un grupo consultivo permanente que facilita la coordinación entre los países de la UE y con la Comisión.

Definición de estándares técnicos adoptadas para Uruguay

En base a los dos criterios expuestos y sustentados con metodología y bibliografía oportunamente citada, se fija para el país la necesidad de contar mínimamente con 60 días de inventario, y en base a ello se debe dimensionar la infraestructura necesaria y por lo tanto la inversión.

Uruguay a lo largo del tiempo sostiene inventarios de seguridad, manteniendo un compromiso de eficiencia entre el nivel de garantía de suministro y los costos financieros asociados a éstos.

Contar únicamente con 30 días de inventario compromete a niveles no aceptables (probabilidad de quiebre de suministro no admisible) la seguridad de suministro del país.

Esta diferencia sustancial de días impacta fuertemente en los análisis financieros desarrollados para la determinación de los costos de la cadena de abastecimiento.

Margen de comercialización del importador teórico

La actividad de un comercializador mayorista es la que realizaría un operador que adquiere el producto en condición DAP Puerto/Muelle, efectúa la descarga, internación, disposición y operación de infraestructura (ductos, instalaciones de bombeo, tanques de almacenamiento, etc.) y almacenamiento del producto para su venta a distribuidores y/o grandes clientes.

La comercialización mayorista es un negocio que requiere elevado capital, operando un mercado con gran volatilidad de precios internacionales y variación del tipo de cambio de la moneda local en que obtendría sus ingresos. El margen de comercialización refiere **a la retribución del capital de trabajo invertido en esa operación y los riesgos asociados.**

En el caso de Uruguay las modificaciones de precios se realizarían en plazos de hasta 60 días (Ley 19.889, art.235).

El comercializador efectuaría la compra de producto en (n-1), aplicando capital de trabajo –se puede estimar en varias decenas de millones de dólares, asumiendo

- i) el riesgo asociado a la diferencia de precio de compra efectiva real respecto del Indicador utilizado (representa el promedio de las operaciones registradas en el mercado relevante)
- ii) costo de financiamiento del capital de trabajo: inventario local para venta (períodos n+1 y n+2) y compras de reposición al exterior (n-1)
- iii) el riesgo por variación del tipo de cambio en ese período

En el informe URSEA no efectúa evaluación de costos y riesgos de esta operación ni aplicación de ninguna metodología conocida dentro de la bibliografía utilizada para la valoración de activos financieros (por ej. CAPM, etc.).

Al mismo tiempo, en el informe se incurre en los siguientes errores conceptuales y cuantitativos:

- a) Comparación entre valores PPI URSEA e Importaciones ANCAP

El PPI calculado por URSEA refiere a operaciones de descarga en muelle La Teja.

Las importaciones de ANCAP en 2017, en ocasión del paro de refinería, fueron a través del Terminal de José Ignacio mayoritariamente y Refinería la Teja en menor medida. Las operaciones se realizaron mediante una conversión excepcional de las instalaciones en terminal J. Ignacio (tanques, ductos, etc.) a esos efectos. Los costos asociados al repago de esa infraestructura, adaptación, mermas y pérdidas, etc. de tal operativa no fueron considerados.

- b) Informe de Consultoría SCC (Ing. Carlos Zegers)

Las aclaraciones del error conceptual de la comparativa realizada respecto del PPI y los precios de importación en Chile, se encuentra en documento ANEXO 1, Nota Carlos Zegers a Consulta Pública Nro 45 URSEA. Algunas de las referencias de aplicación y medición del margen de comercialización (mayorista) en la metodología de PPI a mencionar son: Perú, Canadá (Provincia de New Brunswick), Sudáfrica, Australia, Nueva Zelanda. Los márgenes adoptados establecen en todos los casos importes que superan ampliamente el límite máximo de 2% (sobre el precio en salida de Planta, descontado de tasas e impuestos) y establecido por el decreto del Poder Ejecutivo.

El informe de URSEA es conceptualmente y cuantitativamente erróneo, no refleja la retribución esperada por un agente económico racional que invierta recursos financieros elevados (capital de trabajo), asumiendo riesgos por la variación de precios de compra del producto y del tipo de cambio por períodos de 60 días, sin que ninguno de estos factores haya sido evaluado aplicando técnicas y metodologías conocidas.

Costos de transporte a plantas de despacho

El polinomio contempla un diferencial de costos por planta y lo vincula al flete carretero entre La Tablada y cada planta de distribución, lo que entendemos conceptualmente correcto. Las plantas del interior se justifican en gran medida en cuanto permiten ahorrar fletes secundarios hasta el destino final de los productos. También se justifican al otorgar el sistema una cierta robustez, que permite abastecer parcialmente de combustibles al país en caso de indisponibilidad de La Tablada.

Entendemos por otra parte que el precio del flete relevante entre plantas es el de la tarifa vigente de fletes secundarios (adjunta en el ANEXO 6), más los peajes correspondientes a la ruta entre La Tablada y cada planta. Dichos precios surgen de la negociación periódica con los transportistas en base a las estructuras de costos del sector y el factor de utilización de la flota. Pese a que no surgen de un proceso competitivo, estos precios constituyen el mejor dato disponible para el cálculo del costo.

La Tarifa de fletes no es lineal en todo su rango en la distancia, y por ello no debe calcularse proporcionalmente en una planta respecto a otra. Hay que aplicarla tal cual se paga el servicio, incluyendo peajes.

Es importante destacar que la propuesta de URSEA no contempla compensaciones por variaciones safrales de volúmenes de despacho en las plantas ni derivaciones entre plantas (que incrementan costos de fletes) por motivos ajenos a la voluntad de ANCAP (problemas meteorológicos o de navegación fluvial; indisponibilidad de flota carretera o ferroviaria; etc.).

Costos financieros de mantenimiento de inventarios

La principal inexactitud en lo presentado por URSEA es la base (días de inventario) que asume, arrastrando por lo tanto una subestimación en el costo financiero incurrido. Se reiteran los conceptos manejados respecto al empleo de la determinación de la tasa de descuento, lo que también subestima el costo financiero.

Debe existir concordancia con los plazos factibles y argumentados en el presente documento en el proceso de compra, recepción, almacenaje, movimiento a Plantas, y créditos por ventas a las Distribuidoras.

Costo de mezcla con agrocombustibles

Uruguay no cuenta con infraestructura alguna capaz de recibir Biocombustibles vía marítima, por lo tanto, es incorrecto el abordaje conceptual que plantea URSEA. Para que este medio sea aplicable (abastecimiento vía marítima) debería incluirse la inversión necesaria (y por lo tanto repago de dicha infraestructura) o de lo contrario el modelado de precio de paridad correcto debería ser vía camión hacia las Plantas de Distribución en el caso del Bioetanol, y en el caso del B100, vía camión a Planta Capurro, puntos en los cuales si existe infraestructura de recepción, bombeo y mezcla de biocombustibles. Adicionalmente, las inversiones mencionadas (tanques Capurro, ducto B100, kits de mezcla de Bioetanol en Plantas de Distribución) también deberían ser contempladas.

Comentarios al borrador de ANCAP

Respuesta al Estudio Técnico URSEA (8 Octubre 2020)

Marco Conceptual

Los Precios de Paridad de Importación representan el costo de oportunidad que los consumidores de un mercado tendrían que pagar para adquirir un combustible que satisfaga las exigencias impuestas a los combustibles nacionales, de no existir suministro interno.

Tienen implícita las eficiencias de los procesos de producción del mercado de origen escogido para los indicadores de precio para el cálculo de los precios de paridad de importación. De acuerdo a esto, el cálculo de los PPI desde el mercado de la Costa del Golfo de EEUU implica establecer en Uruguay precios de combustibles producidos al nivel de eficiencia y tamaño de las refinerías de ese mercado, uno de los más eficientes y de mayor tamaño del mundo.

Los PPI deben reflejar las condiciones objetivas y disponibilidad de saldos netos de exportación del producto del mercado de origen, de manera que en cualquier momento se pueda traer un embarque real desde ese mercado de referencia.

Los precios de paridad, no tienen que coincidir con los precios reales efectivos de importación, ya que estos precios reales se encuentran influenciados por diversos factores, propios de cada agente que opera en el mercado, tales como la negociación de los contratos de suministro, oportunidades de compra/venta, imperfecciones del mercado y las decisiones particulares de los agentes para protegerse ante los riesgos que conllevan las fluctuaciones de precios en el mercado internacional.

El cálculo de los precios de paridad debe además reflejar las condiciones objetivas existentes de la infraestructura de recepción, almacenamiento y logística disponibles en el país de recepción del producto para que sea una real alternativa de abastecimiento de combustibles. De lo contrario, en el caso que se produzca una importación ocasional efectiva (como en el caso de falla de la refinería de La Teja), esta compra se produciría a un precio mayor que el de paridad, ya que estos no considerarían las condiciones y costos reales de la logística de recepción.

En la medida que los precios de paridad correspondan al cálculo desde un mercado objetivo, líquido y profundo, estos precios serán los de equilibrio en el mercado de destino. Si los productores locales o los importadores suben el precio interno por sobre el precio de paridad de importación, algún agente del mercado podrá realizar una importación efectiva desde el mercado de referencia y hará que el precio interno se ajuste al nivel de equilibrio que establece el precio de paridad de importación.

El cálculo de los PPI para importar el combustible desde el mercado de origen escogido, debe ser siempre en condición "ocasional" (spot). Esta condición en el cálculo del PPI

es relevante y esencial, ya que el precio de paridad debe representar en todo momento una alternativa efectiva de importación ocasional, sin reflejar eficiencias que algún agente del mercado pueda desarrollar aprovechando condiciones contractuales de suministro o de logística.

Fletes Internacionales

En relación a los fletes marítimos Internacionales que deben incluirse en el cálculo de los PPI, para ellos se deben usar indicadores de mercado informados por publicaciones técnicas. Sin embargo los fletes que se usen en el cálculo de los PPI, de las rutas escogidas del mercado, deben corregirse para reflejar las diferencias respecto de la ruta efectiva desde el mercado de origen hasta la refinería de La Teja. Esto es similar al criterio que se usa para los indicadores de precios FOB en el mercado de origen, los cuales deben corregirse para poder aplicarlos a las características de calidad de los combustibles en Uruguay.

Gas Licuado

En el caso del gas licuado, las publicaciones del mercado de fletes no informan tarifas para la ruta ni para naves del tamaño requerido para el suministro de este combustible al mercado de Uruguay. Por ello el cálculo más apropiado para este flete debe hacerse simulando el empleo de la nave gasera bajo la modalidad de arriendo por tiempo (TCh, time charter).

En esta modalidad el cálculo del flete es un polinomio que depende de la tarifa de arriendo por día de la nave, de su consumo de combustibles y de los gastos de puerto de la nave (gastos de agencia). Para estas 3 variables existen indicadores objetivos de mercado informados por publicaciones técnicas como Argus o Platts, y cotizaciones efectivas de costo de agencia. Por ello el uso de estos indicadores garantiza la mejor estimación del valor del flete en cualquier momento, al usarse en la fórmula (polinomio) que relaciona estas 3 variables para el viaje de la nave desde el mercado del Golfo de EEUU hasta Uruguay, y de los alijos en la descarga del gas licuado en la refinería de La Teja.

En el caso de la fórmula de URSEA, no usa un indicador de mercado para la tarifa de arriendo de la nave ni para el precio de los combustibles que consume la nave gasera, y tampoco incluye el costo de los gastos de puerto de la nave gasera.

Para actualizar la tarifa de arriendo de la nave, URSEA usa el indicador general de inflación de EEUU (CPI), lo que no corresponde puesto que la variación de las tarifas de arriendo de las naves NO tiene ninguna relación con la variación del CPI. Para el precio de los combustibles (bunker de la nave), la actualización de su precio URSEA lo relaciona al precio del fuel oil de 3% de azufre, lo cual tampoco tiene ninguna relación a partir de la entrada en vigencia este año de la nueva regulación de MARPOL que establece nuevos límites del contenido de azufre de los bunker que consumen las naves de transporte marítimo, los cuales no deben exceder el 0,5% de azufre.

Costo de los alijos de descarga

Para el costo de los alijos URSEA supone una operación estable y continua para abastecer la totalidad del mercado uruguayo. Esta suposición idealmente permitiría la contratación a largo plazo de naves para realizar estas operaciones de descarga, lo cual implica eficiencias que no pueden incluirse en el cálculo de los PPI.

La parte esencial del cálculo de los PPI radica en que se deben incluir indicadores de precio y tarifas ocasionales, pues de esa forma se estima el costo de oportunidad que tendría cualquier importador (incluso ANCAP) al realizar una compra ocasional efectiva. Esta es también una de las razones por las cuales se elige un mercado como la Costa del Golfo de EEUU como mercado de origen, pues garantiza que allí se puede obtener suministro efectivo y real de combustibles en cualquier momento.

Para el cálculo de los alijos se requiere representar la disponibilidad real de las naves adecuadas para la ocasión en que se requiera la descarga por alijos, y por ello se debe considerar la contratación ocasional de una nave que no está disponible en el mercado uruguayo, con todos los costos que ello implica.

Comparación de los PPI con Importaciones efectivas.

URSEA en la página 25 de su estudio se refiere al Margen de Comercialización y alude a que... "Por otra parte, se considera que un importador podrá tomar decisiones de compra en forma flexible, comprando productos a un precio por debajo del PPI".

Luego hace alusión a la comparación que se hizo en un estudio en Chile (realizado por mi empresa de consultoría para la Comisión Nacional de Energía) de las importaciones regulares con los precios PPI, los cuales en promedio fueron mayores que los precios efectivos pagados en las importaciones. Ese resultado es el esperado, puesto que los PPI deben reflejar el costo de oportunidad ocasional de compra de los combustibles, y los precios efectivos pagados informados por la aduana, corresponden a operaciones regulares de abastecimiento las cuales reflejan las diversas condiciones de un suministro continuo y regular que aprovecha ventajas de tipo comercial, de coordinación operativa y de programación.

Al referirse al margen de comercialización URSEA establece un costo de US\$ 800 mil anuales asociado a la gestión de la actividad de importar el volumen de 2 millones de m³ para abastecer la totalidad del mercado uruguayo. Este monto equivale a 0.15 cUS\$ por galón, cifra que es despreciable y comparable en magnitud al rango de precios que informan diariamente las publicaciones técnicas de precios como Argus o Platts. No parece razonable ni posible que algún agente económico realice importaciones de este tipo con una retribución económica de la magnitud de la antes indicada.

Carlos Zegers
PPI ANCAP
Octubre 2020

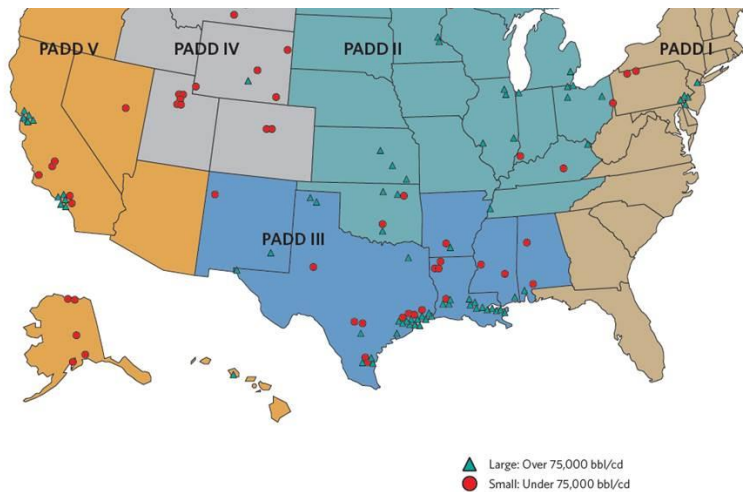
ANEXO 2- Comparación de eficiencia en USGC vs Uruguay

Debe tenerse en cuenta que el centro refinador USGC es el mayor del mundo y dispone de crudo producido localmente (“shale oil”), entregado vía oleoducto u otros medios de transporte en sus refinerías. Esto le da una ventaja de precio sobre los demás centros refinadores, que con la excepción de Medio Oriente tienen entregas marítimas de crudo nacional o importado que incrementan el costo.

Se muestra a continuación el mapa actualizado a 2019 de las refinerías de la Costa del Golfo. Las refinerías que influyen mayormente en la fijación de precios son las de los Estados de Texas y Luisiana²¹

Cuanto mayor es la escala y complejidad de configuración de una refinería mayor es su competitividad. Si bien las refinerías de USGC no son las mayores del mundo, tienen en promedio más elevada complejidad. Una mayor escala permite costos unitarios más reducidos mientras que una mayor complejidad aumenta los costos unitarios, pero permite obtener un mayor margen de refinación ya que se obtiene mayor proporción de productos “limpios” y en este caso, incluso de valor petroquímico.

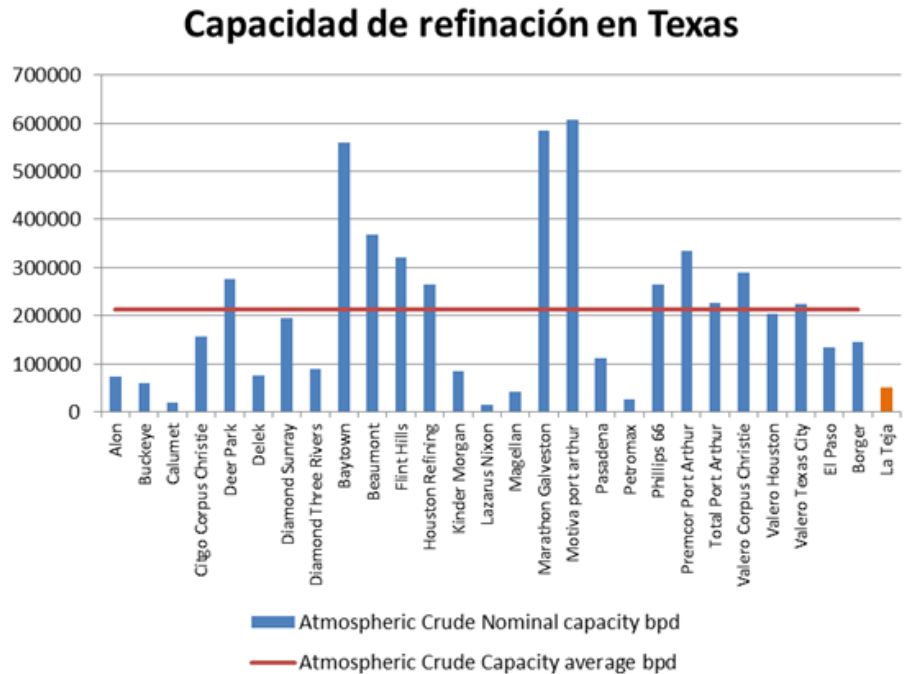
Figura 5. Mapa de ubicación de refinerías en los Petroleum Administration for Defence Districts de EEUU



²¹ Fuente de datos: <https://www.afpm.org/system/files/attachments/AFPM-Capacity-Report-2019.pdf>

Se presenta a continuación un resumen de tamaños y complejidad de las refinerías de Texas según la referida publicación.

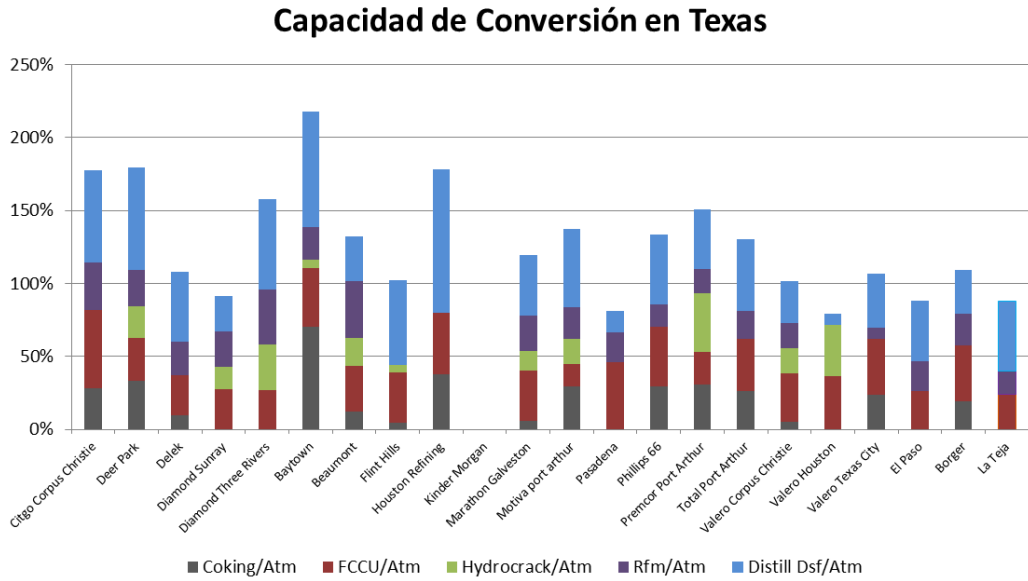
Gráfico 5- Capacidad de procesamiento refinerías en PADD III (USGC)



Si bien existen refinerías de capacidad de refinación similar o incluso inferior a La Teja, estas refinerías son “pequeñas” y de acuerdo a La Figura A1 no están localizadas cercanas a la costa donde están las refinerías de mayor porte. El promedio simple la capacidad de refinación de las refinerías en Texas es equivalente a 4 veces la capacidad de La Teja.

En cuanto a conversión, muchas refinerías de las “no pequeñas” tienen coker por lo que su producción de fuel oil es muy limitada y por lo tanto el valor de productos limpios relativo a crudo puede ser más competitivo. Varias incluso tienen capacidad de hidrocrackeo con producción de destilados medios.

Gráfico 6- Capacidad de Unidades de proceso relativo a Destilación Atmosférica en refinерías en PADD III (USGC)



En promedio estas referías tienen un 18% de su capacidad de destilación como capacidad de Coquizado, un 32% de capacidad de Craqueo Catalítico (La Teja 24%), un 11% de Hidrocrqueo, un 19% de Reformado (La Teja 16%) y un 44% de capacidad de desulfurización de destilados medios (La Teja 48%).

Lo anterior da una clara idea de que este conjunto de refinерías tiene una mayor capacidad de conversión de crudo en productos limpios. Con esto tienen la posibilidad de adquirir una dieta de crudo pesado para aprovechar la posibilidad de reducir el costo u obtener mayor proporción de combustibles gasolinas y gasoil a partir de una dieta de crudo medio/liviano.

En cuanto a costos y márgenes, las refinерías en PADD III junto con PADD I tienen el menor margen de rentabilidad y el menor costo operativo de todas las regiones de EEUU. Esto nuevamente apunta a la gran eficiencia y competitividad de este sector, incluso dentro del país.

ANEXO 3 -Comparación Precios DAP eficientes (Consultoría SCC) con valores de Mercado y PPI URSEA

Introducción

De acuerdo al informe *Revisión precios eficientes Salida de Planta ANCAP Setiembre 2020* se contestó a Consulta Pública Nro. 43 con una revisión de la metodología de cálculo de precios de Paridad de Importación DAP La Teja. Dicha metodología se explicita en mayor detalle en el documento similar elevado para responder a la Consulta Pública Nro. 45.

Una vez definida la metodología de cálculo de precios DAP para los diferentes productos, se debe verificar que los valores alcanzados concuerdan con valores de mercado reales.

A estos efectos, una primera fuente de referencia son las compras puntuales realizadas por ANCAP, que aunque no coincidan exactamente con la calidad y la parcela estipuladas en la metodología propuesta, incorporan elementos concretos evaluados por el mercado.

Otra fuente de referencia de valores reales de mercado a considerar son los precios de importación que publica mensualmente la Secretaría de Energía de la República Argentina²². Si bien también existe diferencias en tamaño de parcela y calidad, a lo que se suma particularidades de fijación de precio entre otros factores.

La comparación se realiza en base a:

- Precios Spot ANCAP: precio DAP construido con indicador y diferencial obtenidos de adquisiciones realizadas
- Precios Argentina:
 - Gasolinas: promedio mensual de las importaciones de Nafta Grado 2²³ (Super) y Nafta Grado 3²⁴ (Ultra)
 - Gasoil: promedio mensual de las importaciones de Gasoil Grado 3²⁵ (Ultra)
 - Fuel oil: dado que no hay importaciones de este producto en Argentina ni en la región, se considera como referencia comparativa los valores de exportación FOB en Argentina y se agrega un costo estimado de flete hasta La Teja.
- Publicaciones Platts:

²² <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/precios-de-hidrocarburos>

²³ Gasolina RON min. 95, MON min. 84, bioetanol 12%, azufre máx.75 ppm

²⁴ Gasolina RON min. 98, MON min. 85, bioetanol 12%, azufre máx.10 ppm

²⁵ Gasoil cetano min. 55, punto de inflamación 60°C, 10% biodiesel, azufre máx. 8 ppm

- Gasolina entregada en Paranaguá: se considera que la calidad de gasolina con destino mercado Brasil está muy alejada de la calidad ANCAP, teniendo en cuenta que se mezcla con 27% de etanol en lugar de 5% como fue establecido por Decreto n° 241/2020. Por lo tanto, no se realiza esta comparación.
- Gasoil entregado en Argentina con calidad Ultra YPF²⁶
- Argus también realiza publicaciones de precios de gasolina y gasoil ya entregados en Uruguay y Argentina. ANCAP no cuenta con suscripción Argus, por lo que se dispone de estas series de datos.

También se realiza la comparación con los precios resultantes de la Metodología URSEA revisión 2017. Si bien según documento *Anteproyecto relativo a la Metodología para la determinación de los precios de paridad de importación de productos derivados del petróleo URSEA* publicado para consulta pública Nro. 43 el 11 de setiembre de 2020 URSEA propone cambios con respecto a la revisión 2017, no se cuenta aún con todos los elementos para realizar el cálculo de la nueva propuesta.

Gasolinas

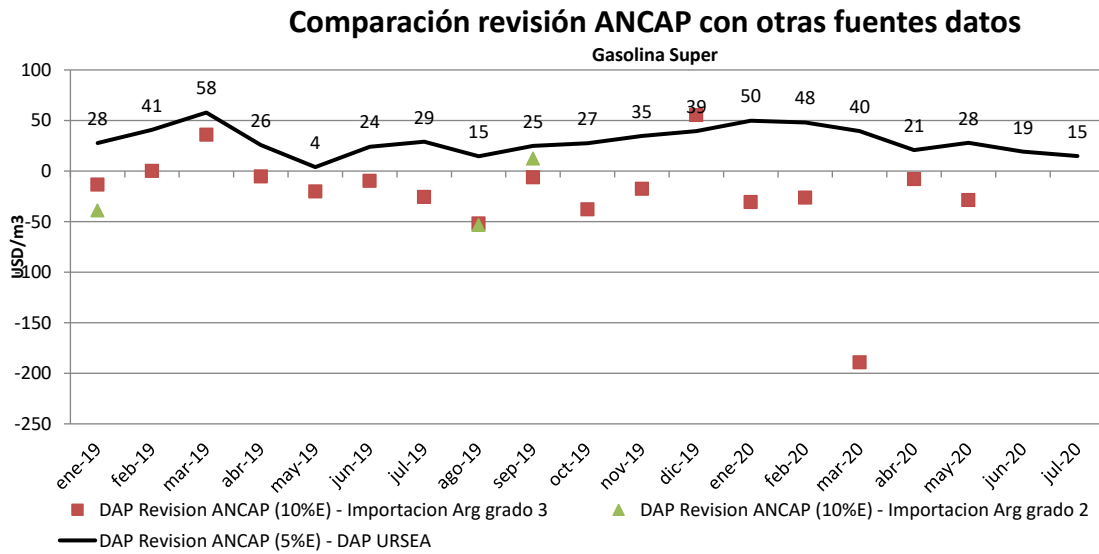
Gasolina Super

Para la gasolina se compara:

- DAP Revisión ANCAP (10%E) -Importación Arg grado 3 y DAP Revisión ANCAP (10%E)- Importación Argentina grado 2: a efectos de ajustar la comparación se considera en el DAP de ANCAP solamente el 50% de los costos de alijos, ya que las instalaciones de Argentina permiten una logística más económica en el costo de alijos. Se toma como referencia la gasolina Súper con 10% por acercarse al contenido de etanol en Argentina
- DAP Revisión ANCAP (5% Etanol) – DAP URSEA: DAP URSEA metodología revisión 2017. Se compara gasolina Súper con igual porcentaje de etanol (5%)
- En el período considerado ANCAP no realizó compras de gasolinas por lo que no se cuenta con Precio Spot ANCAP

²⁶ Gasoil cetano min. 55, punto de inflamación 60°C, 10% biodiesel, azufre máx. 8 ppm

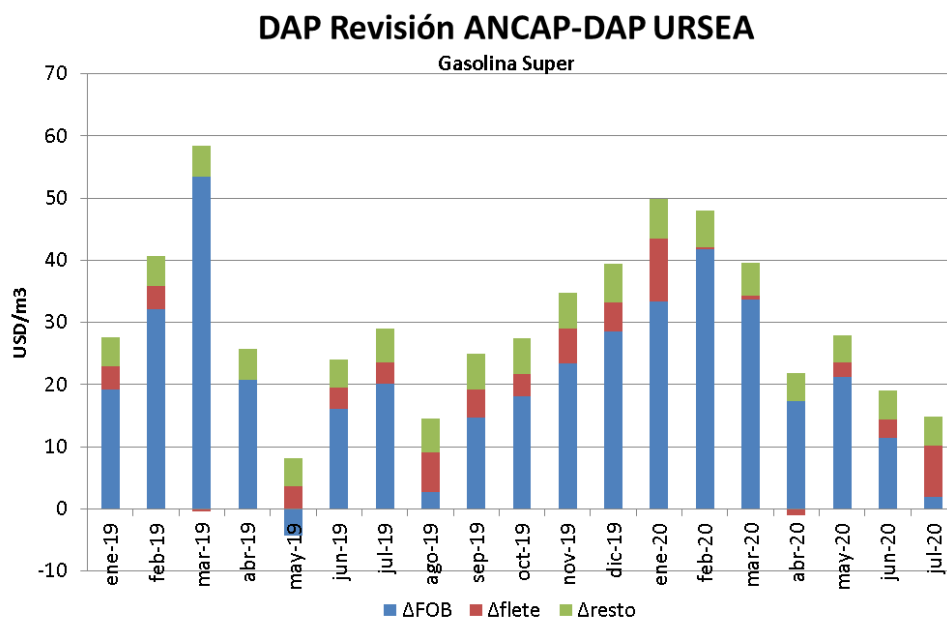
Gráfico 7-Comparación revisión ANCAP con otras fuentes de datos - Gasolina Súper



Surge de la gráfica anterior que los precios informados por la Secretaría de Energía de la Rep. Argentina, si bien es de esperar oscilaciones de precio ya que son compras cuya parcela, calidad y período de fijación de precios (entre otros) no se ajustan a la metodología, se ve que en promedio tienen un buen ajuste.

Con respecto a los precios de la metodología URSEA 2017, se observa una diferencia sistemática siendo los valores URSEA inferiores a los obtenidos en la revisión de ANCAP. En la siguiente gráfica se realiza una apertura de las causas, agrupándolas en factores FOB, fletes oceánicos y demás ítems entre los que se encuentran los alijos y las demoras.

Gráfico 8 - DAP revisión ANCAP-DAP URSEA - Gasolina Súper



Se observa cierta periodicidad en el ajuste FOB, el cual se debe a la diferencia en los indicadores que estaban siendo tomados como referencia y el ajuste de TVR que no se tomaba en cuenta previamente.

Adicionalmente se da una desviación de menor incidencia en el flete oceánico debido a que URSEA consideraba rutas de referencia no representativas sin tener en cuenta los desvíos necesarios para representar la ruta real²⁷.

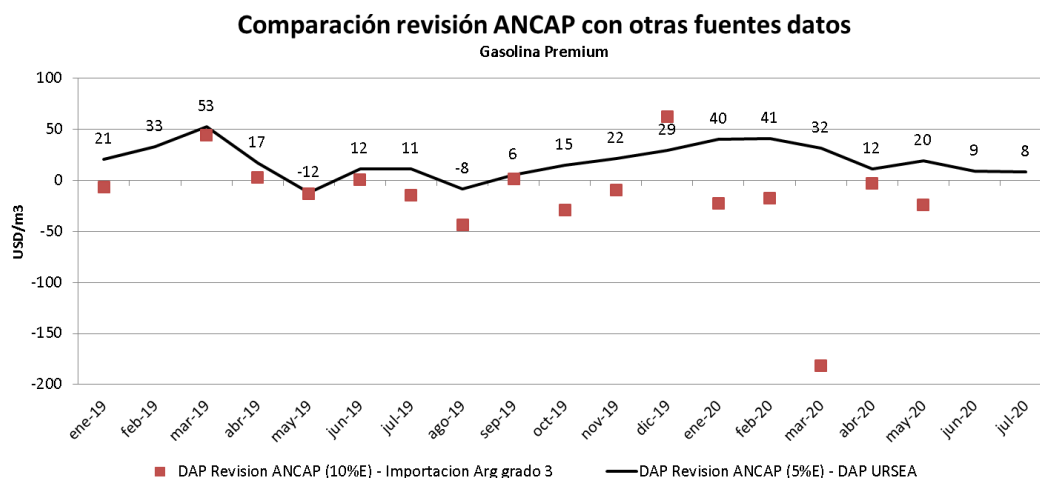
Finalmente, la diferencia restante se debe principalmente a que la estimación de costos de alijos y demoras actualizada es mayor costo que el de la metodología URSEA 2017.

Gasolina Premium

De forma análoga a la comparación anterior, para la gasolina Premium 5% etanol se compara:

- DAP Revisión ANCAP (10%E) - Importación Argentina grado 3: a efectos de ajustar la comparación se considera en el DAP de ANCAP solamente el 50% de los costos de alijos, ya que las instalaciones de Argentina permiten una logística más económica en el costo de alijos. Se toma como referencia la gasolina Premium con 10% por acercarse al contenido de etanol en Argentina
- DAP Revisión ANCAP (5% Etanol)– DAP URSEA: DAP URSEA metodología revisión 2017. Se compara gasolina Premium con igual porcentaje de etanol (5%)
- En el período considerado ANCAP no realizó compras de gasolinas por lo que no se cuenta con Precio Spot ANCAP

Gráfico 9 - Comparación revisión ANCAP con otras fuentes de datos - Gasolina Premium

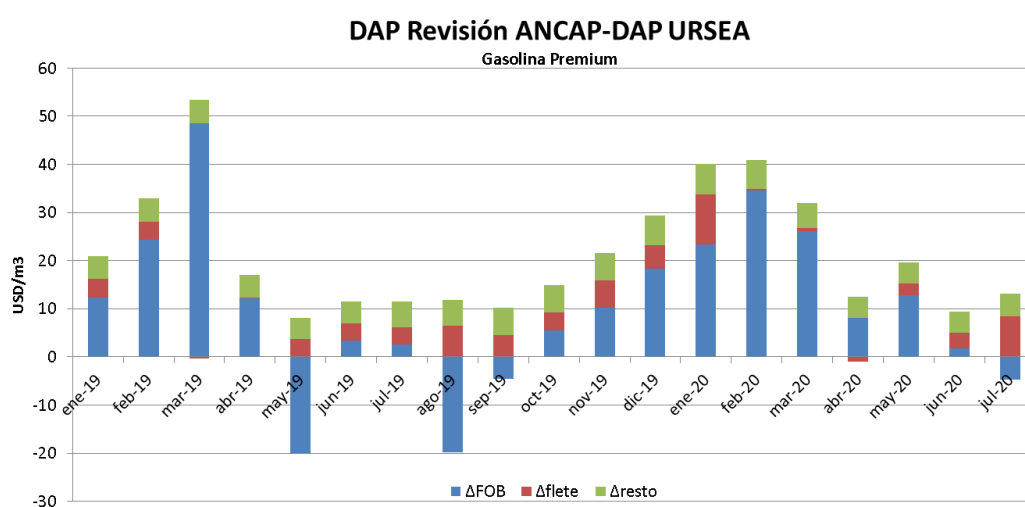


²⁷ Ver Informe Revisión precios eficientes Salida de Planta ANCAP Setiembre 2020 – págs. 24-25

Al igual que en el caso de la gasolina Super, surge de la gráfica anterior que los precios informados por la Secretaría de Energía de la Rep. Argentina, si bien es de esperar oscilaciones de precio ya que son compras cuya parcela, calidad y período de fijación de precios (entre otros) no se ajustan a la metodología, se ve que en promedio tienen un buen ajuste.

Con respecto a los precios de la metodología URSEA 2017, se observa una diferencia sistemática siendo los valores URSEA inferiores a los obtenidos en la revisión de ANCAP. En la siguiente gráfica se realiza una apertura de las causas, agrupándolas en factores FOB, fletes oceánicos y demás ítems entre los que se encuentran los alijos y las demoras.

Gráfico 10 - DAP revisión ANCAP-DAP URSEA Gasolina Premium



Para la gasolina Premium también se observa cierta periodicidad en el ajuste FOB aunque las diferencias son más variables que en el caso de la gasolina Súper. Esto se debe a la diferencia en los indicadores que estaban siendo tomados como referencia y el ajuste de TVR que no se tomaba en cuenta previamente.

Adicionalmente se observa la desviación en el flete oceánico debido a que URSEA consideraba rutas de referencia no representativas sin tener en cuenta los desvíos necesarios para representar la ruta real²⁸.

Finalmente, la diferencia restante se debe principalmente a que la estimación de costos de alijos y demoras actualizada es mayor que el de la metodología URSEA 2017.

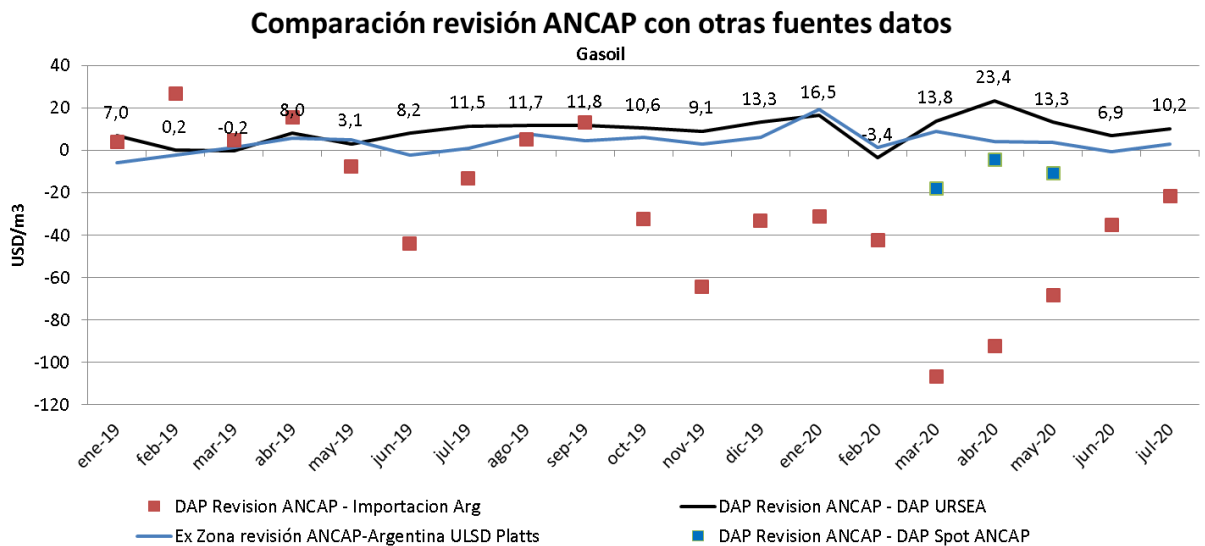
²⁸ Ver Informe Revisión precios eficientes Salida de Planta ANCAP Setiembre 2020 – págs. 24-25

Gasoil

En forma similar a lo presentado en Gasolinas, se presenta la comparación para el gasoil.

- DAP Revisión ANCAP-Importación Argentina: a efectos de ajustar la comparación se considera en el DAP de ANCAP solamente el 50% de los costos de alijos, ya que las instalaciones de Argentina permiten una logística más económica en el costo de alijos
- DAP Revisión ANCAP- DAP Spot ANCAP: en este caso los valores Precio Spot ANCAP para el gasoil surgen de las siguientes adquisiciones:
 - Descarga marzo 2020, 15.000 m3, cetano mín. 50, azufre max. 10ppm, Flash Point mín. 60°C, origen Estados Unidos
 - Descarga abril 2020, 25.000 m3, cetano mín. 50, azufre max. 10ppm, Flash Point mín. 60°C origen India
 - Descarga mayo 2020, 23.000 m3, cetano mín. 50, azufre max. 10ppm, Flash Point mín. 60°C, origen India
- Ex Zona revisión ANCAP-Argentina ULSD Platts: Se compara el precio Ex zona que surge de restar alijos, mermas y seguro al precio DAP con el indicador Platts.
- DAP Revisión ANCAP – DAP URSEA: DAP URSEA metodología revisión 2017

Gráfico 11 - DAP revisión ANCAP con otras fuentes de datos Gasoil



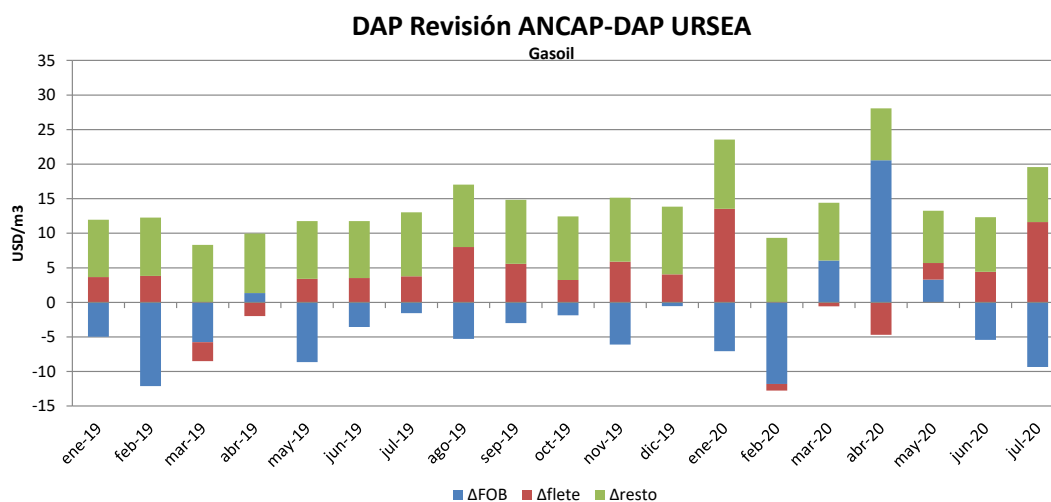
Surge de la gráfica anterior que los precios informados por la Secretaría de Energía de la Rep. Argentina, si bien es de esperar oscilaciones de precio ya que son compras cuya parcela, calidad y período de fijación de precios (entre otros) no se ajustan a la metodología, se ve que en

promedio tienen un buen ajuste hasta octubre 2019. A partir de dicha fecha hay una desviación que no puede explicarse, que se recupera sobre julio 2020. Sin embargo, en ese período se encuentran las ofertas spot recibidas por ANCAP que muestran muy buen ajuste con la metodología propuesta.

En cuanto a la comparación del precio ex zona revisión ANCAP con el indicador Platts Argentina ULSD, presenta un buen ajuste.

Con respecto a los precios de la metodología URSEA 2017, se observa una diferencia sistemática siendo los valores URSEA inferiores a los obtenidos en la revisión de ANCAP. En la siguiente gráfica se realiza una apertura de las causas, agrupándolas en factores FOB, fletes oceánicos y demás ítems entre los que se encuentran los alijos y las demoras.

Gráfico 12- DAP revisión ANCAP-DAP URSEA Gasoil



Si bien el indicador de mercado propuesto por ANCAP tiene menor valor que en el caso de metodología URSEA 2017, las componentes de flete oceánico y de alijo compensan esta diferencia. La desviación en el flete oceánico se debe principalmente a que URSEA consideraba rutas de referencia no representativas sin tener en cuenta los desvíos necesarios para representar la ruta real²⁹. En cuanto al alijo se actualiza su valor a parámetros extraídos de mercado. Esta es la razón por la que la diferencia sistemática en gasoil es menor que en el caso de gasolina.

²⁹ Ver Informe Revisión precios eficientes Salida de Planta ANCAP Setiembre 2020 – págs. 24-25

Fuel oil

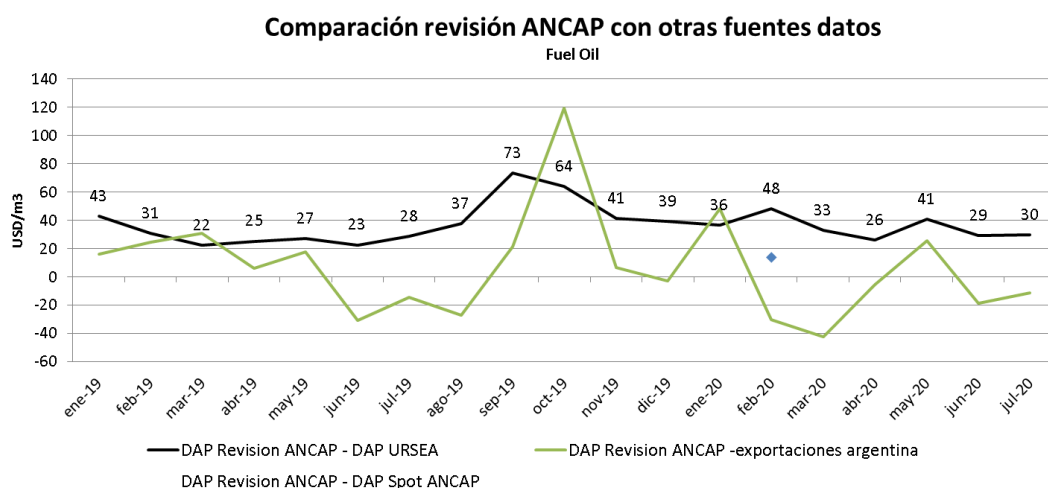
En forma similar a lo presentado en gasoil, se presenta la comparación para el fuel oil. Cabe destacar que a diferencia del gasoil que suele tener uniformidad en su especificación (por ejemplo Euro V o calidad Colonial Pipeline), la calidad de fuel oil es bastante más variable y depende de los requisitos del comprador (viscosidad, Residuo Concarbon, Punto de escurrimiento, contenido de metales, etc.). Por lo tanto, a pesar que cumple con un contenido máximo de 1% en peso de azufre, es de esperar mayor variabilidad de valores y un ajuste menor.

La fuente de mercado regional es el reporte de la Secretaría de Energía en este caso las operaciones de exportación, que son más frecuentes que las de importación, a las cuales se suma un flete estimado hasta La Teja.

Los datos disponibles de mercado son:

- DAP Revisión ANCAP-Importación Argentina: a efectos de ajustar la comparación se adiciona al valor de exportación un flete de 25 USD/m³ desde Argentina a Montevideo
- DAP Revisión ANCAP- DAP Spot ANCAP: en este caso los valores Precio Spot ANCAP para el fuel oil surgen de una cotización en firme de fecha febrero 2020, contenido máximo de azufre 1%S en parcela 8000 m³
- DAP Revisión ANCAP – DAP URSEA: DAP URSEA metodología revisión 2017

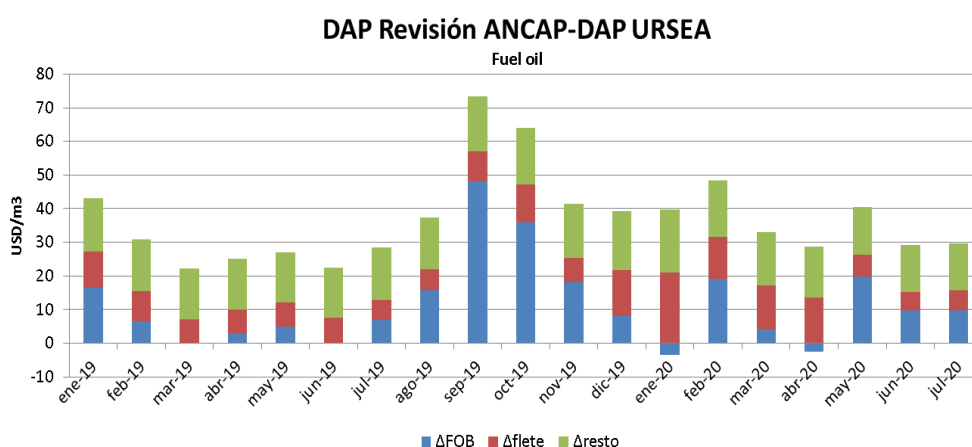
Gráfico 13 - Comparación revisión ANCAP con otras fuentes de datos Fuel Oil



Del análisis de los datos surge un buen ajuste con el dato spot de ANCAP y un correcto ajuste con la estimación de mercado regional.

De la comparación con la metodología URSEA 2017 surge una diferencia sistemática, en la siguiente gráfica se realiza una apertura de las causas, agrupándolas en factores FOB, fletes oceánicos y demás ítems entre las que se encuentran los alijos y las demoras.

Gráfico 14 - DAP revisión ANCAP-DAP URSEA Fuel Oil



En este caso todos los componentes del precio DAP presentan desviaciones en el mismo sentido, desde el componente FOB, fletes y el componente de alijos. En cuanto al mercado FOB se recomendó el cambio de Nueva York a USGC, que de acuerdo a lo expresado es un mercado con mayor producción de fuel oil. Con respecto a la componente de flete oceánico, se fundamentó un incremento de 22% por la desviación hacia el Sur de la ruta publicada del Caribe – EEUU. Por último, se encuentra que el cálculo del costo de alijo, tomando en cuenta la legislación vigente y los datos de mercado de charteo de buques, así como las demoras basadas en la metodología Worldscale del buque oceánico, dan una actualización consistente con las realidades del mercado.

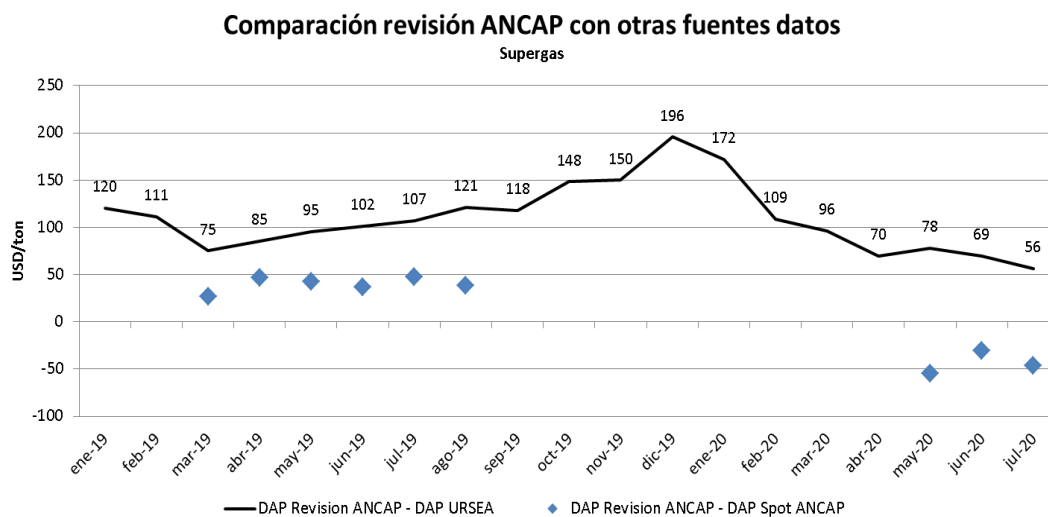
Supergás

En el caso de gas licuado, la fuente de información de mercado serán las adquisiciones de ANCAP ya que no se registran datos comparables desde Argentina y no se publican valores de producto importado en la zona en la parcela adecuada al mercado nacional.

ANCAP realiza importaciones frecuentes de gas licuado en invierno en la modalidad Storage y Alijador y puntuales en buques puerto a puerto permiten comparar los precios obtenidos por la presente metodología con los valores de mercado.

- DAP Revisión ANCAP- DAP Spot ANCAP: en este caso los valores Precio Spot ANCAP
- DAP Revisión ANCAP – DAP URSEA: DAP URSEA metodología revisión 2017

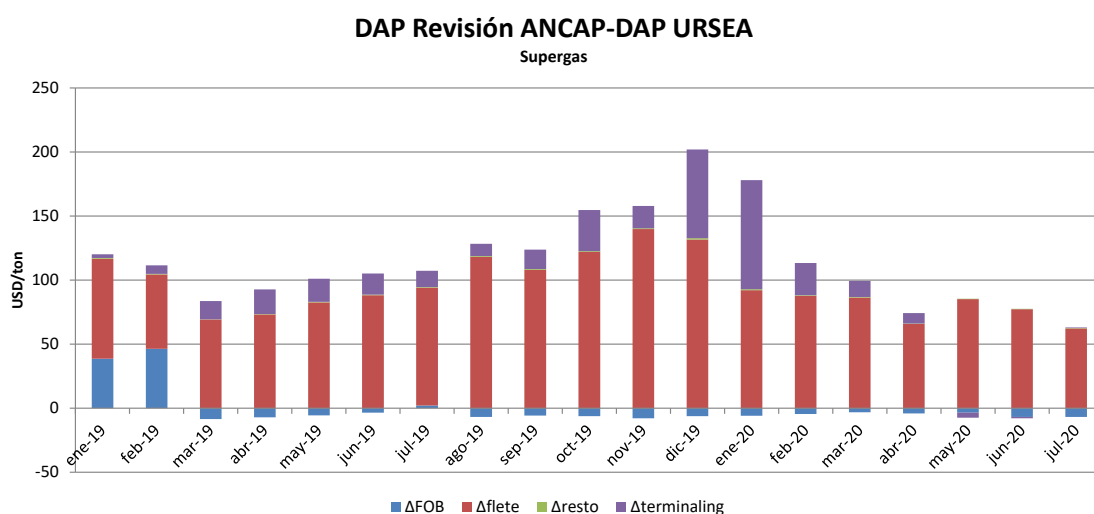
Gráfico 15 -Comparación revisión ANCAP con otras fuentes de datos Supergás



Con referencia a la comparación con las adquisiciones ANCAP, la metodología obtiene en promedio un buen ajuste. Debe tenerse en cuenta que la contratación del buque gasero storage y alijador debe ser realizada con anticipación logística necesaria, usualmente en el mes de febrero. Por lo tanto, los costos de suministro en el período mayo a agosto quedan determinados por los valores de mercado prevalentes en esa fecha, a diferencia de la estimación del costo de la metodología que es mensual.

Con respecto a la comparación con la metodología URSEA 2017, del análisis anterior puede concluirse que la metodología propuesta estima un valor superior. En la gráfica siguiente se muestra la apertura de conceptos por los cuales hay una desviación sistemática de un promedio de 100 USD/tm.

Gráfico 16 - DAP revisión ANCAP-DAP URSEA Supergás



La mayor parte de la desviación está en la evaluación del flete, ya sea en la alternativa Storage + Alijador como en el embarque puntual puerto a puerto. La metodología propuesta por ANCAP hace un seguimiento detallado del mercado de fletes de gaseros, tanto por su tarifa diaria de arrendamiento como por el consumo de combustible (fuel oil y gasoil). Por lo tanto, hace un seguimiento actualizado y se ajusta mejor a los valores de mercado.

El costo de Terminalling, reportado por Platts también ha sido fuente importante de desviación, ya que no es reportada por Argus.

Por último, si bien las desviaciones en cuanto al valor FOB son en general menores, en algunos meses pueden ser significativas como es el caso de enero y febrero 2019, donde la diferencia promedio fue de 42 USD/ton. Al tratarse de los mismos indicadores en iguales proporciones, esta diferencia es producto de utilizar dos fuentes diferentes de información de mercado.

Propano

Análogamente a lo presentado para Supergás, y teniendo en cuenta que en el tratamiento de este producto se incluye un 35% del indicador Propano, las gráficas y las conclusiones para Propano son similares en todo a lo expuesto precedentemente.

Gráfico 17- Comparación revisión ANCAP con otras fuentes de datos Propano

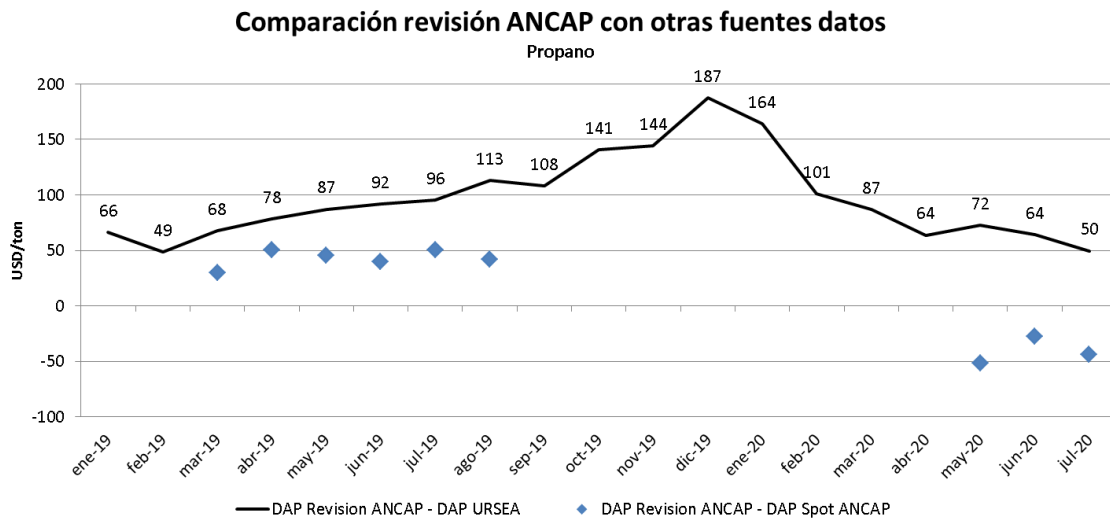
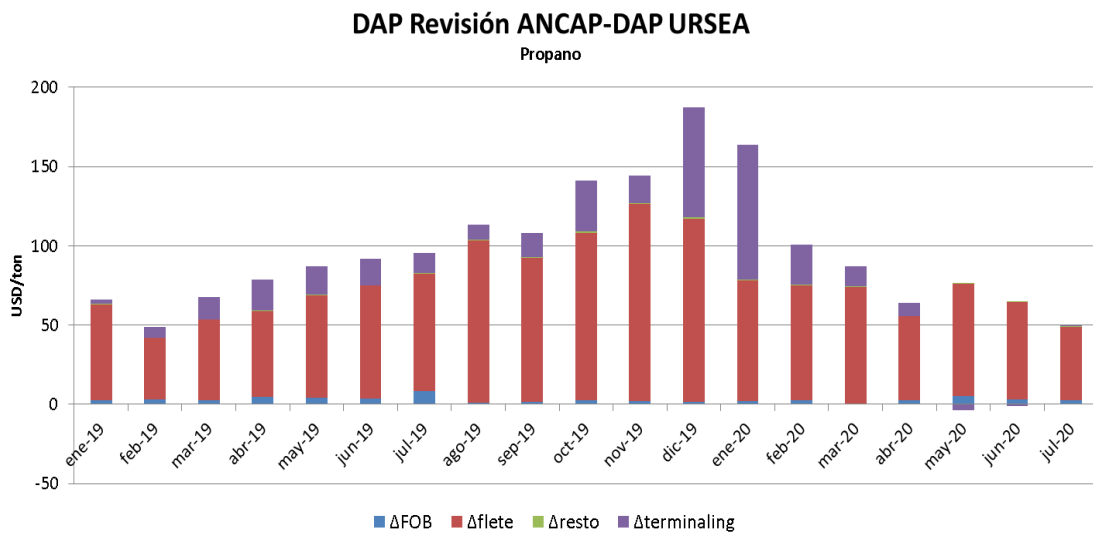


Gráfico 18 - DAP revisión ANCAP - DAP URSEA Propano



Conclusiones

Se resumen a continuación las diferencias obtenidas al comparar el precio que surge de la metodología revisada por ANCAP con el precio de compras Spot ANCAP, los datos publicados de la Secretaría de Energía de Argentina y publicaciones de precios de mercado (Platts) para los diferentes productos:

Figura 4 -Desviaciones promedio de metodología ANCAP con distintas fuentes de mercado³⁰

Producto	Spot ANCAP	Secretaría Energía ³¹	Publicación mercado	URSEA ³²
Súper	n/a	-6%	n/a	7%
Premium	n/a	-4%	n/a	4%
Gasoil	-4%	-6%	1%	2%
Supergás	10%	n/a	n/a	21%
Propano	10%	n/a	n/a	19%
Fuel oil	2%	1%	n/a	9%

De la tabla anterior se concluye que:

- Los precios de la metodología revisión ANCAP en general son inferiores a los estimados del mercado en el caso de productos limpios. A su vez los precios estimados por metodología URSEA 2017 son inferiores a los calculados por ANCAP
- En el caso de gas licuado, dada su variabilidad, la metodología revisión ANCAP estima mejor el precio del mercado que la metodología URSEA 2017.
- Finalmente, para el caso de fuel oil, la metodología revisión ANCAP estima mejor el precio del mercado que la metodología URSEA 2017.

En base a lo anterior, se recomienda ajustarse a la metodología propuesta por ANCAP. A su vez, se recomienda realizar el seguimiento periódico contra valores de mercado con el objetivo de asegurarse que los valores calculados sean representativos de mercado y poder realizar revisiones a la metodología cuando se detecten desvíos.

³⁰ Promedio enero 2019-julio 2020

³¹ Excluyendo outliers

³² PPI URSEA metodología 2017

Inventarios de Seguridad para Combustibles

Los inventarios (stock) de seguridad de los combustibles en Chile están determinados por la legislación vigente, la cual data de 1979, modificada en el año 1989.

El artículo N° 7 del Decreto con Fuerza de Ley, DFL, N° 1 de 1979 establece que:

Artículo séptimo.- Cada productor o importador de combustibles líquidos derivados del petróleo tendrá la obligación de mantener una existencia media de cada producto equivalente a 25 días de su venta promedio de los últimos seis meses o de su importación promedio en el mismo lapso, si es efectuada para su propio consumo.

La obligación que dispone este decreto corresponde a requerimientos de seguridad y no está relacionada con las necesidades operativas y logísticas que surgen de la lejanía de las fuentes de abastecimiento (origen de las importaciones de los combustibles o del petróleo crudo para los productores), los tiempos propios de la recepción, análisis y logística de distribución de los combustibles.

Por ello esta obligación se aplica por igual para el importador que pudiera importar por vía terrestre desde un país vecino, o para el importador que recibe combustible por vía marítima desde Japón o desde EEUU.

Posteriormente la Ley 18.796, publicada en el Diario Oficial de 24 de Mayo de 1989, en su artículo N°7 traspasa a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el registro de personas del sector combustibles que lleva el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción por aplicación del artículo 2° del presente D.F.L. N° 1.

Se adjunta minuta explicativa de la Comisión Nacional de Energía respecto al DFL N° 1 y sus modificaciones.

Carlos Zegers
PFI ANCAP
Octubre 2020

ANEXO 5- Tablas de distribución normal acumulada

Table 1: Table of the Standard Normal Cumulative Distribution Function $\Phi(z)$

z	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09
-3.4	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0002
-3.3	0.0005	0.0005	0.0005	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0003
-3.2	0.0007	0.0007	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0005	0.0005
-3.1	0.0010	0.0009	0.0009	0.0009	0.0008	0.0008	0.0008	0.0008	0.0007	0.0007
-3.0	0.0013	0.0013	0.0013	0.0012	0.0012	0.0011	0.0011	0.0011	0.0010	0.0010
-2.9	0.0019	0.0018	0.0018	0.0017	0.0016	0.0016	0.0015	0.0015	0.0014	0.0014
-2.8	0.0026	0.0025	0.0024	0.0023	0.0023	0.0022	0.0021	0.0021	0.0020	0.0019
-2.7	0.0035	0.0034	0.0033	0.0032	0.0031	0.0030	0.0029	0.0028	0.0027	0.0026
-2.6	0.0047	0.0045	0.0044	0.0043	0.0041	0.0040	0.0039	0.0038	0.0037	0.0036
-2.5	0.0062	0.0060	0.0059	0.0057	0.0055	0.0054	0.0052	0.0051	0.0049	0.0048
-2.4	0.0082	0.0080	0.0078	0.0075	0.0073	0.0071	0.0069	0.0068	0.0066	0.0064
-2.3	0.0107	0.0104	0.0102	0.0099	0.0096	0.0094	0.0091	0.0089	0.0087	0.0084
-2.2	0.0139	0.0136	0.0132	0.0129	0.0125	0.0122	0.0119	0.0116	0.0113	0.0110
-2.1	0.0179	0.0174	0.0170	0.0166	0.0162	0.0158	0.0154	0.0150	0.0146	0.0143
-2.0	0.0228	0.0222	0.0217	0.0212	0.0207	0.0202	0.0197	0.0192	0.0188	0.0183
-1.9	0.0287	0.0281	0.0274	0.0268	0.0262	0.0256	0.0250	0.0244	0.0239	0.0233
-1.8	0.0359	0.0351	0.0344	0.0336	0.0329	0.0322	0.0314	0.0307	0.0301	0.0294
-1.7	0.0446	0.0436	0.0427	0.0418	0.0409	0.0401	0.0392	0.0384	0.0375	0.0367
-1.6	0.0548	0.0537	0.0526	0.0516	0.0505	0.0495	0.0485	0.0475	0.0465	0.0455
-1.5	0.0668	0.0655	0.0643	0.0630	0.0618	0.0606	0.0594	0.0582	0.0571	0.0559
-1.4	0.0808	0.0793	0.0778	0.0764	0.0749	0.0735	0.0721	0.0708	0.0694	0.0681
-1.3	0.0968	0.0951	0.0934	0.0918	0.0901	0.0885	0.0869	0.0853	0.0838	0.0823
-1.2	0.1151	0.1131	0.1112	0.1093	0.1075	0.1056	0.1038	0.1020	0.1003	0.0985
-1.1	0.1357	0.1335	0.1314	0.1292	0.1271	0.1251	0.1230	0.1210	0.1190	0.1170
-1.0	0.1587	0.1562	0.1539	0.1515	0.1492	0.1469	0.1446	0.1423	0.1401	0.1379
-0.9	0.1841	0.1814	0.1788	0.1762	0.1736	0.1711	0.1685	0.1660	0.1635	0.1611
-0.8	0.2119	0.2090	0.2061	0.2033	0.2005	0.1977	0.1949	0.1922	0.1894	0.1867
-0.7	0.2420	0.2389	0.2358	0.2327	0.2296	0.2266	0.2236	0.2206	0.2177	0.2148
-0.6	0.2743	0.2709	0.2676	0.2643	0.2611	0.2578	0.2546	0.2514	0.2483	0.2451
-0.5	0.3085	0.3050	0.3015	0.2981	0.2946	0.2912	0.2877	0.2843	0.2810	0.2776
-0.4	0.3446	0.3409	0.3372	0.3336	0.3300	0.3264	0.3228	0.3192	0.3156	0.3121
-0.3	0.3821	0.3783	0.3745	0.3707	0.3669	0.3632	0.3594	0.3557	0.3520	0.3483
-0.2	0.4207	0.4168	0.4129	0.4090	0.4052	0.4013	0.3974	0.3936	0.3897	0.3859
-0.1	0.4602	0.4562	0.4522	0.4483	0.4443	0.4404	0.4364	0.4325	0.4286	0.4247
-0.0	0.5000	0.4960	0.4920	0.4880	0.4840	0.4801	0.4761	0.4721	0.4681	0.4641
0.0	0.5000	0.5040	0.5080	0.5120	0.5160	0.5199	0.5239	0.5279	0.5319	0.5359
0.1	0.5398	0.5438	0.5478	0.5517	0.5557	0.5596	0.5636	0.5675	0.5714	0.5753
0.2	0.5793	0.5832	0.5871	0.5910	0.5948	0.5987	0.6026	0.6064	0.6103	0.6141
0.3	0.6179	0.6217	0.6255	0.6293	0.6331	0.6368	0.6406	0.6443	0.6480	0.6517
0.4	0.6554	0.6591	0.6628	0.6664	0.6700	0.6736	0.6772	0.6808	0.6844	0.6879
0.5	0.6915	0.6950	0.6985	0.7019	0.7054	0.7088	0.7123	0.7157	0.7190	0.7224
0.6	0.7257	0.7291	0.7324	0.7357	0.7389	0.7422	0.7454	0.7486	0.7517	0.7549
0.7	0.7580	0.7611	0.7642	0.7673	0.7704	0.7734	0.7764	0.7794	0.7823	0.7852
0.8	0.7881	0.7910	0.7939	0.7967	0.7995	0.8023	0.8051	0.8078	0.8106	0.8133
0.9	0.8159	0.8186	0.8212	0.8238	0.8264	0.8289	0.8315	0.8340	0.8365	0.8389
1.0	0.8413	0.8438	0.8461	0.8485	0.8508	0.8531	0.8554	0.8577	0.8599	0.8621
1.1	0.8643	0.8665	0.8686	0.8708	0.8729	0.8749	0.8770	0.8790	0.8810	0.8830
1.2	0.8849	0.8869	0.8888	0.8907	0.8925	0.8944	0.8962	0.8980	0.8997	0.9015
1.3	0.9032	0.9049	0.9066	0.9082	0.9099	0.9115	0.9131	0.9147	0.9162	0.9177
1.4	0.9192	0.9207	0.9222	0.9236	0.9251	0.9265	0.9279	0.9292	0.9306	0.9319
1.5	0.9332	0.9345	0.9357	0.9370	0.9382	0.9394	0.9406	0.9418	0.9429	0.9441
1.6	0.9452	0.9463	0.9474	0.9484	0.9495	0.9505	0.9515	0.9525	0.9535	0.9545
1.7	0.9554	0.9564	0.9573	0.9582	0.9591	0.9599	0.9608	0.9616	0.9625	0.9633
1.8	0.9641	0.9649	0.9656	0.9664	0.9671	0.9678	0.9686	0.9693	0.9699	0.9706
1.9	0.9713	0.9719	0.9726	0.9732	0.9738	0.9744	0.9750	0.9756	0.9761	0.9767
2.0	0.9772	0.9778	0.9783	0.9788	0.9793	0.9798	0.9803	0.9808	0.9812	0.9817
2.1	0.9821	0.9826	0.9830	0.9834	0.9838	0.9842	0.9846	0.9850	0.9854	0.9857
2.2	0.9861	0.9864	0.9868	0.9871	0.9875	0.9878	0.9881	0.9884	0.9887	0.9890
2.3	0.9893	0.9896	0.9898	0.9901	0.9904	0.9906	0.9909	0.9911	0.9913	0.9916
2.4	0.9918	0.9920	0.9922	0.9925	0.9927	0.9929	0.9931	0.9932	0.9934	0.9936
2.5	0.9938	0.9940	0.9941	0.9943	0.9945	0.9946	0.9948	0.9949	0.9951	0.9952
2.6	0.9953	0.9955	0.9956	0.9957	0.9959	0.9960	0.9961	0.9962	0.9963	0.9964
2.7	0.9965	0.9966	0.9967	0.9968	0.9969	0.9970	0.9971	0.9972	0.9973	0.9974
2.8	0.9974	0.9975	0.9976	0.9977	0.9977	0.9978	0.9979	0.9979	0.9980	0.9981
2.9	0.9981	0.9982	0.9982	0.9983	0.9984	0.9984	0.9985	0.9985	0.9986	0.9986
3.0	0.9987	0.9987	0.9987	0.9988	0.9988	0.9989	0.9989	0.9989	0.9990	0.9990
3.1	0.9990	0.9991	0.9991	0.9991	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9993	0.9993
3.2	0.9993	0.9993	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9995	0.9995	0.9995
3.3	0.9995	0.9995	0.9995	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9997
3.4	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9998

ANEXO 6- Tarifa vigente fletes secundarios

TARIFA DE FLETES CARRETEROS¹							
 Vigencia: 1^o de Julio de 2016							
						VAR. Surgida del ajuste semestral actualizado	TARIFA
² Tarifas de fletes a cobrar por entregas a granel de productos negros y blancos a fincas y oficinas publicas (por 1000L)							
Por pedidos de hasta 1500 L						5,89%	\$ 291,92
Por pedidos de 1501 L a 4500 L						5,89%	\$ 224,06
Por pedidos de 4501 lts. en adelante						5,89%	\$ 181,71
Para entregas menores de 1500 L. mínimo						5,89%	\$ 291,92
³ Fletes de productos blancos desde planta Tablada y plantas del Interior, y productos especiales desde planta La Teja							
De	0	a	32	estabilizado a	38	5,89%	\$ 181,71
De	39	a	130	estabilizado a	158	5,42%	\$ 4,75
De	159	a	234	estabilizado a	251	5,12%	\$ 3,92
De	252			en adelante		5,18%	\$ 3,65
⁴ Flete de productos negros desde planta La Teja y planta Paysandú							
De	0	a	28,5	estabilizado a	34	5,89%	\$ 181,71
De	35	a	100	estabilizado a	120	5,42%	\$ 5,37
De	121	a	200	estabilizado a	219	5,12%	\$ 4,46
De	220			en adelante		5,18%	\$ 4,07
⁵ Todo transporte dentro de la ciudad donde este instalada una planta se debe liquidar a							
						5,89%	\$ 181,71
⁶ Complemento por llenado de tambores							
Ciudad productos Blancos						5,89%	\$ 22,93
Interior Productos Blancos						5,42%	\$ 17,02
Ciudad Productos Negros						5,89%	\$ 34,57
Interior Productos Negros						5,42%	\$ 23,75
⁷ Bombeo productos negros							
						5,89%	\$ 35,68
⁸ Por demoras: horas de espera a la carga y/o descarga							
Ciudad						5,89%	\$ 614,09
Interior						5,42%	\$ 452,92
⁹ Mangueras: para adicionales despues de 6 M							
Ciudad						5,89%	\$ 170,29
Interior						5,42%	\$ 125,46
¹⁰ Corresponde agregar a todos los valores el 22% de IVA.							
¹¹ MÍNIMO DE CAPACIDAD UTILIZADA*							
¹² Ciudad: Capacidad del camión por precio ML.3 x 80%							
¹³ Interior: Capacidad del camión por precio ML.3 x 80%							

ANEXO 7- Análisis estadístico Demanda

Los siguientes datos surgen en base a la comparación de Planificación Comercial vs las ventas realizadas, en relación temporal de dos meses (n-2).

Gasolina Súper, en base a ventas año 2016 a 2019

<i>Gasolina Súper</i>	
Media	-0,05303677
Error típico	0,45175513
Mediana	-0,330014
Desviación estándar	3,12985138
Varianza de la muestra	9,79596966
Curtosis	0,1624289
Coficiente de asimetría	0,30112091
Rango	14,067265
Mínimo	-6,618926
Máximo	7,448339
Suma	-2,545765
Cuenta	48
Ventas promedio (miles m3/d)	2,1
Desviación estándar/promedio ventas	1,5

Gasoil, en base a ventas año 2016 a 2019

<i>Gasoil</i>	
Media	5,17472542
Error típico	1,53622411
Mediana	5,12185
Desviación estándar	10,6432728
Varianza de la muestra	113,279256
Curtosis	2,97760931
Coeficiente de asimetría	0,58972062
Rango	66,645665
Mínimo	-25,332583
Máximo	41,313082
Suma	248,38682
Cuenta	48
Ventas promedio (miles m3/d)	2,6
Desviación estándar/promedio ventas	4,0