



Facultad de Ciencias Económicas y de Administración

Trabajo de Investigación Monográfico

Estructura, Productividad y Distorsiones en el Mercado Nacional de Derivados del Petróleo y su Incidencia en la Economía Uruguaya



Refinería de la Teja al alba.

César Martín Barbero
Juan Ignacio Tastás

Tutor: Adrián Fernández
Marzo 2005

Resumen

En los últimos años, la empresa petrolera uruguaya ANCAP ha estado en el tapete de la opinión pública, principalmente por el supuesto alto precio que debe pagar el consumidor final por los combustibles derivados del petróleo. En este sentido y teniendo en cuenta que dicha petrolera posee el monopolio del suministro de combustibles en Uruguay, se ha criticado fuertemente la actividad de refinación realizada en el país.

Este estudio destinado al sector productivo, procura dilucidar si la refinería de ANCAP, representó un mayor costo al país, que la alternativa de importar los refinados del exterior con el concomitante cierre de dicha refinería. En una segunda parte, por estar ligado a la estructura medular de la petrolera, se analiza la viabilidad de las plantas de distribución de ANCAP ubicadas en el interior del país, comparando sus costos contra la alternativa de suministrar sus zonas de abastecimiento, por medio de camiones cisterna (transporte carretero) desde un almacén central (Planta Tablada).

En los resultados del presente trabajo se señala que durante el período de estudio (1995 – 2003), los costos estrictamente ligados a la Refinería de la Teja son en general más bajos que la alternativa de importar la misma cantidad del exterior. Sin embargo, si el análisis es estrictamente en base a precios en la puerta de la refinería, la situación es inversa y se ganaría ante la importación de refinados. Algo diferente ocurre con las plantas de distribución ubicadas en el interior del país, donde la única planta que claramente representa un menor costo a la alternativa carretera es la de Paysandú. En este sentido, se concluye que el centro de atención volcado a la refinación y muy en segundo plano, las plantas del interior del país, no representan un costo diferencial a otras alternativas comerciales, vale decir, la importación de refinados y la distribución de éstos haciendo uso de transporte carretero en el interior del país.

Por tal motivo, los autores entienden que la atención debiera direccionarse en primer lugar, a la fuerte carga impositiva asociada a los combustibles, para luego pasar a aspectos como la eliminación de los costos diferenciales que el estado impone a las empresas públicas, las cuales no pueden competir en igualdad de condiciones que las empresas privadas. Yendo más a fondo, se sugiere el pasaje al derecho privado de esta empresa pública, lo cual se entiende podría posicionarla mejor en mercados de libre competencia, permitiendo que aún bajo la propiedad estatal, pueda competir en un mundo extremadamente cambiante y competitivo.

Agradecimientos

Los autores desean agradecer a todas aquellas personas que con su experiencia y buena predisposición hicieron posible este trabajo. De manera especial, apreciamos la importante colaboración brindada por la Cra. María del Carmen Giraldez (ANCAP); el Dr. Alejandro Falco y la Sra. Adriana Falcón (MIEM); la Ing. Ventura Croce (ANCAP) y al Ec. Carlos Costa (URSEA).

Asimismo, de manera muy especial, queremos mencionar al Ing. Andrés Tierno (ex presidente de ANCAP), por su incondicional y generoso apoyo, lo cual nos permitió acceder a su enorme acervo de conocimientos sobre la materia. Es por ello, que muy agradecidos, deseamos dedicarle este trabajo.

Finalmente, agradecemos a nuestro tutor, el Ec. Adrián Fernández (CINVE-CPA), por su constante dedicación y paciencia, guiándonos y apoyándonos en todo momento.

A todos ellos, gracias.

Indice

RESUMEN.....	2
AGRADECIMIENTOS.....	3
INDICE.....	4
ABREVIATURAS.....	6
GLOSARIO.....	8
1. INTRODUCCIÓN.....	13
2. CONCEPTOS TEÓRICOS.....	15
2.1. MODELO DE SIMULACIÓN.....	15
2.1.1. <i>La Matriz de Contabilidad Social (MCS)</i>	15
2.1.2. <i>El Modelo Lineal de Multiplicadores Contables</i>	17
2.2 TEORÍA DE LA IMPOSICIÓN ÓPTIMA.....	20
2.3 LOGÍSTICA DE DISTRIBUCIÓN FÍSICA.....	23
2.3.1 <i>El Costo de distribución total y sus principales actividades</i>	24
2.3.2 <i>La importancia del Transporte en el Complejo Logístico</i>	25
3. EL NEGOCIO PETROLERO EN EL MUNDO.....	28
3.1. LA CADENA DE ABASTECIMIENTO DE LA INDUSTRIA PETROLERA.....	28
3.1.1. <i>El negocio Upstream: Prospección y Producción de petróleo</i>	30
3.1.2. <i>El negocio Downstream: Refinación y Distribución</i>	37
3.2. LA FORMACIÓN DEL PRECIO DEL CRUDO Y SUS DERIVADOS.....	41
3.2.1. <i>Costos, Márgenes y Decisiones</i>	43
3.2.2. <i>Refinar o importar</i>	47
4. EL MERCADO REGIONAL DE COMBUSTIBLES. EL CASO DE URUGUAY.....	51
4.1 EL MERCADO REGIONAL DE COMBUSTIBLES.....	51
4.2 ESTRUCTURA DEL MERCADO URUGUAYO DE REFINADOS DEL PETRÓLEO.....	60
4.2.1 <i>Consumo energético en Uruguay</i>	60
4.2.2 <i>Estructura administrativa y regulatoria del sector energético en Uruguay</i>	64
4.2.3 <i>ANCAP</i>	66
4.2.4 <i>Sellos</i>	70
4.2.5 <i>Bunkers</i>	74
4.2.6 <i>Estructura de los precios de los combustibles derivados del petróleo en el Uruguay</i>	75
5. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN – TRABAJOS Y OPINIONES.....	77
5.1. PRODUCCIÓN/IMPORTACIÓN DE REFINADOS DE PETRÓLEO.....	77
5.1.1. <i>Posturas que acentúan sobre las ventajas o desventajas de la importación de combustibles</i>	77
5.1.2. <i>Posturas que destacan la necesidad de revisar los aspectos organizacionales y de gestión de ANCAP</i>	85
5.2. LOGÍSTICA DE DISTRIBUCIÓN FÍSICA DE REFINADOS.....	96
6. METODOLOGÍA.....	100
6.1 RELEVAMIENTO DE INFORMACIÓN.....	100
6.2 SISTEMATIZACIÓN.....	100
6.3 FACTORES CONSIDERADOS.....	101
6.4 ESCENARIOS ESTUDIADOS.....	102
6.4.1 <i>Refinación versus Importación</i>	103
6.4.2 <i>Logística de Comercialización</i>	105
6.6 HIPÓTESIS DE TRABAJO.....	107
6.7 TRATAMIENTO DE DATOS.....	108

6.7.1 Costos de los Productos Refinados/ Importados.....	108
6.7.2 Costos de Logística de Comercialización.....	109
6.8 IMPACTO EN LA ECONOMÍA.....	109
7. RESULTADOS.....	111
7.1 LA REALIDAD DE ANCAP (1995 – 2003).....	111
7.1.1 Producción.....	111
7.1.2 Administración Central.....	112
7.1.3 Distribución y Comercialización.....	113
7.1.4 Extra costos.....	114
7.1.5 Impuestos y transferencias.....	116
7.1.6 Precios de los derivados.....	117
7.2 REFINACIÓN VERSUS IMPORTACIÓN.....	126
7.3 REALIDAD VERSUS IMPORTACIÓN.....	128
7.4 REALIDAD VERSUS IMPORTACIÓN PARA CONSUMO.....	131
7.5 PLANTAS DISTRIBUCIÓN VERSUS TRANSPORTE CARRETERO.....	134
7.6 RESULTADOS OBTENIDOS VS. ANTECEDENTES.....	141
7.6.1 Refinación Nacional o Importación.....	141
7.6.2 Logística de Comercialización.....	143
7.6.3 Comparación Paridad estudio y URSEA.....	143
7.7 IMPACTO EN LA ECONOMÍA.....	144
7.7.1 Resultados Genéricos.....	144
7.7.2 Impacto directo e indirecto.....	147
7.7.3 Impacto en la Economía ante el escenario de Importación para el consumo (costos en punto F).....	149
7.7.4 Impacto en la Economía ante el escenario de Importación para el consumo (precios en el punto F).....	151
8. CONCLUSIONES.....	153
9. BIBLIOGRAFÍA.....	157
10. ANEXOS.....	162
10.1 FUENTE DATOS.....	162
10.2 RESUMEN DE ACTIVIDADES EFECTUADAS POR ANCAP EN EL PERÍODO 1994 - 2003.....	163
10.3 SOCIEDADES DE ANCAP.....	167
10.4 COSTOS ANCAP.....	168
10.4.1 Costo de producción escenario “Producción Nacional vs. Importación”.....	169
10.4.2 Costos de producción para los escenarios: “Realidad vs. Importación” y “Realidad vs. Importación para Consumo”.....	173
10.4.3 Otros costos estudiados.....	175
10.5 PARIDAD DE IMPORTACIÓN.....	178
10.5.1 Puntos Cubiertos.....	178
10.5.2 Agregados.....	179
10.5.3 Precios de los combustibles en los mercados de referencia.....	183
10.5.4 Costo de los Fletes.....	187
10.5.5 Costos Despachos.....	189
10.5.6 Costos Tancaje.....	190
10.5.7 Costos Comercialización y Administración Central.....	192
10.5.8 Banco República.....	192
10.5.9 Adelanto IVA importaciones/ Ventas.....	193
10.5.10 Gastos Terminal marítima.....	194
10.6 LOGÍSTICA DE COMERCIALIZACIÓN. PLANTAS INTERIOR VERSUS CAMIONES CISTERNA.....	195
10.6.1 Costo plantas del interior.....	195
10.6.2 Cálculo del costo de distribución mediante camión cisterna desde La Tablada.....	197

Abreviaturas

ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
ANP	Administración Nacional de Puertos
API	American Petroleum Institute
ARA	Amsterdam – Rotterdam – Antwerp
BCU	Banco Central del Uruguay Sitio web: http://www.bcu.gub.uy/
BROU	Banco de la República Oriental del Uruguay
C y F	Costo y Flete
C3	Denominación efectuada al Propano
C4	Denominación efectuada al Butano
CAR	Caribe
CIF	Cost, Insurance and Freight o Costo, Seguro y Flete.
CSCMP	Council of Supply Chain Management Professionals
DGI	Dirección General Impositiva
DNE	Dirección Nacional de Energía, Sitio web: http://www.dne.gub.uy/
EIA	Energy Information Administration, Washington, EEUU Sitio web: http://www.eia.doe.gov/
FOB	Free on Board o Libre a Bordo
Gal.	Galón
GLP o LPG	Gas Licuado de Petróleo o Liquefied Petroleum Gases en Inglés.
ICOME	Impuesto a la Compra de Moneda Extranjera
IMESI	Impuesto Específico Interno
IPE	International Petroleum Exchange
IRIC	Impuesto a la Renta de Industria y Comercio
IVA	Impuesto al Valor Agregado
Kero	Kerosene
LIBOR	London Inter Bank Offered Rate
MCS	Matriz de Contabilidad Social

MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MIEM	Ministerio de Industria Energía y Minería
MIP	Matriz Insumo Producto
MON	Motor Octane Number.
MT	Metric Ton, toneladas métricas en español.
MTOP	Ministerio de Transporte y Obras Públicas
NY	New York
NYMEX	New York Mercantile Exchange.
OPP	Oficina de Planeamiento y Presupuesto
RON	Research Octane Number.
S	Azufre
Sulfur	Azufre
TOCAF	Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera
UBI	Uruguayan Bond Index
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
US\$ o USD	Dólares Estadounidenses
USAC	Costa Atlántica del Golfo de los Estados Unidos.
USG	Golfo de los Estados Unidos
USGC	United States Gulf Coast, o Golfo de Estados Unidos.
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
VAB	Valor Agregado Bruto
VBP	Valor Bruto de Producción
WTI	West Texas Intermediate

Glosario

API (gravedad)	Escala arbitraria que expresa la gravedad o densidad de los productos derivados del petróleo. Es establecida conjuntamente por el API (American Petroleum Institute) y NBS (National Bureau of Standards). La escala de medida es calibrada en grados API. Cuanto más pesado el crudo más bajo son los grados API.
Azufre	<p>Elemento no metálico de color amarillo pálido. Se encuentra presente bajo diversos niveles de concentración en muchos combustibles fósiles. Algunos de los combustibles fósiles más comunes son categorizados acorde a su contenido de azufre, usualmente un bajo nivel de azufre implica un mayor precio de mercado. Su representación es mediante la letra S.</p> <p>Nota: No.2 Heating Oil es actualmente presentado con niveles de azufre de 0,05 % o inferiores para uso vehicular, y mayor a este porcentaje para casos de calefacción y para usos comerciales o industriales.</p>
Balance energético	<p>Sistematización matricial de usos y fuentes energéticas en un sistema. El balance energético brinda una representación de la estructura y funcionamiento del sistema energético. Lo hace en una forma organizada y sistemática, sintetizando la información en la matriz resumen general. En ella se pueden analizar todos los procesos y transformaciones que sufre una determinada fuente a través de todo el sistema, así como, para cada rubro, las magnitudes correspondientes a cada fuente. La matriz resumen general está compuesta por las siguientes seis submatrices:</p> <ul style="list-style-type: none">- Balance de energía primaria- Balance de centros de transformación primarios- Balance de centros de transformación secundarios- Balance de energía secundaria- Oferta bruta y consumo neto- Distribución sectorial del consumo final energético
Barril (bbl)	Medida volumétrica usada para el crudo o sus derivados. Un barril equivale a 42 galones americanos o 159 litros.
Benchmark	Un Standard por lo que algo puede ser medido o juzgado. Benchmarking es una aproximación estructurada para identificar las mejores prácticas de una actividad, y poder ser usadas para compararse.
Bunker	Combustible usado por buques, usualmente tienen una gran viscosidad y alto contenido de azufre.
Centro de transformación	Es la instalación donde la energía primaria o secundaria es sometida a procesos que modifican sus propiedades o su naturaleza original, mediante cambios físicos, químicos y/o bioquímicos, y cuyo objetivo es convertirla en otra forma de energía más adecuada para el consumo. Se clasifican en: primarios, si solamente procesan fuentes primarias; secundarios, si a él pueden ingresar tanto fuentes primarias como secundarias.
Cetano número	Indica el porcentaje en volumen de cetano que posee el Gas oil para alcanzar la performance de ignición correcta.

Cetano	Hidrocarburo parafínico usado como aditivo para el Gas oil
Combustible Residual	Fracción más pesada de la destilación, que siempre permanece en estado líquido, obtenida del fondo de la torre destiladora. En inglés comúnmente denominado Residual Fuel Oil.
Costo Oportunidad	Es el valor del mejor uso alternativo de los recursos utilizados en hacer un producto.
Crudo	Sinónimo de Petróleo.
Crudos livianos	Crudos que tienen una gravedad API mayor a 33 grados
Crudos Pesados	Crudos que tienen una gravedad API menor a 28 grados
Dead Weight Tons (dwt)	Ver Toneladas de Peso Muerto
Downstream	La parte del negocio petrolero que se ocupa de proveer al mercado con refinados del petróleo. El denominado Downstream cubre las áreas de manufactura, suministro, marina, distribución y marketing.
Energía bruta	Es aquella energía, primaria o secundaria, a la cual no se le han deducido las pérdidas de transformación, transmisión, transporte, distribución y almacenamiento, ni aquella cantidad de energía que no hubiera sido utilizada.
Energía final	Es aquella energía, primaria o secundaria, que es utilizada directamente por los sectores socioeconómicos. Es la energía tal cual entra al sector consumo y se diferencia de la energía neta por el consumo propio del sector energético. Incluye al consumo energético y al no energético.
Energía neta	Es aquella energía, primaria o secundaria, cuyo destino es el consumo, y a la cual se le han deducido las pérdidas de transformación, transmisión, transporte, distribución y almacenamiento y la energía no utilizada.
Energía primaria	Es la energía tal cual es provista por la naturaleza; en forma directa, como la hidráulica y la eólica; después de atravesar un proceso minero, como los hidrocarburos, el gas natural y el carbón mineral; y a través de la fotosíntesis, como la leña y los residuos de biomasa (originados en las actividades urbana, agropecuaria y agroindustrial).
Energía secundaria	Es aquella energía obtenida a partir de una fuente primaria u otra secundaria, después de someterla a un proceso físico, químico o bioquímico que modifica sus características iniciales.
FOB	Free on Board. Los precios FOB no tienen incluidos los costos de fletes y seguro. Es el precio en el puerto de origen.
Fondo de Barril	Expresión con la que se designa la fracción más pesada de las operaciones de refinación, cuando todos los volátiles y sustancias de peso específico mediano han sido extraídas.
Función Objetivo	En el contexto de programación lineal dentro de la refinería propiamente dicha, es lo que se relaciona usualmente con el Margen Bruto del Refinador menos los costos operativos variables del refinado. El programa computacional que resuelve el modelo de programación lineal busca la solución que maximice la ganancia o que minimice el costo de suministro.

Gas oil	Es un producto derivado del petróleo. Se encuentra dentro de los destilados intermedios y es usado para el transporte pesado, vehículos, calefacción, etc. También se conoce como Heating Oil Nr.2.
Gasolina	Mezcla de hidrocarburos líquidos, de punto de ebullición entre 60 y 150° C, por lo tanto volátil e inflamable. La gasolina es una mezcla de productos provenientes de varios procesos de refinación, usandos masivamente en motores de combustión interna.
GLP o LPG	Gas Licuado de Petróleo o Liquefied Petroleum Gases en Inglés. En el esquema planteado para Uruguay es la mezcla de Propano (35%) y Butano (65%).
Gravedad Específica	Medida usada para convertir información de peso en volumen y viceversa. Usado mucho en los costos de fletes.
IFO	Intermediate Fuel Oil. Combustible liquido. Se incluyen a aquellos que tienen punto de inflamación igual o mayor a 93°C (200°F)
Ktep	Miles de toneladas equivalentes de petróleo. Es la unidad adoptada para expresar los flujos energéticos que componen el Balance Energético.
	$1 \text{ ktep} = 1\,000 \text{ tep}$ $1 \text{ tep} = 10\,000\,000 \text{ Kcal}$
	La conversión de las magnitudes correspondientes a cada fuente a su expresión en tep se realiza a través de su respectivo Poder Calorífico Inferior (PCI).
	Para las fuentes en que no es posible calcular un PCI propio, se sigue el criterio técnico: la eólica según una estimación de lo que produce en promedio cada molino y cada aerogenerador, sus eficiencias y número de instalaciones, y la electricidad a razón de 0.086 tep/Mwh.
Logística	Conjunto de medios y métodos necesarios para planificar, implementar y controlar el funcionamiento de la cadena de abastecimiento de una empresa productora de bienes o servicios, especialmente en el área de distribución física.
Margen o Margen del Refinador	El Margen de Refinación es la diferencia en dólares por barril entre el valor de los productos refinados (a valor de mercado) obtenidos de un crudo determinado menos el costo de ese crudo y los costos operativos variables incurridos para su producción.
Matriz Insumo Producto	La Matriz Insumo Producto (MIP) es una base de datos que representa en formato matricial, las transacciones entre entidades productoras y sus relaciones con las variables de uso final.
MCS o SAM	Matriz de Contabilidad Social o Social Accounting Matrix. La MCS es una base de datos que representa en formato matricial y de un modo consistente todos los flujos de bienes y servicios, ingresos y egresos entre todos los agentes de una economía en un período de referencia, generalmente de un año.
Med	Sigla que se usa para referirse al Mediterráneo. (FOB Med)
Mercado de Referencia o Spot Markets	Son lugares de referencia para el establecimiento de precios. Los mercados de referencia son: Róterdam, Golfo de Estados Unidos, Puerto de Nueva York, Golfo de Arabia y Singapur.

Nafta	Usado con imprecisión como sinónimo de gasolina.
Netback	Para una refinería, el Netback es el precio pagado por el consumidor final, menos los impuestos, costos de mercadeo y distribución desde la refinería al consumidor final.
No. 2 Fuel Oil (Heating Oil)	Destilado usado como referencia del Gas oil.
Octanaje	Número que mide la calidad de la detonación ofrecida por una gasolina. Cuanto mayor sea el número, mejor será la ignición. Existen dos metodologías de medición: RON (Research Octane Number) y MON (Motor Octane Number). Uruguay utiliza la metodología RON, mientras Estados Unidos utiliza una mezcla de ambos esquemas aplicando la fórmula $(RON + MON)/2$.
PADD	Petroleum Allocation for Defence District. Es un grupo de 5 áreas geográficas definidas dentro de Estados Unidos durante la segunda guerra mundial para hacer referencia a la distribución del petróleo.
Petróleo	El Petróleo deriva de las palabras latinas petra (roca) y oleum (aceite). El petróleo es un líquido natural oleaginoso e inflamable encontrado en cuencas de rocas sedimentarias. Pequeños orificios en las rocas permitieron a este producto descansar durante miles de años. Estas cuencas rocosas contienen el petróleo a modo de esponja confinadas por otras capas de rocas no porosas reteniendo el líquido.
PIB	Producto Interno Bruto. Es el valor total de los bienes y servicios de una economía (usualmente medido para un año), deducido lo consumido en la producción.
Platts	Empresa dedicada al suministro de información y servicios ligados al campo energético. Platts pertenece al grupo McGraw Hill.
Precio de Paridad de Importación (ppi)	Este es un mecanismo de precios. Conceptualmente es el precio determinado por el costo más económico de importar combustibles de los mercados más competitivos, el cual tienen el tamaño, la profundidad, estabilidad y liquidez necesarias para un suministro constante y confiable. Hablando en términos genéricos los países que utilizan dicho sistema de precios lo hacen basándose en un mercado externo competitivo del cual no poseen capacidad para su control (Golfo de Estados Unidos). El ppi es calculado mediante el uso del precio CIF del refinado más los costos de internalización (pérdidas, aduana, aranceles, impuestos, costos almacenaje entre otros).
Precio de Referencia	El valor diario de precios para productos derivados del petróleo publicado en medios como el Platt's Oligram US Marketscan, tomando los valores máximos y mínimos para determinar el promedio mensual aritmético de los precios. También referido a los índices de los mercados de refinados de origen Nueva York y el Golfo de Estados Unidos, ampliamente usado en Latinoamérica para las formulas de precio.
Precio Spot	Precio al que se puede adquirir o vender un bien o servicio, en un momento y lugar determinado a precios corrientes de mercado. También conocido como precio contado. Estos pueden variar de forma considerable ante fluctuaciones y desviaciones de oferta y demanda.
Producto blanco	Gasolina, nafta, kerosina y gasóleo, es decir, productos del extremo alto del proceso de destilación.

Producto negro	Fuel Oil, aceites diesel y aceites combustibles, es decir productos del extremo bajo (o pesado) del proceso de destilación.
Refinería	Complejo de instalaciones en el que el crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechables o insumos.
Reg. Unl.	Sigla usada para referirse a la gasolina regular. Usualmente contiene plomo.
Residual Fuel Oil	Destilado usado como referencia del Fuel Oil. Es una clasificación general para combustibles pesados conocidos como fuel Oil No. 5 y No. 6.
S	Ver Azufre
Sector de consumo	Es aquella parte de la actividad socioeconómica donde converge la energía final para su utilización. En forma independiente se considera el consumo propio, que corresponde a la energía utilizada para la producción, transformación, transporte y distribución de energía.
Subaditividad de costos	Subaditividad significa que cuesta menos producir los distintos niveles de un producto en forma conjunta (1 sola empresa) que en forma separada (varias empresas). Cabe decir, donde existen economías de escala implica la existencia de subaditividad de costos, sin embargo el inverso no necesariamente se debe dar.
Sulfur	Ver Azufre
Toneladas de Peso muerto (tpm)	Término usado para describir el tamaño de una embarcación. Es la cantidad de carga, reservas y combustible que una embarcación puede transportar cuando es llenada acorde a lo que permita como máximo las disposiciones legales. La diferencia con Peso Muerto es el peso actual de la embarcación.
Unleaded	Combustibles sin plomo. Usado a lo largo del trabajo también de forma abreviada Unl.
Upstream	La parte del negocio petrolero que se ocupa de buscar yacimientos petrolíferos y extraerlos. El denominado upstream cubre las áreas de prospección y explotación.
VAB	Valor Agregado Bruto. Esto es igual al valor a costo de factores de la producción bruta menos el valor a costo de factores de los insumos intermedios.
VBP	Valor Bruto de Producción. Representa el valor de un conjunto de bienes y servicios producidos por un sector.
Worldscale	Asociación de dos empresas: <i>Worldscale Association Limited</i> (Londres) y <i>Worldscale Association Inc</i> (NYC) para el suministro de información naviera a sus suscriptores, siendo esta tomada como referencia a nivel mundial. El "New Worldwide Tanker Nominal Freight Scale"(Worldscale) comprende coeficientes, diferenciales de coeficientes fijos y variables, términos y condiciones entre otros datos de fletamentos.

1. Introducción

Del total de energía primaria que es consumida hoy en el mundo, aproximadamente el 40% se deriva del petróleo, estimándose que su uso se duplique para el año 2020¹. Este combustible fósil comenzó a emplearse como fuente energética a finales del siglo XIX, modificando considerablemente la estructura productiva de gran parte de los países. La gran mayoría de las actividades económicas a nivel mundial se basan hoy en el petróleo, lo cual nos da una idea de la gran importancia de este fluido en la matriz energética mundial. Es por ello que las decisiones estratégicas que toman los grandes productores del llamado “oro negro” son muy importantes para la actual estructura de costos de una cantidad innumerable de empresas.

En el caso del Uruguay, el petróleo explica el 59% de la energía final consumida², lo cual muestra la importancia de este producto y sus derivados en la economía nacional. Sin embargo, por no haberse encontrado hasta el momento en este país yacimientos petrolíferos, el mismo se limita exclusivamente al negocio petrolero de Refinación y Distribución, con las limitantes que ello implica. Esta situación, aunada a la implementación de determinadas políticas impositivas y energéticas por parte del Estado, así como otras decisiones gerenciales y de tipo organizacional aplicadas en ANCAP, han tendido a impactar en forma negativa en los precios al consumidor final y en algunas ocasiones, a complicar la rentabilidad de este negocio.

En los últimos años, la empresa petrolera estatal uruguaya ha estado en el tapete de la opinión pública, especialmente a partir de la sanción de la Ley 17.448 en enero del 2002 (Desmonopolización y Asociación de ANCAP). En tal sentido, diversos agentes del ámbito nacional vienen preguntándose cuáles son las alternativas menos costosas para ANCAP y el país: ¿Continuar con el actual esquema de producción/ importación de refinados, o por el contrario, que ANCAP sólo importe los refinados, eliminando en este último caso la refinería estatal?

El presente trabajo destinado al sector productivo, procura echar luz a las interrogantes arriba descritas, centrando su análisis en la estructura y comportamiento de la Refinería de la Teja y en la distribución de combustibles en el Uruguay, abarcando el período comprendido entre los años 1995 y 2003.

Este estudio consta de un resumen ejecutivo, una introducción, conceptos teóricos aplicados; precisiones sobre el negocio petrolero en el mundo y como se inserta en el mismo el mercado regional y particularmente el del Uruguay; antecedentes de opiniones y trabajos sobre la materia, el desarrollo central de la investigación y sus resultados; las conclusiones, bibliografía y anexos. El Trabajo de investigación y sus resultados, se divide a su vez en cuatro partes principales:

1. En una primera parte, se intenta esclarecer la estructura real de costos de la empresa estatal y sus principales sobrecostos, así como del sistema de distribución nacional de los productos refinados, procurando describir cómo pesan éstos elementos en los precios finales de los refinados.

¹ IPCC 1996, Second Assessment Report.

² Medido en ktep o miles de toneladas equivalentes de petróleo

2. En una segunda parte, se plantea el costo oportunidad de operar con refinación nacional o importar la totalidad de refinados. Estos escenarios se circunscriben puramente a la Refinería de la Teja y su sistema de abastecimiento, tomándose los costos desde el ingreso del crudo a los tanques de petróleo hasta los tanques de productos terminados. Sobre estos parámetros se presentan los siguientes escenarios posibles:
 - Escenario 1: Comparación del costo de producir refinados en Uruguay, versus la importación de dicha producción.
 - Escenario 2: Comparación del verdadero costo de venta en Uruguay (refinar e importar tal cual lo hace ANCAP) versus la importación de toda esa cantidad.
 - Escenario 3: Similar al anterior, salvo que la importación sería destinada solamente para el consumo interno incluyendo bunkers³ (importación optimizada).
 - Escenario 4: Este escapa del esquema principal del estudio, y sirve de puente para comprender las distintas posiciones de los actores sobre la alternativa “importación versus refinación” en Uruguay. Este análisis, es similar al escenario 2, pero valuado en precios.
3. Este punto analiza las actividades de distribución nacional de refinados, estudiando la logística de comercialización en lo que atañe a la racionalidad económica de algunas plantas del interior (Paysandú, Juan Lacaze, Treinta y Tres y Durazno). Dentro de esta sección se presentan 4 escenarios:
 - Escenarios 5-8: Comparación del costo de distribuir los refinados desde la Tablada en vez de recurrir a cada una de las plantas del interior.
4. Finalmente se realizan con los escenarios 2 y 4, simulaciones de impactos directos e indirectos en la economía uruguaya.

Para la elaboración del presente trabajo, se debieron enfrentar grandes problemas de información, debido a la reserva mostrada por las principales fuentes de datos. Sin embargo, se entiende que se pudo avanzar mucho en este ámbito gracias a la colaboración de muchas personas que permitieron que este trabajo fuera posible, en especial teniendo en consideración que el mismo no pretende ser una auditoría de la petrolera estatal, sino un intento de efectuar una aproximación a los principales problemas que tiene hoy ANCAP sobre el tapete y de contribuir con otro insumo para el análisis de este tema.

³ Combustible usado por buques, en general de alta viscosidad y contenido de azufre.

2. Conceptos Teóricos

2.1. Modelo de Simulación

Este capítulo tiene por finalidad, introducir el modelo de simulación utilizado en el estudio, con el objetivo de captar los impactos económicos atribuibles a modificaciones en los precios de los combustibles derivados del petróleo. La herramienta utilizada será el Modelo Lineal de Multiplicadores Contables basado en la Matriz de Contabilidad Social (MCS) de Uruguay. Se comenzará efectuando una breve introducción a la MCS, para luego presentar dos modelos que de ella se desprenden: Modelo MCS basado en cantidades y MCS basado en precios.

2.1.1. La Matriz de Contabilidad Social (MCS)

La MCS es una base de datos que representa en formato matricial y de un modo consistente todos los flujos de bienes y servicios, ingresos y egresos entre todos los agentes de una economía en un periodo de referencia, generalmente un año. Es un instrumento que permite estudiar aspectos estructurales de los procesos productivos y distributivos de una economía. Además es estático, lo que proporciona una fotografía de la estructura económica y social de un país en un momento dado.

En una MCS se encuentra la información provista por el sistema de cuentas nacionales, detallando los vínculos entre la oferta y demanda de productos en la economía y las cuentas de los sectores institucionales. Las cuentas se representan en una matriz cuadrada; donde los ingresos y los egresos para cada cuenta se presentan en una fila y una columna respectivamente. Las transacciones se encuentran en las casillas y cada casilla representa las interconexiones entre los agentes de una manera explícita⁴.

Estas matrices surgieron a mediados de los años setenta como respuesta a la necesidad de contar con un “sistema de información que permitiera analizar los aspectos relativos a las oportunidades de empleo y a la distribución de la renta”⁵. Por lo tanto, una de las particularidades que tienen de la MCS consiste en la definición de un conjunto exhaustivo y mutuamente excluyente de grupos socioeconómicos vinculados con la esfera productiva tanto por el lado del ingreso como por el lado del gasto.

De esta forma, el crecimiento de las diferentes ramas de actividad se traduce en ingresos para los distintos hogares en función a su dotación de factores productivos y a su vez, el gasto en consumo de estos hogares se traduce en una demanda de bienes dirigida a los distintos sectores productivos de la economía. Es de esta manera que la matriz muestra las interconexiones que existen en una economía.

⁴ La presentación en formato matricial de las transacciones económicas implica necesariamente el cumplimiento de tres condiciones: (i) Todas las filas y las columnas que componen la matriz son definidas de forma simétrica, es decir, cada cuenta, definida por una fila y una columna de la matriz, registra las transacciones de un determinado agente; (ii) Cada transacción se registra en una sola celda de la matriz, utilizando el concepto contable de partida doble y mostrando que el gasto de un agente representa el ingreso de otro agente, y (iii) Para cada una de las cuentas de la matriz se debe cumplir que la suma por filas (ingresos) sea igual a la suma por columnas (gastos). La matriz es por lo tanto cuadrada, consistente y por convención se contabilizan los ingresos de un agente en las filas y sus egresos en la columnas.

⁵ Pyatt y Thorbecke (1976)

La base de datos también considera los ingresos y gastos de otros sectores institucionales como ser (las empresas, el gobierno y el resto del mundo), por que complementa el ingreso primario de los hogares con los distintos mecanismos redistributivos existentes en la economía.

Se debe efectuar la salvedad, que los datos económicos que se encuentran en las matrices provienen de diferentes organismos, los cuales tienen distintos criterios metodológicos para el relevamiento y procesamiento de los datos.

ESQUEMA 2-1 Esquema básico para una Matriz de Contabilidad Social

	1. Actividades Productivas	2. Mercancías	3. Factores de Producción	4. Instituciones	5. Acumulación de Capital	6. Resto del Mundo	Total
1. Actividades Productivas		Ventas al mercado interno				exportaciones FOB	Valor Bruto de Producción
2. Mercancías	Utilización Intermedia			Consumo público y privado	Inversión Pública y Privada		Demanda interna bienes y servicios
3. Factores de Producción	Retribución de Factores						Valor agregado
4. Instituciones	Impuestos Indirectos	Aranceles e impuestos indirectos	Retribuciones factoriales	Impuestos directos y transferencias		Transferencias del resto del mundo	Ingresos de las instituciones
5. Acumulación de Capital				Ahorro		Déficit en cuenta corriente	Ahorro total
6. Resto del Mundo		Importaciones CIF		Transferencias al resto del mundo			Egresos de moneda extranjera
Total	Valor Bruto de Producción	Oferta total mercado interno	Valor Agregado	Gasto de las instituciones	Inversión total	Ingresos de moneda extranjera	

Fuente: Laens Silvia, Rius Andrés (1991) "Un instrumento para el análisis estructural: La matriz de contabilidad social", CINVE

Dado el esquema anteriormente expuesto, cabe efectuar la distinción entre las actividades productivas y las mercancías que éstas producen. Esta división permite diferenciar casos en los que una actividad produce varias mercancías y casos en los que una mercancía es producida por diversas actividades. De este modo, la sub matriz de insumo - producto tiene dos componentes: una matriz de “usos” de mercancías y una matriz de “oferta” de mercancías. La intersección agregada de la columna de las actividades con la fila de las mercancías conforma la matriz de matriz de utilización intermedia de la matriz de insumo – producto, mientras que la intersección de la columna de las mercancías con la fila de las actividades da lugar a la denominada matriz de Ventas al Mercado Interno (ESQUEMA 2-1).

2.1.2. El Modelo Lineal de Multiplicadores Contables

Desde el punto de vista histórico, se han realizado varias simulaciones macroeconómicas con el marco que brinda este instrumento. En algunas de ellas los precios solo varían de forma exógena⁶, denominando los mismos modelos de primera generación. Por su parte, en los llamados modelos computables de equilibrio general o de segunda generación los precios son endogeneizados⁷. El presente estudio recurrirá a los modelos de primera generación dejando para un estudio futuro modelos de equilibrio general modelizados con programas computacionales como el GAMS⁸.

La MCS posee datos estadísticos de los cuales se desprenden muchas relaciones contables que permiten establecer las consecuencias de una variación en cualquiera de las cuentas sobre la producción, en el uso de los factores y en la distribución de la renta, de forma análoga al análisis input-output de la famosa matriz elaborada por Leontief⁹ (1963).

Modelo MCS basado en cantidades (SAM Based Quantity Model)

Los modelos de MCS basado en cantidades, son derivados del ESQUEMA 2-1, distinguiendo entre grupos de variables endógenas y exógenas, asumiendo que los niveles de actividad puedan variar mientras que los precios se mantienen fijos. Esta situación se justifica dado el supuesto de capacidad ociosa, y recursos disponibles para las actividades productivas.

Los supuestos del modelo son los siguientes:

- 1) Homogeneidad.
Esto hace referencia a que cada industria produce una sola mercancía homogénea. Este supuesto puede aproximarse a la realidad, ya que cuando una industria produce varios bienes o utiliza diversas combinaciones de factores para producir, se podrían tratar como industrias diferentes.
- 2) Coeficientes fijos de producción.
Cada industria utiliza una relación fija de insumos para la su producción. Por este motivo no existen economías de escala, no hay economías externa y no existe sustitución de insumos.

⁶ Variables que no son explicadas por el modelo, por lo tanto son exógenas a este.

⁷ Variables endógenas significa que son variables explicadas por el modelo, o sea que son variables determinadas por fuerzas que se describen en el modelo.

⁸ General Algebraic Modeling System (GAMS), GAMS Development Corporation. www.gams.com

⁹ Wassily W. Leontief, The structure of American Economy, 1919-1939 segunda edición Oxford University Press.

3) Capacidad Ociosa de Producción

La formulación final que se obtiene para estos modelos lineales en notación matricial es la siguiente:

$$(1) Y = A * Y + X$$

$$(2) Y = (I - A)^{-1} X$$

$$(3) \Delta Y = (I - A)^{-1} \Delta X$$

Donde **Y** vector columna que recoge las rentas totales de las cuentas endógenas; **A** la matriz de propensiones medias al gasto de las cuentas endógenas (se obtiene al dividir cada celda de las cuentas endógenas de la MCS por el total de la columna correspondiente); y **X** un vector que recoge las inyecciones totales de renta que recibe cada cuenta endógena del conjunto de cuentas exógenas. De esta forma, los efectos totales, directos e indirectos, que provoca sobre el conjunto de la economía una variación exógena en la demanda final (inversión, gasto público o exportaciones) dirigida a una cuenta específica de la MCS, se obtienen de la matriz de multiplicadores contables $(I-A)^{-1}$.

Siendo $M = (I-A)^{-1}$, cada elemento $\{m_{ij}\}$ de esta matriz representa la variación en el ingreso del sector *i* provocado por un aumento exógeno en la demanda dirigida al sector *j* y su magnitud refleja la importancia de los vínculos intersectoriales en la economía. Por lo tanto el análisis del multiplicador estima los efectos de los aumentos de una sola vez de variables exógenas en variables endógenas, y se utiliza para el análisis de política a corto plazo.

Modelo MCS basado en precios (SAM Based Price Model)

El presente estudio arroja nuevos precios para los derivados del petróleo y por lo tanto un ahorro o desahorro comparativamente a la situación histórica vivida. Para poder cuantificar los impactos en la economía que se deriven de aumentos o disminuciones en los precios de los derivados, se requiere de un modelo que haga variar los precios acorde a los costos y no acorde a niveles de actividad, tal cual se describió en el modelo anterior.

Tradicionalmente la MCS y el Modelo de Multiplicadores Contables ha sido utilizado para explicar las variaciones en el ingreso de los sectores de una economía ante cambios exógenos en la demanda final. Por lo tanto, para observar las variaciones en los sectores ante un cambio en los precios de los combustibles, se debió buscar una interpretación diferente al modelo de multiplicadores contables. Esta interpretación debe permitir mostrar casos donde se presenta la dicotomía clásica entre precios y cantidades, por lo que los precios se incorporan independientemente de los niveles de actividad.

Siguiendo un esquema similar al modelo anterior, basado en cantidades, la interpretación de la matriz $M=(I-A)^{-1}$, es distinta dependiendo de si lo que se observa son las columnas o las filas. La interpretación por columnas (que es la más común), muestra los impactos directos e indirectos de un aumento en los ingresos de un sector

sobre las distintas actividades de una economía como se explicara debidamente en el punto anterior. Sin embargo si lo que se observa son las filas, la interpretación es completamente distinta. Cabe señalar antes de exponer la formulación matemática, que se debe anexar un supuesto adicional a los anteriormente detallados para el modelo basado en cantidades:

4) Las modificaciones en costos son en su totalidad transferidas a precios.

Luego de lo detallado anteriormente, la formulación final que se obtiene para estos modelos lineales en notación matricial es la siguiente:

$$(1) P = P * A + v$$

$$(2) P = v * (I - A)^{-1}$$

$$(3) \Delta P = \Delta v * M$$

La matriz **M** para el caso del modelo basado en precios, se conoce con el nombre de Matriz de Transmisiones de Precios¹⁰. Es decir cada una de las actividades tiene un costo o un índice de precios implícito que esta relacionado con los demás índices a través de los coeficientes de la matriz.

El vector **P** es un vector índice de precios¹¹. La matriz **A** es de propensiones medias al gasto de las cuentas endógenas (se obtiene al dividir cada celda de las cuentas endógenas de la MCS por el total de la columna correspondiente, igual al esquema de cantidades); y **v** una matriz que recoge las variaciones de costos exógenos que recibe cada cuenta endógena. De esta forma, los efectos totales, directos e indirectos, que provoca sobre el conjunto de la economía una variación exógena en los precios, son reflejados por de la matriz de multiplicadores contables $(I-A)^{-1}$.

Siendo $M = (I-A)^{-1}$, cada elemento $\{m_{ij}\}$ de esta matriz representa la variación en el precio del sector j provocado por un cambio exógeno en los costos del sector i y su magnitud refleja la importancia de los vínculos intersectoriales en la economía. Por lo tanto el análisis del multiplicador estima los efectos de los aumentos de una sola vez de variables exógenas en variables endógenas, y se utiliza para el análisis de política a corto plazo.

¹⁰ David W. Roland-Holst and Ferran Sancho, "Modeling Prices in a SAM Structure" MIT Press, vol. 77(2), pages 361-71. <http://ideas.repec.org/p/aub/autbar/189.92.html>

¹¹ Siguiendo a Roland y Sancho, la noción de precio debería tomarse con el mismo sentido amplio con que se toma la noción de ingreso de cada actividad, bajo una MCS.

2.2 Teoría de la imposición Óptima

Siempre que se habla de impuestos se debe considerar la incidencia de estos en el bienestar de los agentes económicos. Así, el pago de un impuesto conlleva una transferencia de renta del sector privado al sector público de igual magnitud que la recaudada. El sector público necesita recursos para realizar sus actividades, y estas actividades son financiadas mayoritariamente con impuestos. El objetivo esencial de cualquier impuesto es recaudar fondos para financiar los gastos públicos, sin embargo y en especial a los que gravan la renta de los individuos se les asignan objetivos redistributivos. Usualmente la teoría asigna una serie de requisitos esenciales a los impuestos:

- Eficiencia Económica (Impuestos distorsionantes y no distorsionantes)
- Justicia Social (Progresivos, Regresivos y Proporcionales)
- Sencillez Administrativa
- Flexibilidad

Para hacer una clasificación de los efectos económicos de la imposición de un impuesto, se debe recurrir a los postulados básicos de la llamada teoría del bienestar:

- El precio competitivo de demanda de una unidad de un bien representa el valor marginal de esa unidad para el consumidor.
- El precio competitivo de oferta de una unidad de un bien representa el costo marginal de esa unidad para el productor.
- Al evaluar los costos marginales netos de una acción desde el punto de vista de la ineficiencia en términos de Pareto¹² su distribución entre los agentes es irrelevante.

Estos postulados permiten establecer una relación entre el precio y la utilidad, pudiendo así comparar monetariamente cambios en el bienestar. En este sentido, la Teoría de la Hacienda Pública¹³ distingue entre impuestos que distorsionan e impuestos que no distorsionan. La mayoría de los impuestos son distorsionantes, en el sentido de que un individuo puede alterar sus obligaciones fiscales modificando por ejemplo, su nivel de ahorro o su oferta de trabajo. Por otro lado, un impuesto es no distorsionante cuando el individuo no puede realizar acción legal alguna para alterar las obligaciones fiscales. Los impuestos de suma fija presentan esta característica.

La variación en la renta originada por un impuesto de suma fija puede inducir al individuo a trabajar más o a reducir la demanda de determinados productos. Por lo tanto, los impuestos no distorsionantes sólo pueden provocar efectos renta¹⁴, mientras que los distorsionantes pueden además provocar efectos sustitución¹⁵ como consecuencia de las variaciones en los precios relativos.

Estas consideraciones son relevantes para definir el costo social de un impuesto. Este puede definirse como, el equivalente monetario en la reducción de bienestar social ocasionada por el impuesto por encima de la que hubiera producido bajo la introducción de un impuesto de suma fija de igual recaudación. Lo mencionado

¹² Un sistema económico es eficiente en el sentido de Pareto si no es posible reasignar los recursos existentes de forma que algún (o algunos) individuos mejore (o mejoren) sin que otro (u otros) empeoren.

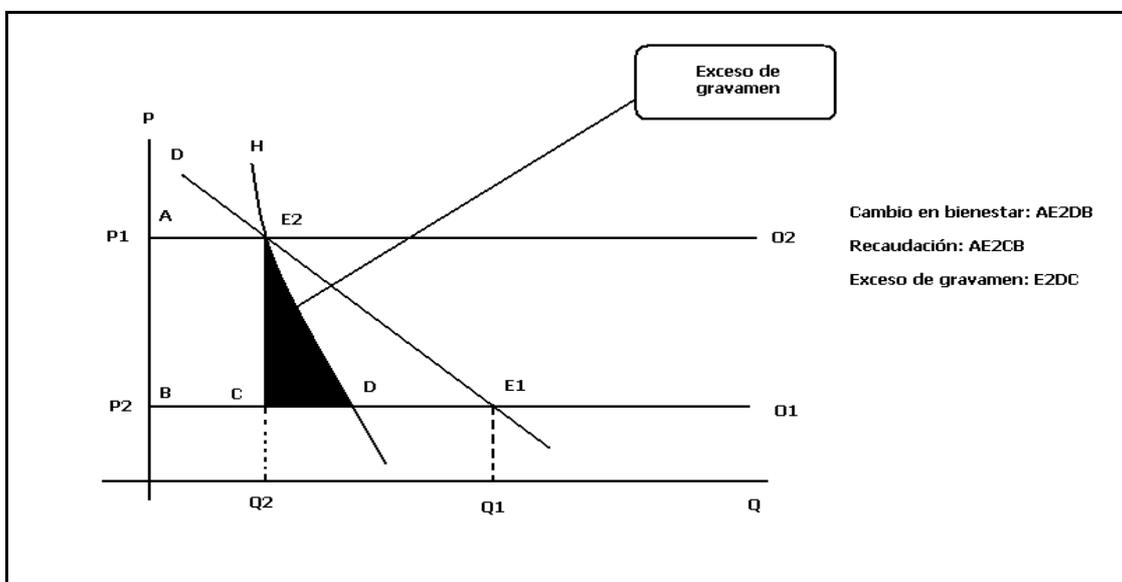
¹³ Esta teoría se concentra en el estudio de la intervención de Sector Público a través de sus programas de ingresos y gastos. Por lo tanto el estudio de los ingresos (impuestos) es de crucial importancia para esta teoría y donde se a puesto mayor énfasis en los últimos tiempos.

¹⁴ Se modifica el poder adquisitivo de los agentes.

¹⁵ Se sustituyen bienes o servicios por estar gravados de manera diferencial.

anteriormente se puede observar en la GRAFICA 2-1. En esta figura se considera un análisis para un mercado de un bien con un a curva de oferta perfectamente elástica¹⁶ y una curva de demanda ordinaria o Marshalliana¹⁷ D, y la curva de demanda compensada o Hicksiana H¹⁸.

GRÁFICA 2-1 Introducción de un impuesto



Fuente: "Teoría de la hacienda Pública" Albi, et al. Capítulo 10, aplicando el concepto de variación excedente.

Es por ende común mencionar que cuanto más inelástica sea la curva de demanda compensada de un bien, menor será la pérdida ocasionada al consumidor (exceso de gravamen) asociado a un aumento del precio de dicho bien por efecto de aplicar un gravamen. Aquí surge la importancia de las elasticidades de la demanda para cuantificar el impacto ocasionado por la aplicación de aranceles.

A modo de síntesis, los costos de bienestar ocasionados por la imposición de un gravamen son mayores cuanto mayor sea:

- la elasticidad precio de la demanda compensada.
- el gasto neto de impuestos
- el tipo impositivo

Cabe señalar, sin embargo, la existencia de otros costos asociados al consumo de combustibles que también tienen impactos sobre el bienestar de los agentes de la sociedad. Estos son la contaminación, accidentes y congestionamientos, entre otros. Debiera considerarse también que el Gas oil tiene mayor poder contaminante que las naftas de acuerdo con un trabajo efectuado por la Comisión Europea en 1999. Este mayor poder contaminante puede llegar a contrarrestar diferencias en la imposición a los combustibles, tal cual sugieren Amengual y Cubas¹⁹ en un trabajo que se resumen a continuación en un apartado relacionado con Uruguay.

¹⁶ Esto implica una curva de oferta totalmente horizontal, vendiéndose cualquier cantidad a un único precio fijo.

¹⁷ Curva de demanda tomando el ingreso constante. Su función es maximizar la utilidad sujeto a restricción presupuestal.

¹⁸ Curva de demanda tomando la utilidad constante. Su función es minimizar el gasto sujeto a la utilidad.

¹⁹ Amengual, D. y Cubas, G., (2002), "Imposición óptima a las naftas y el Gas oil, Una estimación de las demandas de combustibles para transporte en Uruguay", Trabajo Monográfico, Universidad de la República, Facultad de Ciencias Económicas y Administración.

Caso Uruguay

Se han efectuado en Uruguay algunos estudios en lo que atañe a imposición y recaudación fiscal a través del precio de los combustibles. El Ec. Diego Aboal,²⁰ en un trabajo del año 2001, se planteaba la interrogante sobre qué resultaba más eficiente, si el hecho de que el gobierno recaudase a través de los precios de los combustibles o que lo hiciera a través de los impuestos más tradicionales. En tal sentido, Aboal concluyó que:

- La obtención de ingresos a través de la imposición a la gasolina o vía precio, podría no ser tan ineficiente como podría pensarse, si se hubiera tomado como referencia la elasticidad precio de países de la OCDE²¹.
- El nivel de actividad es importante en la determinación del consumo de gasolina y por lo tanto tiene un reflejo directo sobre la recaudación de impuestos en los combustibles. Dada la elasticidad cercana a 1, Aboal afirma que el nivel de actividad tiene un impacto de uno a uno en el nivel de recaudación de impuestos a la gasolina.

Por otro lado, en el año 2002, el trabajo de Amengual y Cubas, demostró que la estructura impositiva del IMESI a las naftas y el gasoil generaba un subsidio implícito a este último, cuantificando la transferencia de los consumidores de naftas a gasoil en US\$ 58 millones anuales. Los autores sugirieron la posibilidad de que este subsidio estuviese direccionando no a la eficiencia productiva sino al consumo final (parque automotor a gasoil) o productores ineficientes.

En otro aspecto, Amengual y Cubas resaltaron la alta sustitución entre ambos combustibles. Las elasticidades del precio del gasoil y las naftas resultaban del orden de -0,34 y -0,82 respectivamente mientras que las elasticidades cruzadas del precio del gasoil sobre la demanda de las naftas resultaba de 0,26 mientras que a la inversa daba un valor de 0,38.

²⁰ Aboal Diego, Junio del 2001, "Elasticidad de Corto y Largo Plazo de la Demanda de Gasolina en Uruguay: Una Aplicación de Modelos de Corrección de Error", CINVE

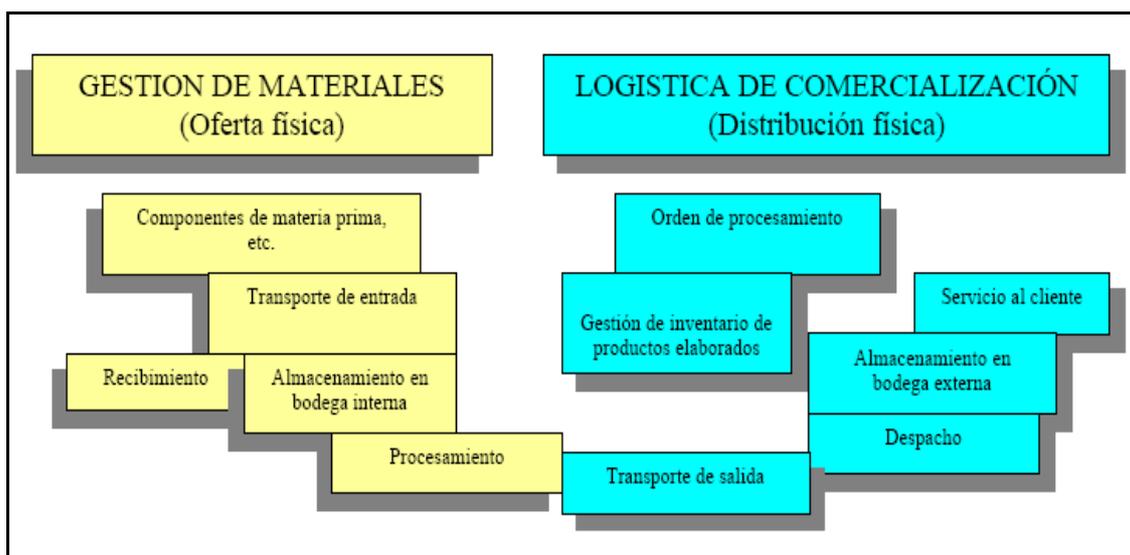
²¹ Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), integrada por 30 países considerados en general del primer mundo.

2.3 Logística de Distribución Física

De acuerdo con el *Council of Supply Chain Management Professionals* (CSCMP) ²², la logística de distribución física comprende “aquella parte de la cadena de oferta que planea, implementa y controla la eficiencia del flujo efectivo y del almacenamiento de bienes, servicios y de toda información relacionada desde el origen hasta el punto de consumo de forma de cumplir con los requerimientos del consumidor”. Las actividades principales incluyen, control de inventarios, manipuleo de materiales, transporte y almacenamiento, y servicio al cliente.

Como se observa en el ESQUEMA 2-2, la distribución física tiene dos componentes, uno es la gestión de materiales que se ocupa de las operaciones de suministro, almacenamiento y movimiento de las materias primas a lo largo de la cadena de producción, es decir desde que entra la materia prima hasta que se llega al producto final y el otro, es la logística de comercialización que se encarga de la transferencia de los productos terminados hasta que llegan al consumidor final.

ESQUEMA 2-2 Componentes de la Distribución Física



Fuente: Organización de las Naciones Unidas para la agricultura y la alimentación
<http://www.ric.fao.org/prior/desrural/mercadeo/default.htm>

Por lo tanto mantener la eficiencia de la distribución física es crucial para la competitividad de cualquier empresa.

²² Fuente: Council of Supply Chain Management Professionals (CSCMP). Es una asociación de profesionales en logística a nivel mundial que proporciona a los profesionales la posibilidad de comunicarse y desarrollar sus habilidades. <http://www.cscmp.org/>.

2.3.1 El Costo de distribución total y sus principales actividades

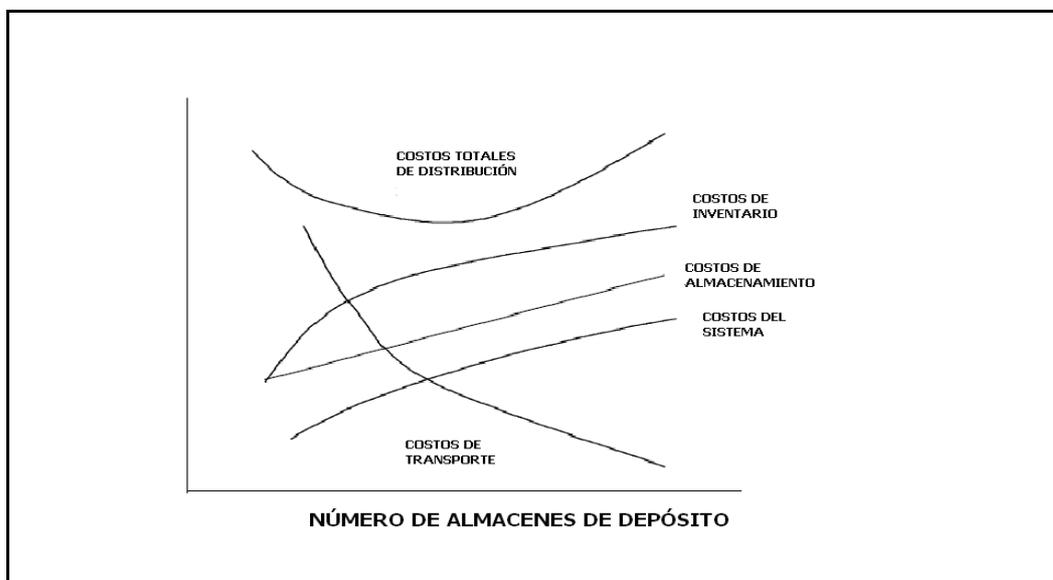
Los costos totales de distribución responden a la noción de que todos los elementos que intervienen en la distribución física son tan interdependientes que una decisión sobre un elemento afectará a algunos de ellos o a todos los demás. Por este motivo, si se desea reducir los costos totales de distribución, se deberán examinar los cambios que pueden ocasionar cada una de las actividades principales en el total de costos, analizando las interacciones que tengan unas con otras. Las denominadas actividades principales vistas desde una óptica de costos pueden clasificarse de la siguiente forma:

- Costos de almacenaje
- Costos de transporte
- Costos de mantener inventarios
- Costos del sistema (los costos de procesar los pedidos, comunicación entre almacenes, etc.)

Cabe señalar, como uno de los principales “*trade-off*” de la distribución física, la compensación entre el costo de almacenaje y el costo de transporte. Esto implica que, a medida que aumenta el número de plantas de almacenaje (y por lo tanto los costos de almacenaje), los costos unitarios de transporte declinan debido a la reducción en las distancias recorridas por los vehículos de reparto, bajo el supuesto de que las plantas se ubican estratégicamente cerca de los puntos de consumo.

De este modo y considerando los diferentes tipos de costos de distribución se arriba a la GRAFICA 2-2 que resume la incidencia de los diversos costos sobre la distribución.

GRÁFICA 2-2 Componentes de los costos totales de distribución



Fuente: Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación
<http://www.ric.fao.org/prior/desrural/mercadeo/default.htm>

2.3.2 La importancia del Transporte en el Complejo Logístico

En la actualidad el transporte y su infraestructura física son factores claves para la competitividad de las empresas. La gestión de transporte es uno de los puntos importantes de los modelos de redes de distribución física, por lo que se verá a continuación las condicionantes para la elección modal del sistema de transporte y las principales características de cada modo.

Para la elección modal la teoría sugiere tener en cuenta los siguientes requerimientos:

- Circuitos de Venta
- Circuitos de distribución de mercancías
- Volúmenes
- Tipos de expedición
- Frecuencia
- Mercancías

Estos requerimientos -y dependiendo de si se trata de transporte nacional o internacional-, marcan las pautas de la elección modal, cuyos principales factores son:

- La relación calidad / precio
- La protección de las mercancías
- Los servicios de información en la red
- Los servicios logísticos
- La frecuencia y fiabilidad
- La rapidez

Por último, y siguiendo criterios logísticos planteados por Mirá²³, en el CUADRO 2-1 se representan las características de cada uno de los modos de transporte, seleccionados de acuerdo con los siguientes parámetros:

- Costos Fijos
- Costos Variables
- Facilidad de utilización
- Capacidad de carga
- Regularidad
- Velocidad
- Frecuencia

A cada modo de transporte, le fue asignado un puntaje de acuerdo al conjunto de características. Sumando dichos puntajes y dividiendo ese total sobre el número de dichas características, obtenemos lo siguiente:

- | | |
|--------------------|-----|
| 1) Carretera | 2,4 |
| 2) Ferrocarril | 3 |
| 3) Aire y marítimo | 3,1 |
| 4) Tubería | 3,2 |

Este razonamiento sencillamente rankea de mejor (número 1) a peor (número 4) los modos y pondera cada factor (costos, capacidad, etc.) de la misma forma. En

²³ Jaime Mira "Gestión del Transporte", 2001, España

este sentido, el medio de transporte más ágil, flexible y común en el servicio puerta a puerta es el carretero, siempre y cuando las circunstancias lo permitan. Sin embargo, cabe señalar que en líneas generales, todos los otros modos terminan requiriendo los servicios del carretero para llegar al cliente.

CUADRO 2-1 Característica de los cinco modos de transporte

Modos	Costos Fijos	Costos Variables	Facilidad Utilización	Capacidad de carga	Regularidad	velocidad	Frecuencia
Ferrocarril 21/7=3	4to Terrenos, vías, etc.	3ero Vagones completos	2do Estaciones	2do Limitación trenes	3ero composic. clasificaciones	3ero 40 km/h	4to Trenes
Carretera 17/7=2,4	3ero	4to	1ero puerta a puerta	3ero convoyes excepcionales	2do sólo depende de conductores	2do 60 Km/h	2do Diaria
Aire 22/7=3,1	1ero	5to tarifas caras	3ero aeropuerto	4to poco peso	5to meteorología, averías	1ero Vuelo	3ero problemas de limitación de cargas
Agua 22/7=3,1	2do	2do puertos, instalación	1ero limitada	4to ilimitada	4to	4to no importa	5to
Ductos 23/7=3,2	5to tuberías, instalaciones	1ero	5to terminales	5to sólo líquidos	1ero continuo 24 horas	5to de 2 a 10 Km/h	1ero interrupción sólo para reparaciones

Fuente: Jaime Mira "Gestión del Transporte", 2001, España.

Por otra parte, cabe resaltar la importancia de la optimización de la unidad de carga en la cadena logística. Teniendo en cuenta lo crucial del factor tiempo en logística, los tiempos de carga y descarga juegan un papel clave en la cadena.

Algunas características importantes de los modos de transporte

Modo Carretero

La carretera es el modo de transporte más antiguo y el más utilizado siempre que la orografía lo permita. Sus características más relevantes son:

- Flexibilidad: Se adapta a todas las demandas y requerimientos del mercado y de los clientes, tanto en origen como en destino y además cubre una alta gama de productos.
- Es el modo de transporte más utilizado a nivel mundial
- Es el único modo que permite el servicio puerta a puerta, y además se complementa fácilmente con los otros modos.
- Mayor trazabilidad, al poder realizar su seguimiento en las mejores condiciones.
- Es el modo de transporte que tiene el índice de mayor siniestralidad.

Si bien el transporte carretero es el más usado a nivel mundial, ya se está empezando a cuestionar debido a sus implicancias medioambientales. Los vehículos inciden en la congestión de las carreteras, en la contaminación mediante los gases y en los ruidos que producen. Es por ello que hay quienes sostienen que la mejor opción es la combinación de todos los modos (multimodal), tomando las características relevantes de cada uno. En cuanto a las distancias óptimas, las normativas de California (EEUU) o en Europa con la EURO III pautan que la misión de las carreteras será el servicio de hasta 500-700 kilómetros.

Modo Ferroviario

El ferrocarril es el modo de transporte que más cuota de mercado ha perdido en los últimos años en algunos países del primer mundo, si bien en otras partes se mantiene o se incrementa. Las características más usuales de este modo son:

- Fiabilidad. Su baja tasa de siniestralidad y su calidad de servicio indica que puede ser una muy buena opción para grandes distancias.
- Segmentación de productos. El ferrocarril es idóneo para cargar productos de poco peso y mucho volumen y viceversa.
- No excesiva velocidad. Esto puede condicionar el envío de mercaderías urgentes.
- Servicios rentables a larga distancia. Si no se supera una distancia suficiente los tiempos no se compensan con otras alternativas.
- Necesidad de grandes inversiones en infraestructura y en material.
- Menos contaminante debido a su tasa de arrastre por tonelada movida y respecto a la energía consumida.
- Posibilidades de intermodalidad con cualquier otro medio de transporte
- Trazabilidad en el seguimiento de las unidades de carga.
- Según estimaciones, el ferrocarril es ideal para cubrir largas distancias, en especial al pasar los 500 kilómetros.

Modo Marítimo/Fluvial

Este modo es el más utilizado para el comercio exterior a nivel mundial y el que realiza el mayor movimiento de productos. Tiene suma importancia en el mercado petrolero dada las grandes masas de petróleo y derivados manejados internacionalmente. Sus características más salientes son:

- Envíos de grandes masas, ya sean gráneles líquidos o contenedores.
- Velocidad relativa. En función del tipo de servicio y el tipo de buque.
- Necesidad de infraestructura en tierra y de servicios.
- Menor trazabilidad en el seguimiento de la mercancía
- Costes altos en relación a la tripulación y al combustible asociados a otros como la velocidad.

Otros modos de transporte

Existen otros modos de transporte (además del aéreo, no considerado en esta oportunidad por no tener relevancia para el presente estudio) que han sido desarrollados para productos específicos y que permiten el movimiento de grandes cantidades entre puntos fijos. Este es el caso de los oleoductos y gasoductos sistemas que generalmente tienen un alto valor estratégico. Estos en un principio suponen una gran inversión inicial en infraestructura física, pero a largo plazo los costes de operación y mantenimiento son muy reducidos y están asociados a una gran fiabilidad, resultando muy útiles como alternativa a cualquier modo de transporte.

3. El negocio petrolero en el mundo

El presente capítulo tiene por finalidad presentar lo que se considera conceptos básicos del sector petrolero a nivel mundial, brindando bagaje informativo que permita comprender mejor el presente estudio. En tal sentido, se analizará la importancia que posee el crudo a nivel mundial comparado con las distintas fuentes energéticas; se verá la producción y el consumo de crudo a nivel mundial y se mostrará la importancia que poseen las reservas y el papel que juega la OPEP en la formación de los precios internacionales. Asimismo, se describirá el funcionamiento de los mercados de referencia y se explicará cómo se forman los precios de los derivados del petróleo. Finalmente se introducirán conceptos de vital importancia para el presente estudio, tales como la formación de los márgenes, de costos y el concepto de paridad de importación.

3.1. La cadena de abastecimiento de la industria petrolera

La cadena de abastecimiento de la industria petrolera, se puede descomponer a modo sintético en los siguientes procesos:

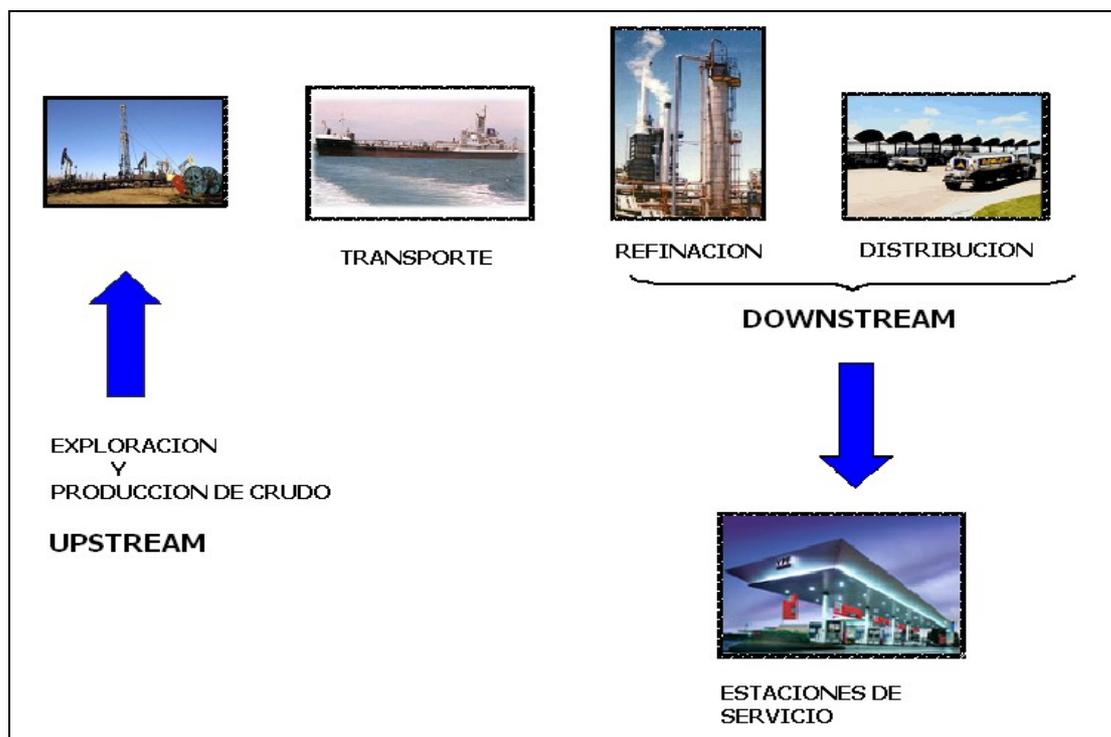
- Prospección
- Explotación
- Refinación
- Distribución

Los procesos de Prospección y Explotación son englobados en lo que se denomina “*Upstream*”, siendo una forma de visualizar el movimiento del crudo al ser encontrado y extraído. La Prospección posee un alto riesgo debido a que aún con la moderna tecnología existente, las probabilidades de descubrir un yacimiento y que a su vez este sea rentable, son bajas. Sin embargo, una vez que se halla el yacimiento y este resulta rentable, la etapa de Explotación es la que acarrea como norma las mayores ganancias en la cadena del negocio. Por ejemplo, en países donde se cuenta con yacimientos petroleros propios, se pueden hallar costos de extracción que parten de 2 US\$/barril cuando en el mercado internacional se vende al momento de esta redacción a 45 dólares el barril.

Por otro lado, los procesos de Refinación y Distribución serían englobados bajo el término “*Downstream*”, nuevamente siguiendo el movimiento del fluido al ser refinado y distribuido. Estas etapas son las que en líneas generales, poseen un menor margen de ganancia, llegando éste a ser negativo muchas veces, siendo independientes de la existencia de yacimientos petroleros. Tal es el caso de Uruguay, donde al momento no se han encontrado petróleo, pero se dispone de una empresa refinadora junto con un particular sistema de distribución.

A continuación se presenta el ESQUEMA 3-1 donde puede visualizarse toda cadena de abastecimiento de la industria petrolera:

ESQUEMA 3-1 Cadena de Abastecimiento de la Industria Petrolera



Fuente: Elaboración propia

Cada uno de estos eslabones es fundamental en el abastecimiento de hidrocarburos, poseyendo sus propias características económicas y estratégicas. Si hablamos desde el punto de vista económico, los mercados de cada tramo de la cadena, en general, son contra cíclicos.

Al respecto, tal como ha sucedido recientemente con el aumento impactante del precio del crudo, la fase *Upstream* ve aumentar sus ganancias de forma exponencial. No obstante, dicho aumento puede no transferirse en un 100% al consumidor final ya sea por razones políticas como económicas. Es por ello que ante estos escenarios de aumento del crudo, la transferencia al consumidor final se aparta de la unidad, siendo el aumento absorbido parcialmente por el resto de la cadena. De igual forma, cuando el precio del crudo cae fuertemente, dicha variación no se ve reflejada de forma notoria en los precios finales. En esos casos, el que se apodera de la ganancia sería el segmento *Downstream*, que funciona como colchón de precios, siendo por ende el que experimenta mayor volatilidad en cuanto a su rentabilidad.

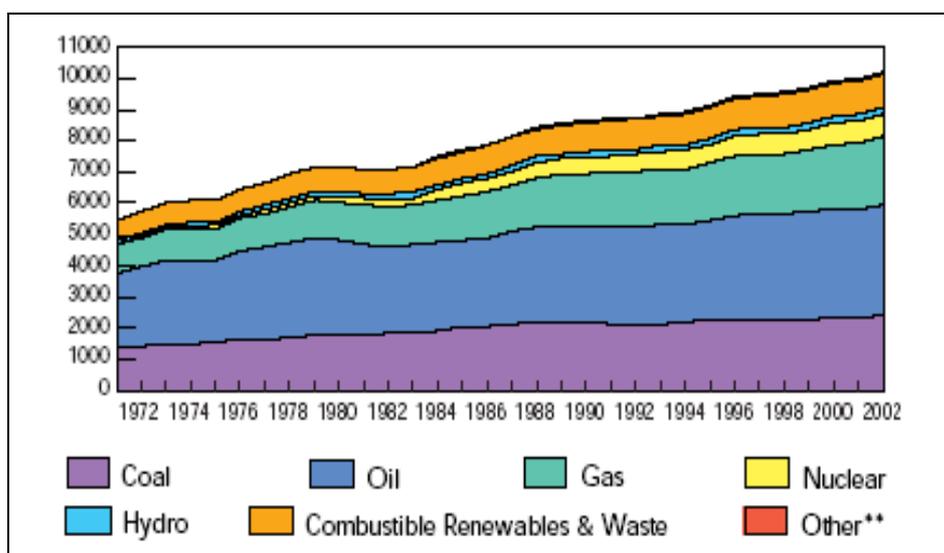
Como se desprende de lo arriba expuesto, las empresas petroleras buscan la integración vertical, donde pueden encontrar la rentabilidad en los diferentes eslabones de la cadena, dependiendo de las circunstancias imperantes del momento. Es incluso por este motivo que existen refinerías persistentemente deficitarias. En estos casos, las empresas evalúan el negocio en su conjunto y por este motivo resulta rentable refinar su propio crudo, independientemente de que a nivel del tramo refinación se enfrenten pérdidas. A una solución similar se arribaría si se entiende que dicha pérdida es menor al costo estratégico de refinar crudo de forma independiente. Es por ello que los agentes económicos más expuestos a las fluctuaciones de precios son los refinadores y lejos en segundo lugar los distribuidores.

3.1.1. El negocio *Upstream*: Prospección y Producción de petróleo

El petróleo comenzó a emplearse como fuente energética a finales del siglo XIX y desde ese entonces, ha modificado la estructura productiva de gran parte de los países, pesando considerablemente en la matriz energética mundial. Actualmente el crudo es el combustible fósil sobre el cual se basa la gran mayoría de las actividades económicas a nivel mundial, siendo las decisiones estratégicas que toman los grandes productores del “oro negro” muy importantes para la actual estructura de costos de una gran cantidad de empresas. De esta manera, el petróleo y sus derivados, con sus características²⁴ han estado en el centro de los debates y conflictos a nivel internacional durante las últimas décadas.

Para comprender mejor el peso de este recurso energético a nivel mundial, la GRAFICA 3-1 muestra la creciente evolución que ha tenido la oferta mundial de energía primaria por fuente, mientras la GRAFICA 3-2 expone la evolución de la demanda de energía primaria a nivel mundial.

GRÁFICA 3-1 Evolución de la oferta mundial de energía primaria por fuentes para el período 1973 – 2002 (Mtoe)

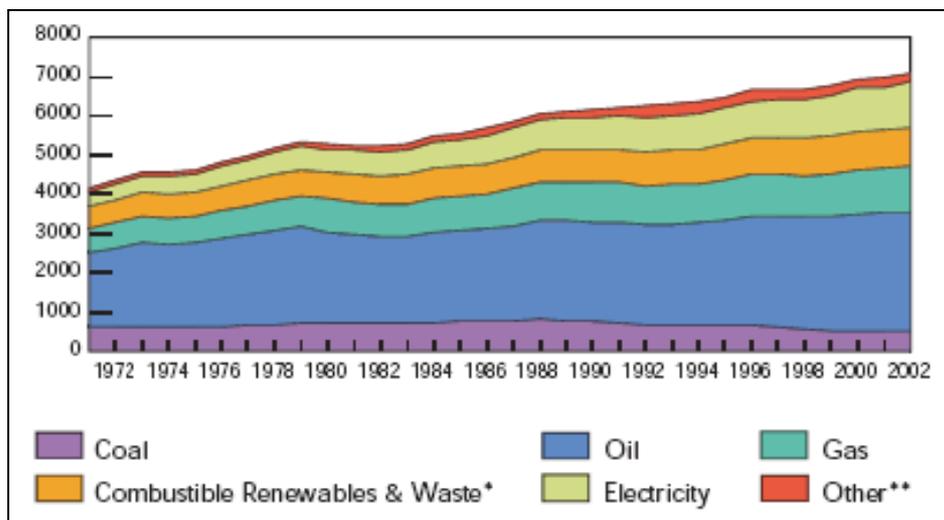


Mtoe= Millones toneladas crudo equivalentes

Fuente: International Energy Agency, www.iea.org- Key World Energy Statistics

²⁴ Fluctuaciones en sus precios, recurso natural agotable, impactos que genera sobre el medio ambiente, facilidad de transporte, etc.

GRÁFICA 3-2 Evolución de los consumos finales de energía primaria por fuentes para el período 1973 – 2002 (Mtoe)



Mtoe= Millones toneladas crudo equivalentes

Fuente: International Energy Agency, www.iea.org- Key World Energy Statistics

Con relación al consumo energético mundial por regiones (CUADRO 3-1), se pone de manifiesto la gran dependencia a nivel mundial del petróleo y sus derivados (cerca del 50%), en especial América Latina. A su vez, el gas natural y el carbón a nivel mundial representan el 24% y 26,5% respectivamente. Respecto a la energía hidroeléctrica, ésta tiene un fuerte peso en América Latina con relación al resto del mundo (27,5%).

CUADRO 3-1 Consumo primario mundial por fuentes de energía (2004)

AÑO 2003					
Millones de toneladas petróleo equivalentes	Petróleo en %	Gas Natural en %	Carbón en %	Energía Nuclear en %	Hidroeléctrica en %
Total Norte América	40.1%	25.2%	22.5%	7.4%	4.9%
Total América Sur. & Cent.	46.5%	21.2%	3.8%	1.0%	27.5%
Total Europa & Eurasia	32.3%	33.5%	18.4%	9.8%	6.0%
Total Medio Oriente	50.4%	47.0%	2.0%	-	0.7%
Total Africa	40.2%	20.1%	32.4%	1.0%	6.3%
Total Asia Pacífico	36.1%	10.7%	44.9%	3.6%	4.7%
TOTAL MUNDO	37.3%	23.9%	26.5%	6.1%	6.1%

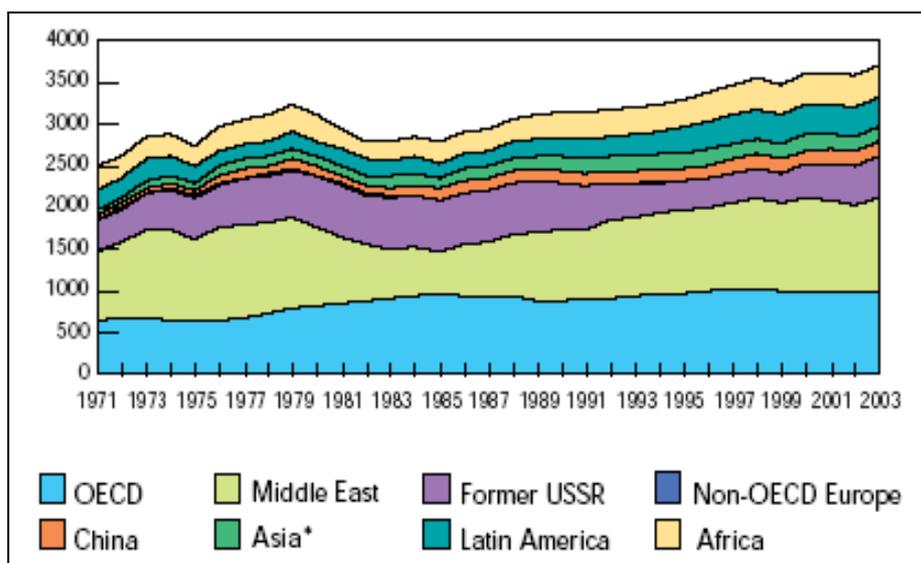
Fuente: Elaboración propia en base a datos de British Petroleum: Statistical review of World Energy 2004

Producción y Consumo de Crudo

La creciente evolución de la producción de crudo queda evidenciada por la GRAFICA 3-3, donde se observa la evolución de dicha producción por regiones. A su vez, en la GRAFICA 3-4, se aprecia que en el año 1973 se produjeron 2867 toneladas métricas mientras que para el año 2002 la cantidad producida llega a 3712 toneladas métricas. También se aprecia que la participación en la producción de petróleo del Medio Oriente era de un 37,1% en el año 1973 mientras que para el año 2002 baja a 29,7%. Lo contrario pasa con los países de la OECD que pasan de un 23,6% a un 27,1%. En el caso de América Latina, ésta ha mantenido su porcentaje de participación en la producción de crudo en torno a un 9% de la producción mundial.

En cuanto a los países que rankean como mayores productores, Arabia Saudita se ubica en primer lugar con un 12.7% del total y Rusia con un 11.3 %, seguido de Estados Unidos con el 9.4% (CUADRO 3-2).

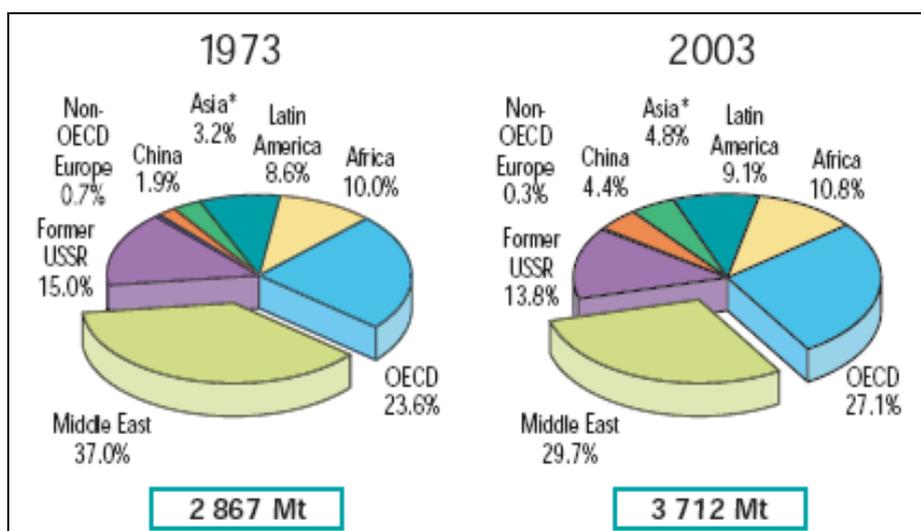
GRÁFICA 3-3 Evolución de la producción de crudo por región para el período 1973 – 2002 (Mt).



Mt= Millones de toneladas

Fuente: International Energy Agency, página web – www.iea.org- Key World Energy Statistics

GRÁFICA 3-4 Participación en la producción de crudo por región para los años 1973 y 2003 (Mt).



Mt= Millones de toneladas

Fuente: International Energy Agency, página web – www.iea.org- Key World Energy Statistics

CUADRO 3-2 Países con mayor producción de crudo (2003)

Productores	Mt	% del Total Mundial
Arabia Saudita	470	12,7%
Rusia	419	11,3%
Estados Unidos	348	9,4%
República de Irán	194	5,2%
México	189	5,1%
República de China	165	4,4%
Noruega	151	4,1%
Venezuela	149	4,0%
Canadá	138	3,7%
Emiratos Árabes	120	3,2%
Resto del Mundo	1369	36,9%
Mundo	3712	100,0%

Mt Millones de toneladas

Fuente: International Energy Agency, página web – www.eia.gov- Key World Energy Statistics

En cuanto al consumo de petróleo por región, el CUADRO 3-3 indica que Norte América es el principal consumidor de crudos, con 1093,2 millones de toneladas métricas seguido de Asia Pacífico y Europa con 1049,1 y 942,3. Mientras, el consumo de América Latina y Central para el año 2003, fue de 216,6 millones de toneladas métricas, lo que representa un 6% del total mundial.

CUADRO 3-3 Consumo de crudo por regiones

Petróleo: Consumo en millones de Toneladas	2003	Porcentaje del Total	Petróleo: Producción en millones de Toneladas	2003	Porcentaje del Total
Total Norte América	1093.2	30.1%	Total Norte América	671.8	18.2%
Total América Sur. & Cent.	216.6	6.0%	Total América S. & Cent.	339.5	9.2%
Total Europa & Asia	942.3	25.9%	Total Europa & Asia	818.0	22.1%
Total Medio Oriente	214.9	5.9%	Total Medio Oriente	1093.7	29.6%
Total África	120.5	3.3%	Total África	398.3	10.8%
Total Asia Pacífico	1049.1	28.8%	Total Asia Pacífico	375.8	10.2%
TOTAL MUNDO	3636.6	100.0%	TOTAL MUNDO	3697.0	100.0%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de British Petroleum: www.bp.com – Statistical review of World Energy 2004

Cabe señalar, por otra parte, la distinción entre regiones excedentarias y deficitarias de crudo. En este sentido, Medio Oriente resulta por lejos la región con mayor excedente mientras que Norteamérica y Europa son las más deficitarias. Con relación a América Latina, se aprecia que para el año 2003, esta región produjo 339,5 millones de toneladas métricas mientras que consumió 216,6, pautando una clara situación superavitaria.

Rol de las reservas

La localización y la duración de las reservas de petróleo son un elemento clave para el futuro esquema energético mundial. Se ha visto hasta aquí la importancia que detenta el petróleo como fuente de energía, los ritmos a los cuales se está produciendo y consumiendo, como participan cada una de las regiones en la producción y consumo. Se denomina *recurso*, al total de acumulación de petróleo en un lugar, mientras que *reserva*, se refiere a la cantidad recuperable comercialmente de esa acumulación.

Existen dos métodos de estimación de reservas, uno determinístico²⁵ y otro probabilístico²⁶. Siguiendo el último método, se denomina *reserva probada*, a aquellas cantidades de petróleo o gas natural, cuya probabilidad mínima asociada a su obtención comercial, es no menor al 90 %. Estas reservas probadas se estiman teniendo en cuenta información geológica e ingenieril, condiciones económicas corrientes y regulaciones actualmente vigentes. Por ende estas definiciones no son estáticas, sino que se encuentran sujetas a variables tecnológicas, económicas y políticas.

Luego de presentar las definiciones arriba descritas, se verá a continuación las reservas probadas existentes (CUADRO 3-4). En tal sentido, cerca del 95 % de las reservas se encuentran en 15 países, pautando una gran concentración de poder en éstos, a la hora de establecer aumentos o disminuciones en la producción y por ende en los precios.

²⁵ Se denomina método determinístico cuando la única y mejor estimación se hace basada en datos geológicos, de ingeniería y económicos, conocidos y razonablemente completos.

²⁶ Se denomina método probabilístico, cuando los datos geológicos, de ingeniería y económicos conocidos, se usan para generar un rango de estimaciones con probabilidades asociadas.

Total Asia Pacifico	47.7	4.2%
TOTAL MUNDO	1147.7	100.0%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de British Petroleum:- Statistical review of World Energy 2004

La OPEP

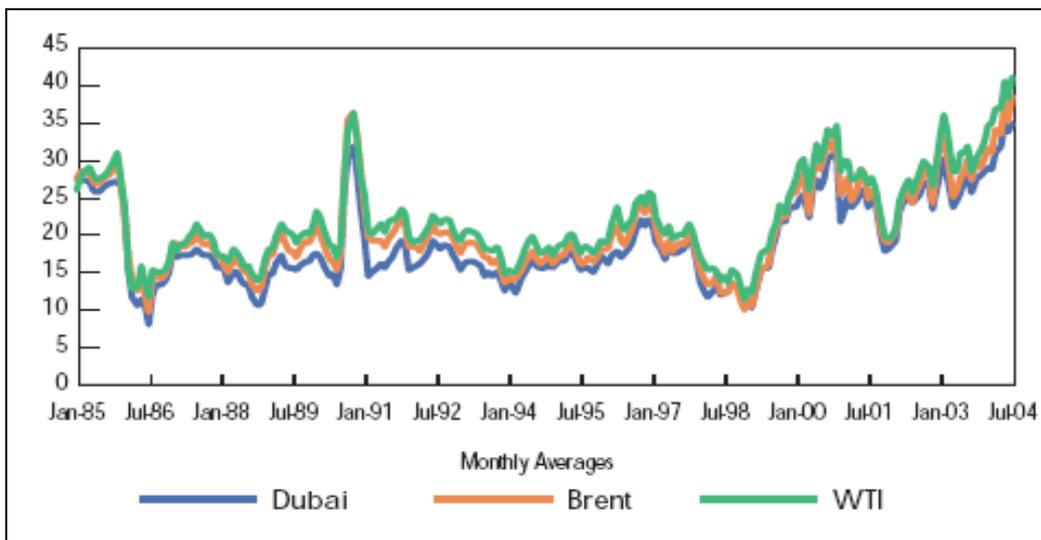
La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) es una organización con carácter de cártel²⁸, fundada en 1960, cuya misión es la de unificar y controlar las políticas petroleras de sus países miembros (Argelia, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela) fijando desde 1982 las cuotas de producción. Desde su creación, la OPEP ha estado ejerciendo un gran efecto en los precios mundiales del crudo dado que la suma de la producción de sus países miembros totaliza cerca del 40% de la producción a nivel mundial y representa alrededor de 2/3 de las reservas mundiales.

Es de resaltar, que los países no integrantes de la OPEP, los cuales representan casi el 60% de la producción mundial, son en líneas generales importadores netos de este insumo. Aunado a esto y con excepción de México, los países no miembros tienen en general el sector petrolero en manos privadas, lo que limita a los gobiernos intervenir en la producción, permitiendo a las empresas privadas guiarse por las tendencias internacionales en búsqueda de rentas, dejando de lado criterios sociales de asignación de precios. Esto ocasiona que los países no miembros de la OPEP tengan en general su producción a máxima capacidad, aumentando el margen que poseen los miembros de la OPEP, los cuales sí tienen en general capacidad excedentaria.

En este sentido, la volatilidad de los precios del crudo ha sido y será una característica propia de su comercialización. Se puede observar en la GRAFICA 3-5 la evolución de los precios promedios mensuales de los principales crudos a nivel mundial, desde el enero de 1985 hasta julio de 2004.

²⁸ Acuerdo entre empresas para restringir la producción y elevar los precios y así aumentar los beneficios.

GRÁFICA 3-5 Variación del precio spot del crudo en dólares corrientes por barril



Fuente: International Energy Agency, Key World Energy Statistics

El funcionamiento del mercado petrolero

El mercado petrolero tiene una particularidad, y es que las principales áreas donde se produce el crudo no son las mismas que las principales áreas donde se consume o se refina. Por lo tanto, el petróleo es transportado desde las regiones donde la oferta es mayor que la demanda - regiones exportadoras- a las regiones donde la demanda es mayor que la oferta - regiones importadoras-. Por este motivo y para lograr un funcionamiento eficiente del mercado petrolero, se requiere de la existencia de un balance en los flujos del petróleo de una región a otra.

Un componente fundamental para lograr este balance de los mercados globales, regionales y locales son los stocks o reservas, los cuales juegan un rol importante en la manutención del sistema de oferta global y por ello son uno de los aspectos más estudiados dentro del mercado petrolero a nivel mundial. En este sentido, y en particular los stocks proyectados, son indicadores de los precios del crudo y sus derivados. De este modo y siguiendo la ley de oferta y demanda, cuando el stock de una región es alto es probable que los precios dentro de la región tiendan a bajar, lo contrario ocurre si el stock es bajo o se prevé bajará. Los stocks, al igual que la demanda de derivados siguen patrones estacionales, lo cual quiere decir que dependiendo de la región, en general se reducen en los meses de invierno y se reconstruyen en la primavera, creando así una tendencia para los precios internacionales.

Otro punto importante a destacar, es que mantener stocks genera costos, y estos dependen entre otras cosas, del tipo de petróleo, cantidad, cuanto almacenaje está disponible, si el almacenaje es propio o tiene que ser alquilado, del precio del crudo y además del costo financiero en el que se incurre. Al respecto, se puede afirmar que el costo de mantener inventarios puede ser significativo comparado con los márgenes promedios que se alcanzan a lo largo de toda la cadena y por lo tanto mantener la eficiencia de los inventarios es clave en este negocio. Estos conceptos de stock son también totalmente aplicables a los derivados del crudo.

3.1.2. El negocio *Downstream*: Refinación y Distribución

Los productos derivados del petróleo son una inmensa variedad, los cuales pueden dividirse en dos grandes grupos: combustibles (gasoil, fuel-oil, etc.) y petroquímicos (polietileno, etc.). El presente estudio trata específicamente sobre los combustibles, por lo que en lo sucesivo, al referirse a derivados del petróleo se estará hablando de dichos productos, sin ello implicar el desconocimiento y valoración de la industria petroquímica a nivel mundial.

Existen grandes centros refinadores a nivel mundial donde se cotiza el crudo y sus derivados. Dichos mercados a granel son aquellos en los cuales existe una cierta infraestructura que permite la comercialización²⁹ de productos en grandes cantidades, poseyendo los mismos las condiciones necesarias para ser calificados como mercados de referencia.

Por razones económicas resulta lógico que las refinerías estén más cerca de los lugares de consumo que de los pozos petroleros. Otra razón para ello es que es más barato transportar el crudo que los derivados de este. Las razones anteriormente mencionadas permiten a las refinerías tener una respuesta adecuada a subidas en la demanda, así como también permite tomar las máximas ventajas de las economías de escala de los grandes buques petroleros. De esta manera, mientras el Medio Oriente es el mayor productor de crudos, los grandes centros refinadores se encuentran en Estados Unidos, Europa y Asia (ver CUADRO 3-3 y 3-5).

Existen a nivel mundial unos pocos centros refinadores que no siguen la regla de estar concentradas cerca de los puntos de consumo y han sido modificados para satisfacer el mercado de exportación³⁰. Se podría decir entonces, que la mayoría de las refinerías atienden su demanda local primero y después exportan para lograr un balance entre oferta y demanda. Así, los grandes centros refinadores que funcionan como trading hubs³¹ en el mundo son:

- La Costa Oeste de Estados Unidos (US West Coast)
- La Costa del Golfo de Estados Unidos (US Gulf Coast)
- La Costa Atlántica de Estados Unidos (US Atlantic Coast)
- Caribe
- Amsterdam-Rotterdam-Antwerp
- Singapur
- Medio Oriente
- Sur de Italia
- Rusia

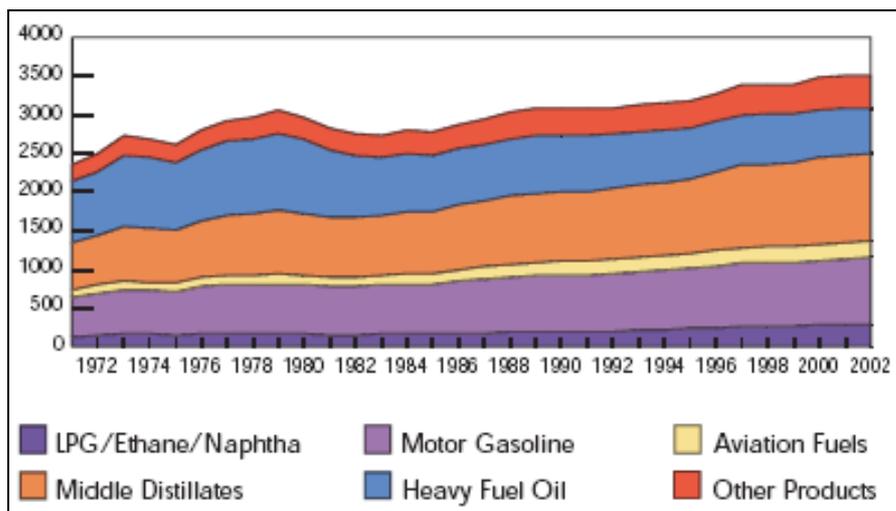
En la GRAFICA 3-6, se aprecia la evolución de la producción a nivel mundial de las refinerías desde el año 1972 hasta el 2002 por producto.

²⁹ Proceso necesario para mover los bienes, en el espacio y tiempo del productor al consumidor.

³⁰ Como ejemplo se puede citar a las refinerías del Medio Oriente, Caribe y Singapur.

³¹ Centros con la infraestructura necesaria para la producción y entrega de grandes cantidades de refinados.

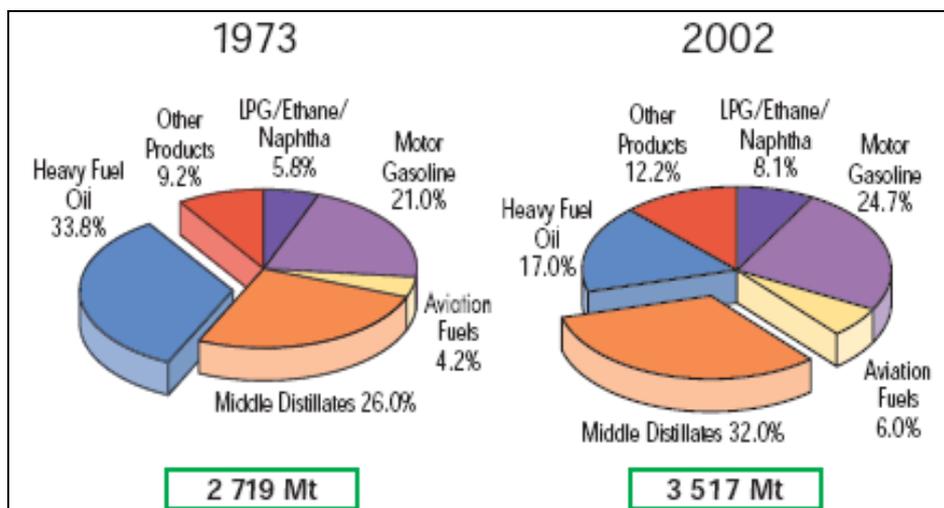
GRÁFICA 3-6 Capacidad mundial de refinación por producto (Mt)



Mt= Millones de toneladas

Fuente: International Energy Agency, página web – www.iea.org- Key World Energy Statistics

GRÁFICA 3-7 Participación de los productos en la capacidad mundial de refinación para los años 1973 y 2002 (Mt)



Mt= Millones de toneladas

Fuente: International Energy Agency, página web – www.iea.org- Key World Energy Statistics

En 1972 se produjeron 2719 millones de toneladas métricas, de los cuales los destilados medios³² representan el 26% mientras que las gasolinas el 21%. Para el año 2002 se observa que las gasolinas pasan a ocupar el casi el 25% del total de la refinación a nivel mundial, mientras que los destilados medios ocupan el 32%.

³² Gas oil, Diesel Oil, Queroseno.

CUADRO 3-5 Países productores, importadores y exportadores de Refinados (2002)

Productores	Mt	% del Total Mundial	Exportadores	Mt	Importadores	Mt
Estados Unidos	816	23,2%	Rusia	67	Estados Unidos	75
República de China	207	5,9%	Países Bajos	65	Países Bajos	51
Japón	203	5,8%	Estados Unidos	50	Japón	49
Rusia	184	5,2%	Singapur	44	Singapur	45
Alemania	114	3,2%	Arabia Saudita	39	Alemania	36
India	112	3,2%	Venezuela	33	Francia	32
Corea	111	3,2%	Kuwait	31	República de China	27
Canadá	99	2,8%	Corea	31	Corea	26
Italia	96	2,7%	Inglaterra	23	España	23
Brasil	85	2,4%	Italia	21	Italia	18
Resto del Mundo	1490	42,4%	Resto del Mundo	392	Resto del Mundo	340
Mundo	3517	100,0%	Mundo	796	Mundo	722

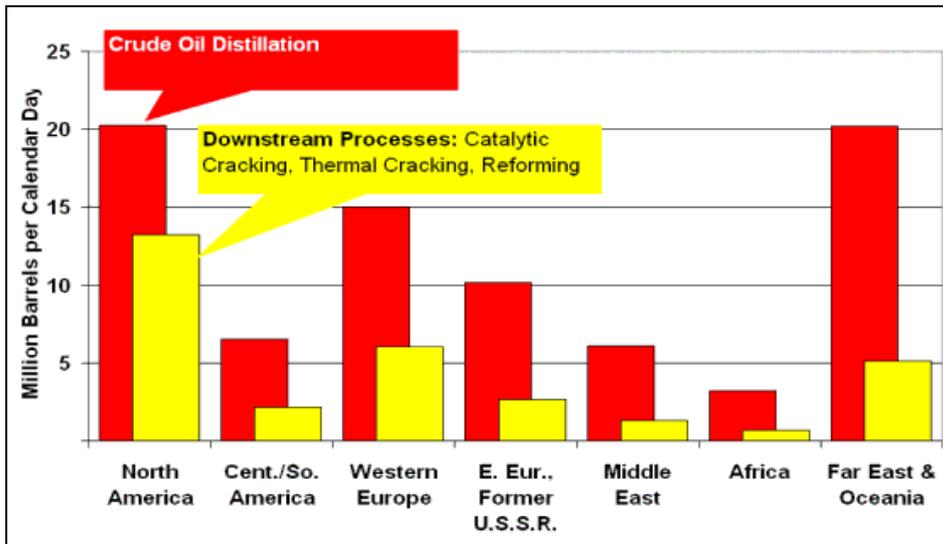
Mt Millones de toneladas

Fuente: International Energy Agency, página web – www.iea.org- Key World Energy Statistics

De la observación del CUADRO 3-5 se puede concluir que Estados Unidos es el país que más produce refinados, ostentando el 23.2% de la producción mundial. Concomitantemente, este país es el mayor importador de productos derivados del petróleo seguido de los Países Bajos y Japón. A su vez, Rusia es el país que más exporta refinados, seguido por los Países Bajos y Estados Unidos.

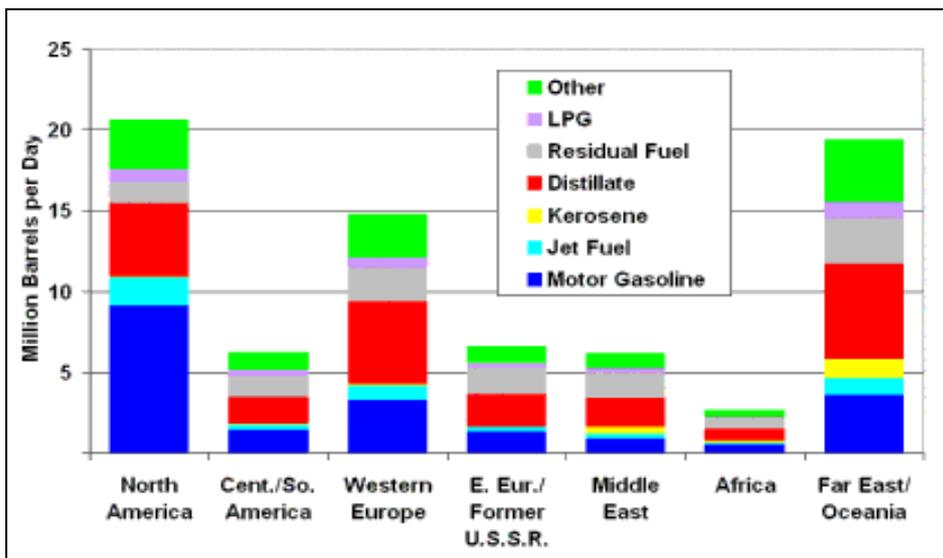
Sin lugar a dudas la mayor concentración de la capacidad de refinación se encuentra en Estados Unidos, que posee aproximadamente un cuarto de la capacidad mundial de destilación, siendo seguido por Asia y Europa. Ello se ve reflejado claramente en la GRAFICA 3-8. El énfasis dado a la gasolina por parte de Norteamérica se refleja en la demanda de barriles diarios así como también en el *output* de las refinerías. Como se observa en la GRAFICA 3-9, Norteamérica es el continente que produce más cantidad de gasolina por día. Estas razones son, como se comentará en el apartado de paridad de importación, altamente relevantes para utilizar este mercado como referente de precios.

GRÁFICA 3-8 Capacidad mundial de refinación



Fuente: *International Energy Annual*, Table 3.6- www.iea.org

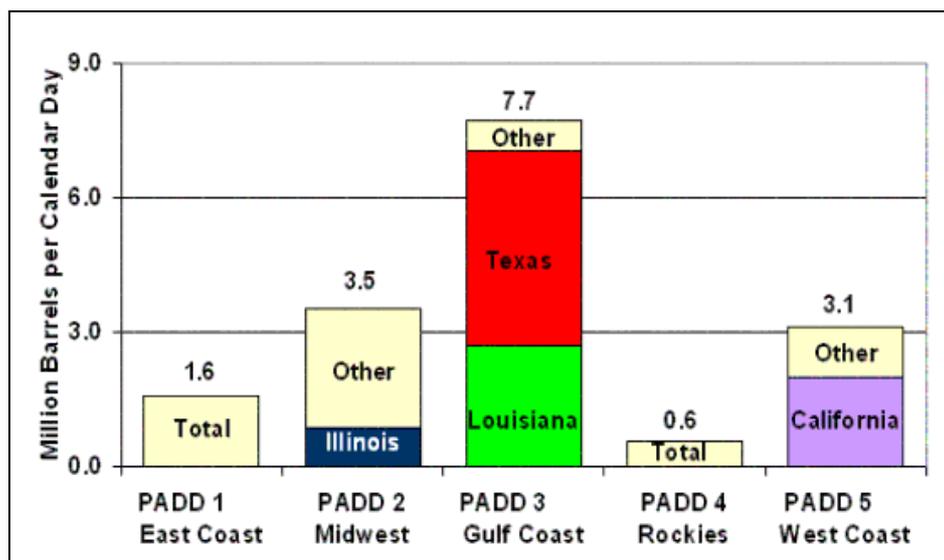
GRÁFICA 3-9 Producción de refinados en barriles diarios por región (1998)



Fuente: *International Energy Annual*, Table 3.2- www.iea.org

Dentro de los Estados Unidos, la región que produce y refina más petróleo es por lejos la Costa del Golfo (PADD III³³), siendo el Estado de Texas el mayor productor de refinados. En la Costa del Golfo se encuentran dos de las provincias que más derivados producen, a saber: Permian Basin (Texas) y la porción federal *off-shore* del Golfo de México. La capacidad de refinación se mide en millones de barriles por día. De este modo la costa del Golfo es líder en capacidad de refinación con más del doble de la capacidad de destilación de crudo que cualquier región de EEUU (GRAFICA 3-10).

GRÁFICA 3-10 Capacidad de refinación por distrito en EEUU (2002)



Fuente: *Petroleum Supply Annual*, Table 36, Biennial Refinery Report-www.eia.doe.gov-

3.2. La formación del precio del crudo y sus derivados

El precio del crudo y sus derivados a escala mundial esta determinado por la oferta, la demanda, los stocks disponibles y la especulación entre otros factores. La determinación del precio del crudo no sea nada sencillo, ya que el mismo no es un bien homogéneo, pudiendo ser clasificado según las gravedades específicas y el contenido de azufre. Por lo tanto, para facilitar la determinación de su precio, se recurre al uso de un precio referencia o marcador, el cual debe poseer ciertas características que lo hagan referente, que pueden ser: cantidad producida, reservas, calidad, etc.

Los países productores utilizan diferentes marcadores; la OPEP por ejemplo, utiliza el promedio de siete tipos de petróleos para formar el precio marcador³⁴, en tanto que los países productores no pertenecientes a la OPEP forman su precio marcador con otros crudos de relieve, como por ejemplo el West Texas Intermediate (WTI) que es el principal marcador de crudos Norteamericano.

³³ Petroleum Administration for Defense Districts (PADD). Nombre asignado a la división por distritos de EEUU durante la segunda guerra mundial, para optimizar la asignación del crudo por zonas.

³⁴ Saharan Blend (Argelia), Minas (Indonesia), Bonny Light (Nigeria), Ligerio (Arabia Saudita), Fateh (Dubai), Tía Juana (Venezuela) e Istmo (México), un promedio de los siete petróleos crudos (www.eia.doe.gov).

Por otra parte, el crudo representa un porcentaje importante del precio de cada uno de los productos que se pueden obtener de este. Es de notar, sin embargo, que a nivel minorista se anexan otra serie de factores como los políticos, entre otros.

Asimismo, el balance del mercado para un producto está conectado con el balance del mercado de otro. Estos patrones de oferta y demanda que operan región por región y producto por producto interactúan para establecer los precios del crudo y todos sus derivados.

Los precios de los derivados pueden cambiar por varios factores, entre los cuales cabe señalar:

- Los cambios en la demanda
- Las Interrupciones en las refinerías (mantenimiento, etc.)
- Los cortes en la oferta
- Las existencias

Como se dijo anteriormente, el precio del crudo forma una línea base para la formación de los precios de los derivados. A su vez, los precios de los productos en los grandes centros de distribución forman una línea base para los precios en esa región. Siendo que el crudo no es el único componente del costo de los combustibles, una reducción en el precio de dicho insumo no necesariamente se traducirá en una reducción proporcional en el precio de los combustibles. Por otro lado, los movimientos del precio del crudo no tendrían por qué traspasarse inmediatamente, sino que va a depender de si ese aumento o disminución lo toman como permanente o coyuntural.

Manteniendo todas las variables constantes, la diferencia de costos es importante para la formación de los precios. Por ejemplo, la calidad del producto, las facilidades de transporte, impuestos, distancias y distribución cuentan a la hora de comparar los precios a niveles regionales e internacionales.

Generalmente el petróleo o sus derivados son vendidos a los mercados donde existe un mayor valor para el oferente. Lo habitual es que el petróleo o sus derivados se muevan al mercado más cercano primero, porque tiene menores costes de transporte, lo cual provoca mayores beneficios netos para los oferentes. Si este mercado no absorbe todo este petróleo o sus derivados, éstos son vendidos al siguiente lugar más cercano y así se podría decir que se sigue la ley del demandante más cercano.

En la práctica, los flujos de comercio del petróleo o sus derivados no siempre siguen la regla del “más cerca primero”. Las configuraciones de las refinerías, la demanda de mix de productos y sus especificaciones y las políticas pueden hacer variar estos flujos. Además existen restricciones por parte de algunos oferentes y demandantes que prohíben la importación/ exportación desde determinados lugares.

3.2.1. Costos, Márgenes y Decisiones

Lo que comúnmente se denomina costo oportunidad, implica el valor máximo sacrificado, alternativo, al tomar una decisión económica. Vale decir el valor/ costo alternativo para una decisión. Si se desea analizar este costo oportunidad para la refinación en Uruguay, se debería comparar la actual alternativa de poseer dicha refinería, con la alternativa de importar todos los refinados del exterior. En este sentido, una de las formas más habituales de evaluar el costo oportunidad de refinar (considerando todos los costos involucrados), es a través de la comparación entre los precios en la puerta de la refinería (ex refinería) de derivados importados (precios paridad de importación) versus el precio ex refinería de los combustibles producidos en la misma. Para este último, se estila partir del precio final al consumidor y restar los márgenes correspondientes e impuestos, hasta arribar a la puerta de la refinería.

Se desprende de lo arriba expuesto, que la metodología de ir para atrás en los precios hasta la puerta de la refinería, puede resultar engañosa si se desea evaluar una unidad en particular (Refinería), dado que no necesariamente se correlacionaría el resultado con los costos atribuibles a dicha unidad. Vale decir, yendo para atrás en los precios, podría dar como resultado un valor muy distante del costo generado por la unidad analizada (Costo de producción), al poderse anexar otra serie de costos no atribuibles a la refinación ni a su comercialización. Esta situación se ve enfatizada, si la empresa analizada posee negocios operando en un mercado monopólico, mientras otros se encuentran operando bajo competencia, ya que esta podría compensar las utilidades de los negocios en competencia con las utilidades de los negocios protegidos bajo un monopolio legal.

Por lo arriba expuesto, el presente estudio recurre a los costos de producción para efectuar evaluaciones entre diversas alternativas. El “costo” como concepto, puede ser sencillamente descrito como un recurso que se sacrifica o al que se renuncia para alcanzar un objetivo específico. En este concepto esta implícita la idea de recurso escaso, necesario para poder efectuar una decisión económica.

Por su parte, un sistema de costos es un conjunto de procedimientos y técnicas contables para calcular el costo de distintas actividades. En el caso que nos ocupa se tratará la denominada “Producción Conjunta” o “Conexa”. Esta producción es definida por la NIC³⁵ n° 2 como aquella en que el proceso de producción da lugar a la fabricación de más de un producto. Esto lleva al concepto de producción conjunta, es decir, cuando se producen diversos artículos a partir de un proceso productivo único y estos son imposibles de diferenciar entre sí hasta que se arriba a la etapa denominada punto de separación. En general, bajo este esquema productivo el productor no tiene posibilidad de elegir la variedad ni el tipo de artículo a producir, ya que la materia prima usada como base para todos los productos posee una restricción la cual conduce a una producción múltiple. Este condicionamiento define a grandes rasgos el número y tipo de productos y las proporciones entre ellos.

En este sentido, al desconocer la parte inicial de costo, común a todos los productos, se dificulta el costeo individual de los mismos. En general la diferenciación en costos esta asociada a las ventas relativas de los productos tomando cantidades y precios de venta como referentes. Este sistema de costos es aplicado en industrias tales como la petroquímica, frigorífica, forestal, etc.

³⁵ Normas Internacionales de Contabilidad

Para el caso de la industria petrolera y bajo el esquema seguido en este estudio, se aplicará el criterio de “coproducción” para la producción conjunta. La coproducción no es más que catalogar a cada uno de los productos derivados de la producción conjunta con similar importancia relativa conforme al objetivo de la empresa. Estos productos, llamados refinados por su proceso de obtención, no se producen en cualquier cantidad como se mencionó anteriormente, sino que dependen del tipo de petróleo usado en el proceso y de la configuración de la refinería entre otros elementos.

A este respecto, una refinería modifica la obtención de sus productos, recurriendo a la muy amplia variedad de crudos existentes y haciendo uso de la configuración de cada refinería. Este esquema recurre a la planificación lineal por medio de procesos computacionales donde se minimiza una función objetivo³⁶ jugando con los diversos crudos disponibles, sus respectivos precios, las demandas existentes y la estructura de la refinería entre otros factores.

A modo de referencia, se expone en los CUADROS 3-6 y 3-7 la producción promedio de refinados en Uruguay a partir de un barril de petróleo y su contraparte en Estados Unidos.

CUADRO 3-6 Producción promedio Refinería de la Teja³⁷

Refinados agregados	Porcentaje sobre el total de lo producido
Gas (GLP, Propano, Butano)	7%
Refinados Livianos (Naftas, Solventes, etc.)	23%
Refinados Medios (Gasoil, JET, etc.)	39%
Residuos (Fuel oil, Asfaltos, etc.)	31%
Total	100%

Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por ANCAP

CUADRO 3-7 Producción promedio Refinerías en Estados Unidos

Refinados agregados	Porcentaje sobre el total de lo producido
Gas (GLP, Propano, Butano)	5%
Refinados Livianos (Naftas, Solventes, etc.)	51%
Refinados Medios (Gasoil, JET, etc.)	35%
Residuos (Fuel oil, Asfaltos, etc.)	9%
Total	100%

Fuente: Elaboración propia en base a datos brindados por EIA

³⁶ En el contexto de programación lineal dentro de la refinería propiamente dicha, es lo que se relaciona usualmente con el Margen Bruto del Refinador menos los costos operativos variables del refinado. El programa computacional que resuelve el modelo de programación lineal busca la solución que maximice la ganancia o que minimice el costo de suministro.

³⁷ Información agregada acorde a criterios de densidades usualmente utilizado para agregar productos. Los datos fueron obtenidos del promedio la producción nacional de refinados del período 1995-2003. Datos proporcionados por ANCAP.

Direccionando la atención a los costos de producción, surge el primer problema, dado que resulta arbitrario la asignación de costos individuales bajo este esquema de producción. Lo único que se conoce con certeza es el costo total del proceso que derivó en la generación de los diversos refinados en cuestión. Este costo del “paquete” de productos se denomina “Costo Complexivo” de los refinados.

Esta circunstancia ocasiona que se genere lo que se denomina “Costeo Conjunto”. Este costeo conjunto asociado a los productos obtenidos en coproducción, e implica la asignación de costos de la materia prima y de los costos operativos a los productos finales. Dicha asignación de costos esta asociada a las circunstancias imperantes y no sigue un parámetro único.

Usualmente, lo que se realiza es un prorrateo de costos observando los precios relativos de los refinados preferentemente en un mercado desregulado³⁸. De este modo y de manera ficta, se logra generar rentabilidad en todos los productos vendidos. De lo contrario, sucedería que en algunos productos se perdería dinero por no cubrir los costos incurridos mientras en otros se generarían importantes ganancias. Esta forma de costeo se denomina “Conjetural”. Esto es simplemente porque se parte de una conjetura para el prorrateo de costos. Es de resaltar que a grandes rasgos, el costo marginal de producir gasolinas es el mismo que el de producir gasoil, querosene o fuel-oil, por este motivo es que surge este esquema de costeo. Dada la complejidad y arbitrariedad de los costos conjeturales, el presente estudio optó por trabajar con los costos complexivos de los refinados.

Pasando a los conceptos teóricos sobre márgenes en la refinación, cabe dirigirse a lo que se refiere a márgenes para la industria y el concepto detrás de ello.

Margen de Refinación:

El Margen de Refinación es la diferencia en dólares por barril entre el valor de los productos refinados (a valor de mercado) obtenidos de un crudo determinado menos el costo de ese crudo y los costos operativos variables incurridos para su producción. Esta definición muestra el verdadero margen de la refinería.

Margen Bruto de Refinación (i.e. Refinados obtenidos–Materia prima utilizada)

- Otros costos operativos variables

Margen de Refinación

³⁸ Se habla de mercados desregulados por el simple hecho que en mercados intervenidos los precios relativos se pueden ver modificados por intereses sociales u otros, ocasionando una distorsión entre los precios de los distintos productos y por ende una incorrecta asignación de recursos, sin mencionar problemas ambientales.

Donde:

Margen Bruto de Refinación, es el valor de los productos refinados menos el costo del crudo y de otras materias primas utilizadas en la producción de dichos refinados, también conocido en inglés como Hydrocarbon Margin.

Otros costos operativos variables, son aquellos costos variables (sin considerar la materia prima) que están directamente relacionados a la refinación.

Margen neto de Refinación

El concepto de Margen bruto de refinación se puede ampliar, recurriendo al concepto de Margen Neto de Refinación que es igual al Margen de Refinación menos los costos fijos incurridos. La ecuación completa es como sigue:

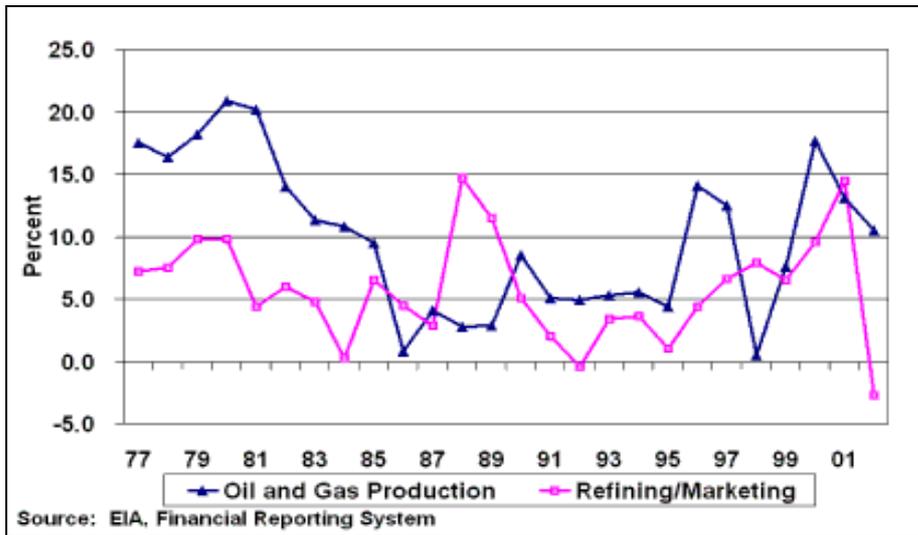
$$\begin{array}{r} \text{Margen Bruto de Refinación (i.e. Refinados obtenidos–Materia prima utilizada)} \\ - \text{Otros costos operativos variables} \\ \text{Costos Fijos} \\ \hline \text{Margen Neto de Refinación} \end{array}$$

Donde:

Costos fijos, son aquellos costos que están directamente relacionados a la refinación, pero que no varían con el nivel de actividad en el período en consideración.

Llevando los conceptos a la realidad, cabe señalar que la actividad de refinación y de extracción no reflejan rentabilidades similares, incluso siquiera ciclos similares tal cual lo la GRAFICA 3-11. En general, a nivel de refinación el margen bruto se ha ido reduciendo al mismo tiempo que los costos operativos y la necesidad de nuevas inversiones han crecido persistentemente reduciendo aún más los márgenes.

GRÁFICA 3-11 Ratios de Rentabilidad por segmento de la industria petrolera a nivel internacional (1977- 2002)



Fuente: Energy Information Administration, sitio web, -www.eia.doe.gov-

3.2.2. Refinar o importar

A modo sencillo, a la hora de evaluar alternativas entre producir/ refinar nacionalmente o comprar/ importar a un proveedor externo, se requiere comparar costos. Este tipo de decisiones no se refieren a lo que puede denominar decisiones comerciales, vale decir que se toman en el transcurso habitual del giro de la empresa. Por el contrario este apartado intenta plantear un esquema simplificado de elecciones estratégicas, es decir las que pautan una estrategia comercial de mediano y largo plazo.

La simplificación viene dada por el hecho que este estudio toma escenarios posibles pero no trata el costo que se debería incurrir de un pasaje de escenario a otro. Este punto no es menor, dado que los costos de despido de personal, liquidación de activos, etc. pueden implicar costos muy altos no sólo a nivel económico sino también social.

Con estas aclaraciones, cabe señalar como sigue:

$$\text{Costo Total de Producir / Refinar: } CTp = CF + CVp \cdot Q$$

Donde:

CTp es el costo total de producir

CF es el costo fijo de producir

CVp es el costo variable de producir

Q es la cantidad producida

$$\text{Costo de Comprar/ Importar de un proveedor externo: } CTc = P \cdot Q$$

Donde:

CTc es el costo total de comprar

P es el precio de compra

Q es la cantidad comprada

En este sentido y tomando en consideración que la compra externa elimina el costo fijo asociado a la producción (maquinaria, etc.), los costos de adquirir dicho bien pasan a ser enteramente variables.

De este modo y tomando los costos como elemento de toma de decisiones, será conveniente comprar/ importar refinados cuando:

$$CTp > CTc \text{ para un } Q \text{ determinado.}$$

El esquema arriba expuesto, puede complicarse si la actual situación de la empresa involucra una producción e importación simultánea como es el caso de ANCAP (es decir no sólo se refina nacionalmente sino que se importa e incluso exporta refinados). Sin embargo, la idea final es la misma, cabe decir, comparar los costos totales de una y otra alternativa para dilucidar cual es el menor de ellos.

Benchmarks

Haciendo uso de los indicadores planteados el punto 3.2.1, se obtienen referentes sobre la situación de la refinería y su margen de rentabilidad. No obstante, si se desea efectuar comparaciones de eficiencia, se debería comparar esos márgenes con los de otras refinerías. Este criterio de comparación relativa se denomina *Benchmark* y es comúnmente utilizado por las refinerías a nivel mundial.

Sin embargo, por problemas de confidencialidad y seguridad es muy complejo que las empresas se abran para ser auditadas especialmente cuando los valores que se manejan son estratégicamente sensibles. Más aún, resulta difícil que las disposiciones legales o criterios contables de los distintos países o empresas coincidan perfectamente para que las comparaciones sean bis a bis.

Por los motivos arriba expuestos, entre otros, es que se recurre a empresas externas que aseguren confidencialidad, seguridad y que a su vez criterios unificados de medición. En tal sentido, una de las consultoras de mayor renombre en este rubro es la Consultora Sólon Associates³⁹, la cual ofrece un proceso de Análisis Comparativo de Performance⁴⁰, donde se mantiene la confidencialidad de los agentes participantes pero se publican los resultados de las empresas participantes sin rotular, lo cual permite posicionarse en determinado contexto. Estos indicadores comparan la eficiencia recabando la información de refinerías en todo el mundo y pudiendo comparar bajo un mismo criterio diferentes empresas. Existen indicadores para las diversas etapas del proceso como por ejemplo producción, mantenimiento, etc.

³⁹ Sólon Associates, Dallas Texas, www.solomononline.com

⁴⁰ CPA o Comparative Performance Analysis

ANCAP participa del pool de empresas que se rankean bajo estos parámetros aplicando a la encuesta bianual que regularmente efectúa esta Consultora. Lamentablemente no se pudo recabar información del ente estatal en este sentido, por lo que sólo se dispone de datos publicados en prensa o estudios al respecto.

Paridad de Importación

Una forma de medir el costo oportunidad de refinar en un determinado lugar es mediante la utilización de la Paridad de Importación que es el precio determinado por el costo más económico de importar combustibles de los mercados más competitivos, el cual tienen el tamaño, la profundidad, estabilidad y liquidez necesarias para un suministro constante y confiable. Hablando en términos genéricos, los países que utilizan dicho sistema de precios lo hacen basándose en un mercado externo competitivo del cual no poseen capacidad para su control (Golfo de Estados Unidos por citar un ejemplo usado regionalmente). El Precio de Paridad de Importación es calculado mediante el uso del precio CIF del refinado (o conjunto de refinados si se está trabajando a nivel complejo) más los costos de internalización (pérdidas, aduana, aranceles, impuestos, costos almacenaje entre otros).

Por otra parte, los precios de paridad de importación son precios de referencia. Para el caso de los refinados del petróleo, se utilizan índices de los mercados de refinados más relevantes a nivel mundial. En América Latina la referencia ampliamente utilizada para fórmulas de precio son el Puerto de Nueva York y el Golfo de Estados Unidos. En este sentido, existen diversas empresas que se dedican a suministrar dichos precios de forma rutinaria. Una de las fuentes comúnmente utilizada es el Platt's Oligram US Marketscan⁴¹.

Es de resaltar, que dichos precios referencia son tal cual lo indican referentes y no implica que se pueda obtener los mismos bajo los términos y condiciones necesarias. Más aún, el poder de negociación, los contratos de abastecimiento y/o servicio etc. hacen que estos precios no reflejen los costos en que realmente incurriría una refinería ante una importación teniendo en consideración que los precios usados en dichos indicadores son spot⁴² o un promedio de precios spot. Sin embargo, su uso es ampliamente difundido a nivel internacional dado que permite tener una evaluación si se quiere teórica, del costo oportunidad de importar.

En el caso de Uruguay, se podría pensar que Argentina (por citar un país vecino) podría ser un referente en este sentido. Sin embargo este país es considerado autoabastecido, y por las serias distorsiones existentes en su mercado no posee las características anteriormente mencionadas de mercado competitivo, con el tamaño, la profundidad, estabilidad y liquidez necesarios para un suministro constante y confiable.

⁴¹ Platt's, www.platts.com. Otras fuentes también utilizadas a nivel internacional son OPIS, Poten y Partners, etc.

⁴² Precio al que se puede adquirir o vender un bien o servicio, en un momento y lugar determinado a precios corrientes de mercado. También conocido como precio contado. Estos pueden variar de forma considerable ante fluctuaciones y desviaciones de oferta y demanda.

Costos de Fletes marítimos

En cuanto a los costos de transporte de crudo y refinados, en el mercado de fletes marítimos, existe una variedad de empresas que se dedican a suministrar cotizaciones de fletamentos de forma rutinaria. Una de las más utilizadas es la provista por la World Scale Association⁴³. A su vez, el “New Worldwide Tanker Nominal Freight Scale” (o simplemente Worldscale), comprende coeficientes fijos y variables, términos y condiciones entre otros datos de fletamentos. A grandes rasgos, el mismo está compuesto por el denominado Costo Base (flete base expresado en toneladas métricas para una embarcación de determinada cantidad de TPM⁴⁴) más el factor de ajuste que corrige el costo base acorde a rutas, tamaño de la embarcación y tipo de producto transportado, entre otros factores.

⁴³ Asociación de dos empresas: Worldscale Association Limited (Londres) y Worldscale Association Inc (NYC) para el suministro de información naviera a sus suscriptores, siendo esta tomada como referencia a nivel mundial, www.worldscale.co.uk. Otra fuente utilizada a nivel internacional es: The Baltic Exchange, www.balticexchange.com/

⁴⁴ Toneladas de Peso Muerto o sus siglas en inglés DWT.

4. El mercado regional de combustibles. El caso de Uruguay

El presente capítulo trata sobre el mercado latinoamericano de combustibles y más específicamente, el correspondiente al Uruguay.

4.1 El Mercado Regional de Combustibles

En base a los resultados de un seminario⁴⁵ organizado por la CEPAL en Santiago de Chile en diciembre del 2002, se confeccionó un informe denominado “Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales”⁴⁶, en el cual se señala con relación a este tema, que “las políticas de precios aplicadas en los países de América del Sur y México, no siguen un patrón único ni homogéneo, sino que se aprecia una combinación de diferentes grados de intervención del Estado, que muestra ser independiente de la fuente analizada y de la categoría o grado de dependencia petrolera del país”.

Uno de los elementos que se entiende importante resaltar del informe, es que a diferencia de lo que se podría pensar, donde se ha desregulado la fijación de los precios de los combustibles se percibe un notorio incremento de estos, en relación a los países reguladores, siendo Uruguay la excepción que confirma la regla: “...en los países donde los precios de los combustibles están totalmente regulados, los precios minoristas son notablemente más bajos que en los países donde éstos están liberalizados. Incluso en este caso, Uruguay constituye la excepción pues sus precios están totalmente regulados en toda la cadena de formación de precios y, de acuerdo con las normas regionales, son muy elevados”.

En lo que atañe a países importadores, señala el informe que “los extremos se dan en Paraguay, Perú y Brasil con precios libres para todos los derivados y componentes de la cadena. Esto contrasta con la regulación de Uruguay; mientras que en Chile si bien existe libertad de precio también hay una fijación por parte de la empresa pública ENAP, que traduce entonces la fijación de precios en un régimen de semi-libertad”.

Seguidamente se presenta el CUADRO 4-1, elaborado para el informe de referencia, donde se exponen las políticas de precios aplicadas a los combustibles en América del Sur y México.

⁴⁵ “Seminario sobre políticas de precios de los combustibles en Latinoamérica y sus implicaciones económicas y ambientales”, CEPAL/ UCCEE, Diciembre del 2002.

⁴⁶ “Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales”, Hugo Altomonte y Jorge Rogat, CEPAL, Agosto 2004

CUADRO 4-1 Política de precios aplicadas a los combustibles en América del Sur y México.

Países	Componentes	Gasolina corriente	Gasolina premium	Diesel oil	GLP	Fechas importantes (ver notas)	Alineación de precios sobre la base de
AUTOABASTECIDOS							
Argentina	P-EX-REF MCB PVP	L	L	L	L	11-1989 (1)	Precio paridad de importación (PPI)
Bolivia	P-EX-REF MCB PVP	R	R	R	R	12-1997 (2)	Mercado de referencia
Colombia	P-EX-REF MCB PVP	R R/L R/L	R Libre	R R/L R/L	R R/L R/L	12-1998 (3)	Mercado de referencia
IMPORTADORES							
Brasil	P-EX-REF MCB PVP	L	L	L	L	1997 (4)	Precio paridad de importación (PPI)
Chile	P-EX-REF MCB PVP	SL	SL	SL	SL	01-1982 (5)	Precio paridad de importación (PPI)
Paraguay	P-EX-REF MCB PVP	L	L	R	L	01-1990 (6)	Mercado de referencia
Perú	P-EX-REF MCB PVP	L	L	L	L	08-1993 (7)	Precio paridad de importación (PPI)
Uruguay	P-EX-REF MCB PVP	R	R	R	R	10-1931 (8)	Mercado de referencia
EXPORTADORES							
Ecuador	P-EX-REF MCB PVP	R	R L L	R	R	07-1996 (9)	Mercado de referencia
México	P-EX-REF MCB PVP	R	R	R	R	(10)	Mercado de referencia
Venezuela	P-EX-REF MCB PVP	R	R	R	R	09-1998 (11)	Mercado de referencia

Fuente: "Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales", Hugo Altomonte y Jorge Rogat, CEPAL, Agosto 2004

NOTAS CUADRO 4-1:

P-EX-REF : Precio interno en planta o precio ex refinería

MCB : Margen comercial bruto

PVP : Precio de venta a público

Regulado (R) : Implica la imposición de un precio máximo por la autoridad correspondiente.

Semi libre (SL) : Implica que a pesar que existe un precio de referencia, las distribuidoras o grandes consumidores puedan comprar sus productos en el exterior

Libre (L) : Implica la determinación libre de márgenes y precios por parte de los agentes.

PPI : Precio Paridad de Importación

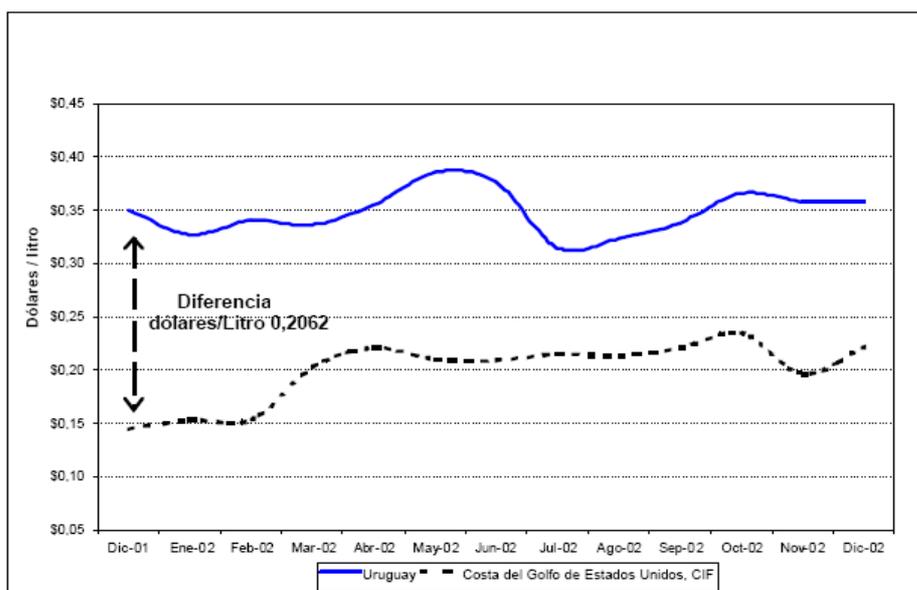
1. Precio referencia: Precio Promedio de un producto en un mercado de referencia (Costa del Golfo Estados Unidos)

Analizando a los países importadores de refinados⁴⁷, el estudio comenta que "en general a diciembre de 2002 se puede apreciar una tendencia en los precios internos en planta de todas las fuentes para situarse tanto por debajo o bien a equipararse a los precios internacionales, con excepción de Uruguay. En este país, el precio interno en planta tiene un impuesto (IMESI) a la importación del producto, que se aplica antes de entrar a planta y se contabiliza como precio ex refinería lo que eleva automáticamente su valor".

⁴⁷ Descritos por el estudio en cuestión en: Brasil, Chile, Perú y Uruguay.

Asimismo y tratando la gasolina, el estudio señala que “Uruguay a diciembre del 2001 tuvo un índice de alineamiento de 2,40, es decir un 140% superior al precio de referencia, mientras tanto a diciembre del 2002 bajo a un 62%. A pesar de esta baja, Uruguay sigue teniendo el precio de venta a público de la gasolina regular más alto de América del Sur. Esta disminución en los precios es también válida para los demás combustibles y se debe a una fuerte apreciación del tipo de cambio o devaluación de la moneda local, no obstante, si comparamos los precios ex refinería de diciembre 2001 con diciembre 2002 en moneda local, estos se han duplicado. Esta situación al compararla con los precios internacionales indica que el precio ex refinería de ANCAP es el doble que el precio de la Costa de Golfo de los Estados Unidos”⁴⁸.

GRÁFICA 4-1 Comparación del precio ex refinería y precio referencia en Costa del Golfo de los Estados Unidos de la gasolina regular.



Fuente: “Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales”, Hugo Altomonte y Jorge Rogat, CEPAL, Agosto 2004

⁴⁸ Nota de redacción: Se entiende oportuno aclarar que el trabajo de la CEPAL usa una serie de valores que discrepan con los usados por la URSEA y el presente estudio en su paridad de importación. A decir, los costos de los fletes fueron obtenidos por la CEPAL aplicando un 15% a los valores FOB para el GLP y 7% para el resto de los refinados. Para los seguros, la CEPAL aplicó un 0,02% al valor FOB. Por su parte, en el caso de los fletes calculados en este estudio, estos representaron un valor % con respecto al precio FOB del orden del 38% para el GLP, y 11% para el resto de los refinados, implicando una diferencia de casi el doble. Por otro lado para los seguros, la URSEA tomó un valor de 0,1632% para las gasolineras, 0,1428 para el Gasoil y 0,0816 para el GLP todos sobre el precio C&F y no FOB lo que implica seguros sustancialmente superiores a lo planteado por la CEPAL (4 veces mayor como mínimo).

El mismo estudio, efectúa comparaciones con los demás países importadores y realiza una comparación que resulta de interés, la cual se muestra en el CUADRO 4-2:

CUADRO 4-2 Comparación de precios ex refinería en países importadores.

	Diciembre 2001 dólares/litro						Diciembre 2002 dólares/litro					
	Brasil	Chile	Paraguay	Perú	Uruguay	PMRI	Brasil	Chile	Paraguay	Perú	Uruguay	PMRI
Paridad	2,373	669,1	4 692,63	3,434	14,066		3,639	702	6 974,02	3,510	27,129	
Gasolina corriente	0,168	0,172	0,221	0,192	0,346	0,144	0,213	0,223	0,211	0,240	0,357	0,220
Gasolina premium	0,193	0,171	0,247	0,210	0,372	0,156	0,221	0,230	0,225	0,280	0,380	0,231
Diesel	0,173	0,171	0,240	0,172	0,250	0,143	0,234	0,235	0,254	0,240	0,255	0,227
Fuel	0,121	0,112	0,081	0,134	0,121	0,104	0,157	0,146	0,146	0,200	0,100	0,163
Kerosene		0,174	0,300	0,190	0,328	0,146		0,237	0,287	0,250	0,299	0,229
GLP (kgs.)	0,292	0,237	0,311	0,277	0,335	0,165	0,243	0,355	0,281	0,370	0,285	0,288

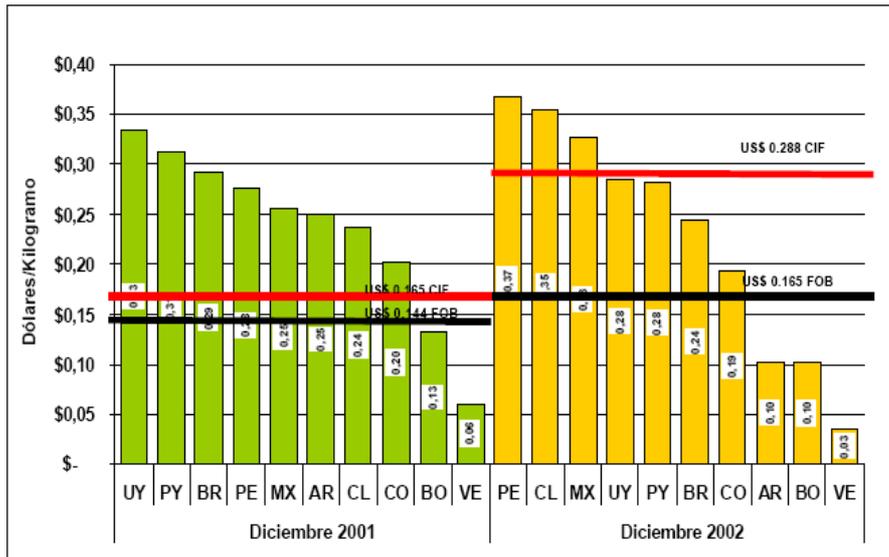
Fuente: CEPAL, con datos de la Agencia Nacional del Petróleo de Brasil (ANP), Empresa Nacional del Petróleo de Chile (ENAP), Petróleos Paraguayo de Paraguay (Petropar), Ministerio de Energía y Minas del Perú (MEM) y Administración Nacional de Combustibles de Uruguay (ANCAP).

Notas:
 El precio de mercado referencia internacional (PMRI) de las gasolinas regular y premium, del petróleo diesel, del fuel oil y el kerosene tipo jet fuel en la Costa del Golfo de los Estados Unidos, se le agregó un 7% de flete y 0,02% de seguro para estimar el precio CIF.
 El precio de mercado referencia internacional del Gas Licuado de Petróleo, corresponde al mercado de referencia de Mont Belvieu, Propano Spot Price FOB, se le agregó un 15% de Flete y 0,02% de seguro para estimar el precio CIF.

Fuente: "Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales", Hugo Altomonte y Jorge Rogat, CEPAL, Agosto 2004

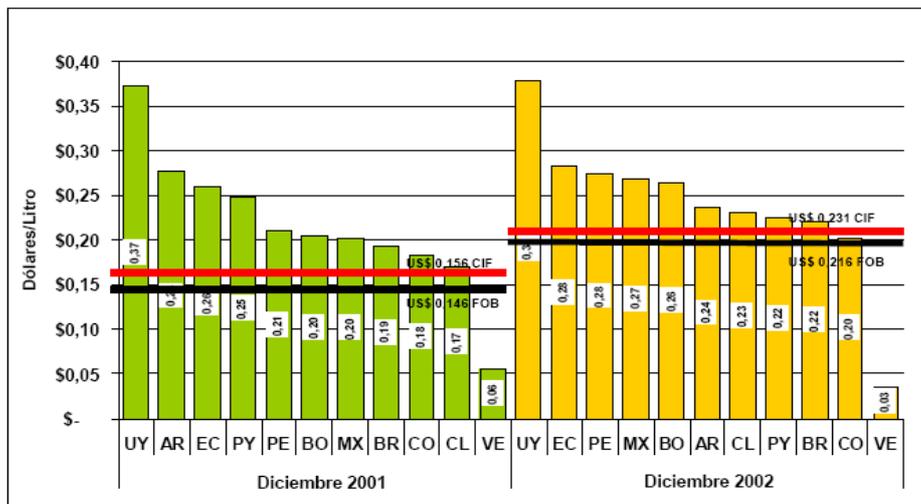
En el conjunto de información que provee el estudio analizado, resulta interesante comparar los precios ex refinería de los refinados que serán analizados luego. En este sentido, se observa que los precios ex refinería de Gasolina Premium, Diesel oil como proxy del Gasoil, Fuel oil y GLP poseen diversas posiciones relativas al resto de los precios de América Latina (Ver GRAFICAS 4-2, 4-3, 4-4 y 4-5).

GRÁFICA 4-2 Comparación de precios ex refinería del GLP en países de América del Sur y México.



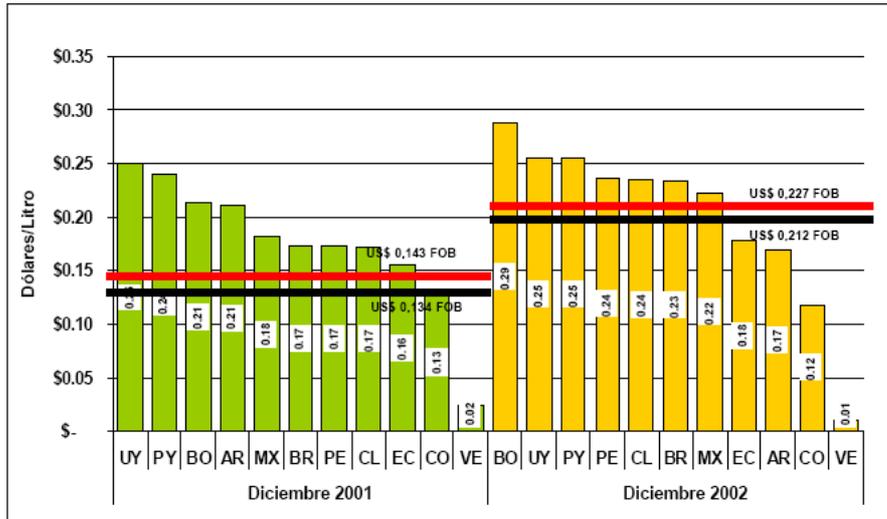
Fuente: "Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales", Hugo Altomonte y Jorge Rogat, CEPAL, Agosto 2004

GRÁFICA 4-3 Comparación de precios ex refinería de la gasolina Premium en países de América del Sur y México.



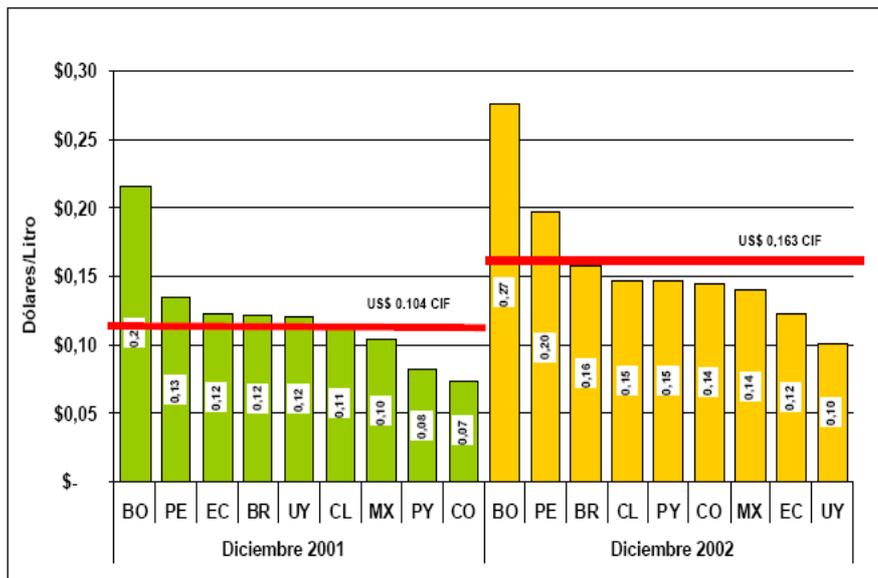
Fuente: "Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales", Hugo Altomonte y Jorge Rogat, CEPAL, Agosto 2004

GRÁFICA 4-4 Comparación de precios ex refinería del Diesel oil en países de América del Sur y México.



Fuente: “Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales”, Hugo Altomonte y Jorge Rogat, CEPAL, Agosto 2004

GRÁFICA 4-5 Comparación de precios ex refinería del fuel oil en países de América del Sur y México.



Fuente: “Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales”, Hugo Altomonte y Jorge Rogat, CEPAL, Agosto 2004

En lo que atañe a los impuestos, se marcó que Uruguay, a diciembre del 2001, poseía los impuestos más altos en gasolina regular y premium, kerosene y GLP. El CUADRO 4-3 refleja esta situación, la cual sufrió un revés en el 2002, básicamente por la depreciación del peso uruguayo en dicho año.

CUADRO 4-3 Comparación impuestos asociados a los combustibles derivados del petróleo en países importadores.

Países derivados	Diciembre 2001 dólares/litro					Diciembre 2002 dólares/litro				
	Brasil	Chile	Paraguay	Perú	Uruguay	Brasil	Chile	Paraguay	Perú	Uruguay
Gasolina regular	0,447	0,319	0,163	0,276	0,544	0,273	0,293	0,124	0,310	0,291
Gasolina premium	0,475	0,320	0,197	0,359	0,646	0,278	0,294	0,124	0,414	0,291
Diesel oil	0,116	0,122	0,047	0,219	0,120	0,103	0,109	0,049	0,237	0,065
Fuel oil	0,039	0,037	0,008	0,024	0,029	0,015	0,035	0,015	0,035	0,024
Kerosene	-	0,064	0,030	0,105	0,119	-	0,052	0,029	0,186	0,063
GLP (Kgs)	0,025	0,132	0,029	0,128	0,136	0,149	0,100	0,020	0,157	0,109

Fuente: "Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales", Hugo Altomonte y Jorge Rogat, CEPAL, Agosto 2004

Analizando los márgenes de comercialización, el estudio de la CEPAL señaló a los países importadores como los poseedores de los mayores márgenes brutos de comercialización en todos los combustibles, salvo en el Diesel oil, en donde se igualaban con el resto de los países (Ver CUADROS 4-4, 4-5 y 4-6). El estudio de la CEPAL entiende por márgenes de comercialización a los costos de almacenamiento de los productos, transportes oleoductos), costos de traslado del producto a las estaciones de servicio, márgenes del distribuidor mayorista y minorista.

CUADRO 4-4 Comparación de márgenes de comercialización bruta asociados a los combustibles derivados del petróleo en países importadores

Países derivados	Diciembre 2001 dólares/litro					Diciembre 2002 dólares/litro				
	Brasil	Chile	Paraguay	Perú	Uruguay	Brasil	Chile	Paraguay	Perú	Uruguay
Gasolina regular	0,102	0,054	0,113	0,068	0,092	0,087	0,065	0,110	0,056	0,060
Gasolina premium	0,107	0,060	0,130	0,118	0,092	0,106	0,064	0,139	0,093	0,060
Diesel oil	0,064	0,050	0,039	0,065	0,070	0,069	0,052	0,041	0,042	0,046
Fuel oil	0,007	0,057	0,069	-	0,006	-	0,087	0,026	-	0,004
Kerosene	-	0,072	0,053	0,145	0,056	-	0,061	0,043	0,080	0,036
GLP (Kgs)	0,298	0,308	0,232	0,393	0,257	0,191	0,280	0,086	0,344	0,188

Fuente: "Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales", Hugo Altomonte y Jorge Rogat, CEPAL, Agosto 2004

CUADRO 4-5 Comparación de márgenes de comercialización bruta asociados a los combustibles derivados del petróleo en países autoabastecidos

	Diciembre 2001 dólares/litro			Diciembre 2002 dólares/litro		
	Argentina	Bolivia	Colombia	Argentina	Bolivia	Colombia
Gasolina regular	0,105	0,039	0,060	0,048	0,039	0,055
Gasolina premium	0,127	0,050	0,081	0,056	0,049	0,084
Diesel oil	0,080	0,035	0,056	0,058	0,035	0,048
Fuel oil	0,014	0,026	-	-	0,026	-
Kerosene	-	0,031	0,033	-	0,030	0,027
GLP (kgs.)	0,512	0,135	0,095	0,296	0,135	0,083

Fuente: "Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales", Hugo Altomonte y Jorge Rogat, CEPAL, Agosto 2004

CUADRO 4-6 Comparación de márgenes de comercialización bruta asociados a los combustibles derivados del petróleo en países exportadores

Países derivados	Diciembre 2001 dólares/litro			Diciembre 2002 dólares/litro		
	Ecuador	México	Venezuela	Ecuador	México	Venezuela
Gasolina regular	0,036	0,044	0,027	0,040	0,041	0,017
Gasolina premium	0,047	0,049	0,027	0,051	0,046	0,017
Diesel oil	0,028	0,027	0,026	0,032	0,026	0,016
Fuel oil	0,003	-	-	0,002	0,004	-
Kerosene	-	-	-	-	-	-
GLP (kgs.)	-	0,241	0,283	-	0,238	0,175

Fuente: "Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales", Hugo Altomonte y Jorge Rogat, CEPAL, Agosto 2004

Sin embargo, analizando lo que realmente importa al consumidor final, es decir el precio al cual el público adquiere el combustible, el informe señala que en los dos años de elaboración del estudio, Uruguay en general (salvo el fuel oil y el GLP) era el más caro de la región tal cual lo expresa el CUADRO 4-7.

CUADRO 4-7 Comparación precios de venta a público de los derivados del petróleo en países importadores

Países derivados	Diciembre 2001 dólares/litro					Diciembre 2002 dólares/litro				
	Brasil	Chile	Paraguay	Perú	Uruguay	Brasil	Chile	Paraguay	Perú	Uruguay
Gasolina regular	0,717	0,546	0,497	0,535	0,982	0,572	0,581	0,445	0,604	0,708
Gasolina premium	0,775	0,550	0,573	0,688	1,11	0,604	0,588	0,488	0,783	0,785
Diesel oil	0,353	0,344	0,326	0,456	0,441	0,405	0,396	0,344	0,516	0,365
Fuel oil	0,167	0,206	0,158	0,158	0,156	0,173	0,268	0,186	0,232	0,128
Kerosene	-	0,310	0,384	0,441	0,503	-	0,350	0,358	0,518	0,398
GLP (Kgs)	0,615	0,678	0,573	0,798	0,727	0,583	0,734	0,387	0,868	0,582

Fuente: "Política de Precios de Combustibles en América del Sur y México: Implicancias Económicas y Ambientales", Hugo Altomonte y Jorge Rogat, CEPAL, Agosto 2004

El trabajo de la CEPAL culmina con una serie de recomendaciones a nivel general las cuales se pueden resumir como sigue:

- Armonización en la fijación de precios para atenuar el consumo de combustibles fósiles y la contaminación ambiental manteniendo una relación de precios igual a los mercados internacionales a modo de asignar correctamente los recursos y consumo energético.
- Armonización de la brecha tributaria entre los países, persiguiendo los mismos fines que el punto anterior.

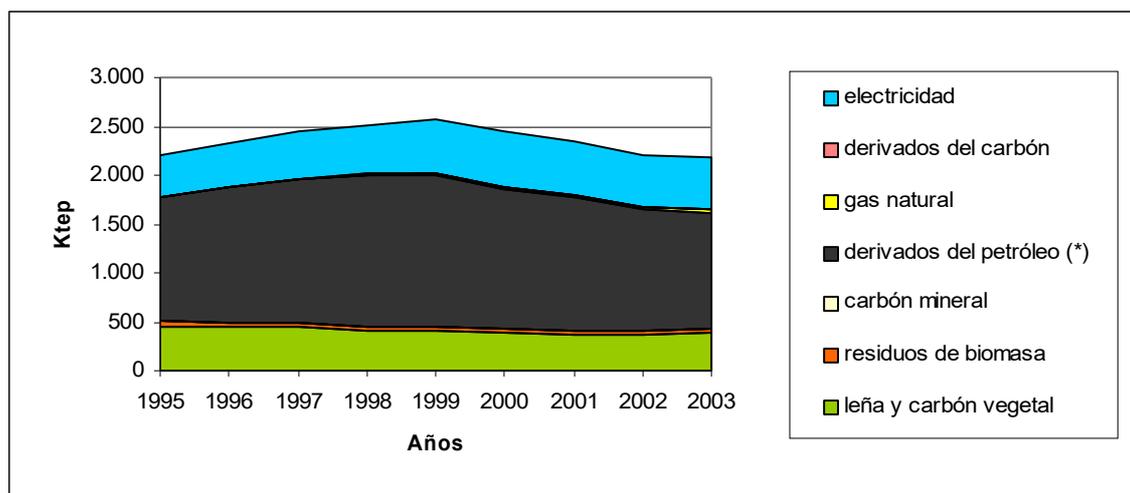
4.2 Estructura del Mercado Uruguayo de refinados del petróleo

En el siguiente punto se realizan algunas consideraciones sobre el mercado uruguayo de refinados del petróleo, las cuales serán tomadas en consideración en el desarrollo de la parte central de esta investigación.

4.2.1 Consumo energético en Uruguay

El petróleo y sus derivados explican en Uruguay⁴⁹ un aproximado del 59% de la energía final consumida. Esto pauta la importancia de este producto y sus derivados en la economía nacional. El resto del consumo energético esta compuesto básicamente por un 21% de energía eléctrica, 17% leña y carbón mineral, 1% Gas Natural y 2% de residuos de Biomasa (Ver GRAFICA 4-6). Esta medición esta efectuada basándose en Miles de toneladas equivalentes de petróleo (Ktep).

GRAFICA 4-6 Consumo de energía final por fuente en Uruguay (1995-2003)



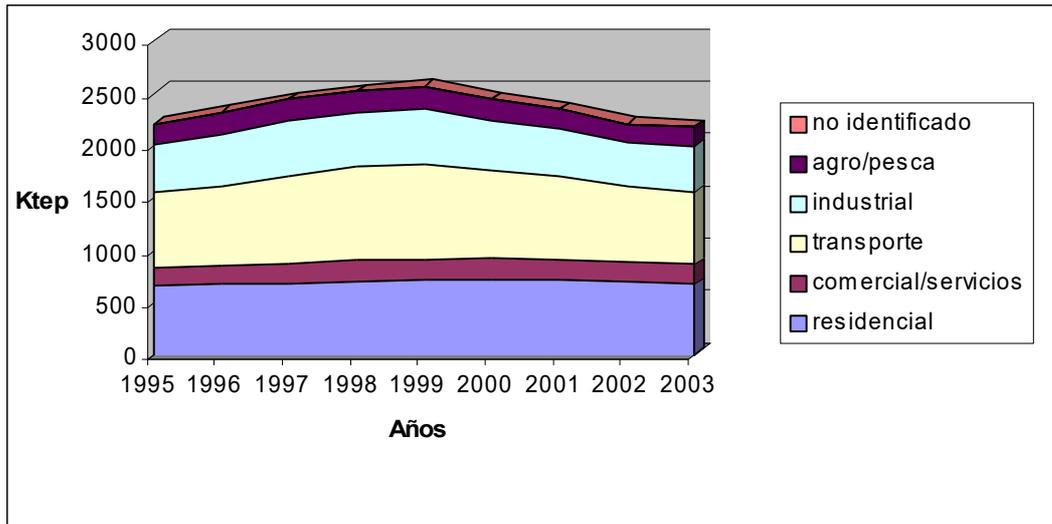
* Incluye gas manufacturado

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE

A su vez, en la GRAFICA 4-7 se visualiza la evolución de los consumos de energía por sector. En promedio, el sector transporte representa un 33.7%, el residencial un 29.5%, el sector industrial un 20.3% de la demanda total del país. Los sectores agro / pesca y servicios participan con un 16% de la energía final.

⁴⁹ Fuente: DNE, Consumo final energético promedio del período 1995- 2003..

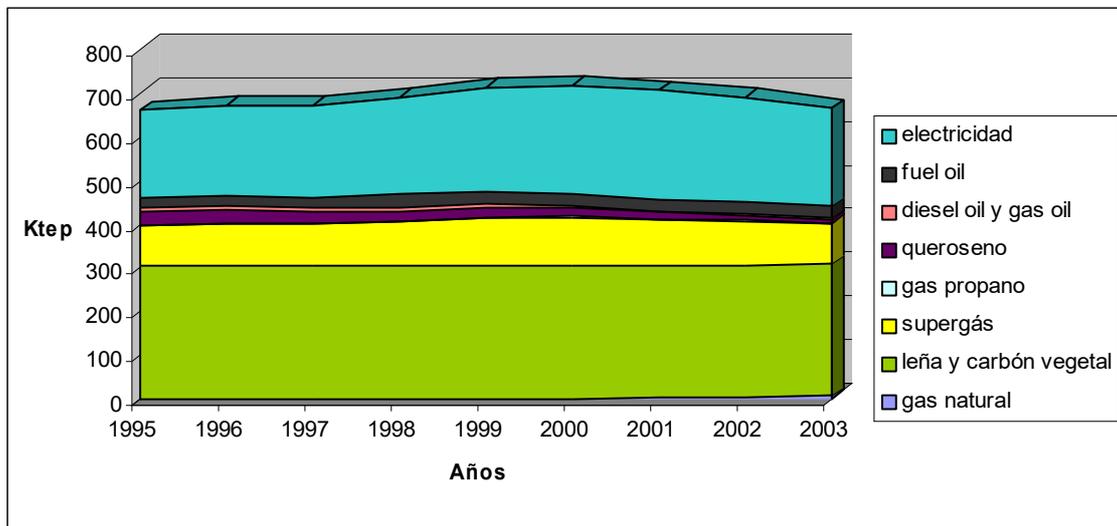
GRAFICA 4-7 Consumo final de energía por sector en Uruguay (1995-2003)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE

Las GRAFICAS 4-8 a 4-12, muestran los consumos finales de energía para los sectores, Residencial, Transporte, Industrial, Servicios y Agro / Pesca del Uruguay.

GRAFICA 4-8 Consumo final de energía del sector Residencial (1995-2003)

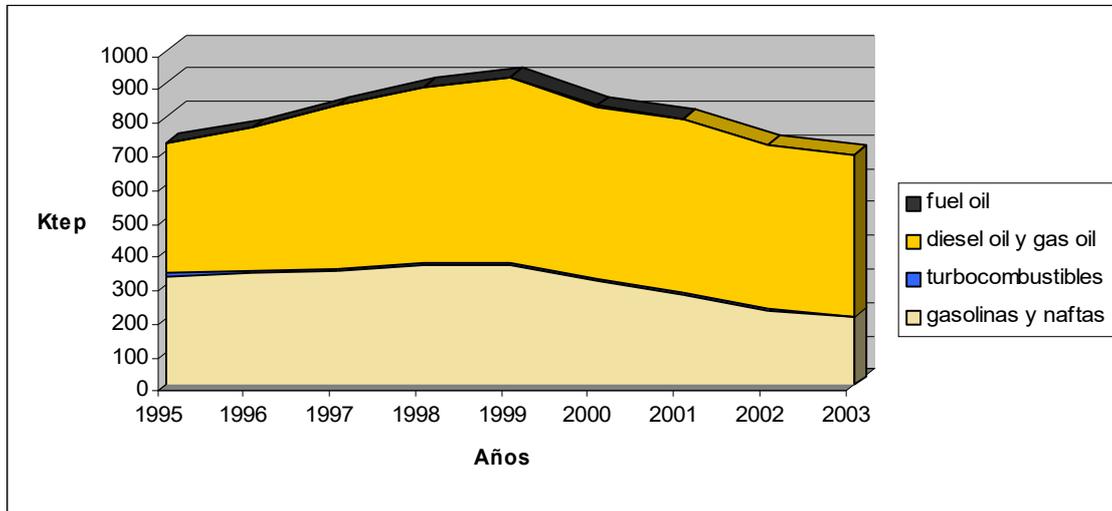


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE

Se observa en la GRAFICA 4-8 la importancia que posee la leña y el carbón vegetal (43.7%) al igual que la electricidad (32.6%) en el consumo residencial de energía. A su vez, respecto a los derivados del petróleo, podemos observar que el fuel oil, el Diesel oil y Gas oil y los gases representan todos juntos cerca del 20% de la energía consumida por ese sector.

La GRAFICA 4-9 permite observar el consumo del sector transporte. En este caso los derivados del petróleo más usados por el sector son el Diesel oil y Gas oil y las gasolinas y naftas, su participación en el consumo son las siguientes: Diesel oil y Gas oil un 61.5% y gasolinas y naftas 37.8%.

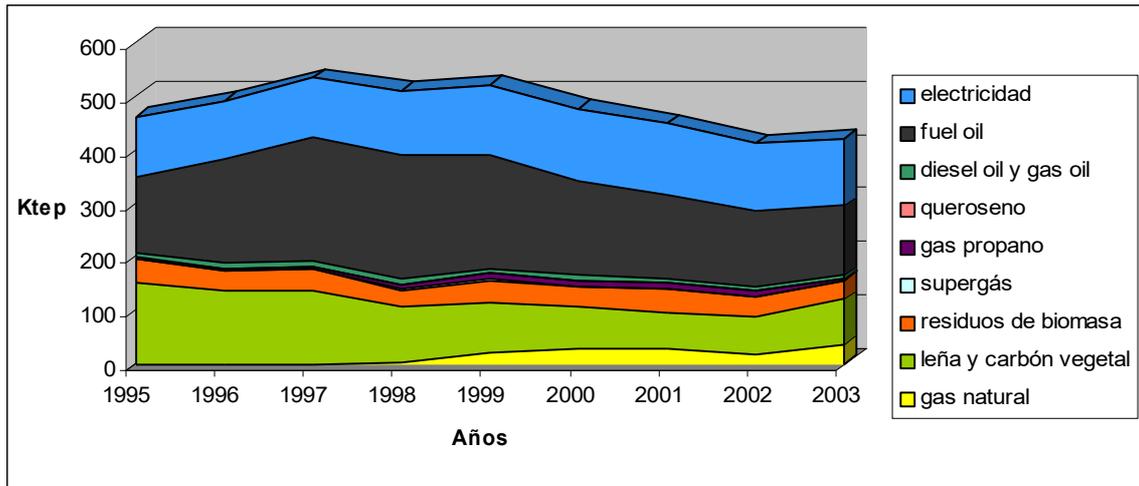
GRAFICA 4-9 Consumo final de energía del sector Transporte (1995-2003)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE

La GRAFICA 4-10 muestra el consumo final del sector industrial. Se observa la importancia que tiene el fuel oil representando el 37%, la electricidad el 26% y la leña y carbón el 21% del total de energía consumida. Asimismo, se puede apreciar como a mediados del año 1998 comienza a aparecer en el consumo industrial el gas natural, representando en promedio desde su aparición aproximadamente el 5% del total consumido por dicho sector. Cabe señalar que con relación a los derivados del petróleo, el fuel oil representa un aproximado del 90% del consumo. Esto revela el peso que posee este producto sobre el consumo energético industrial de derivados del petróleo.

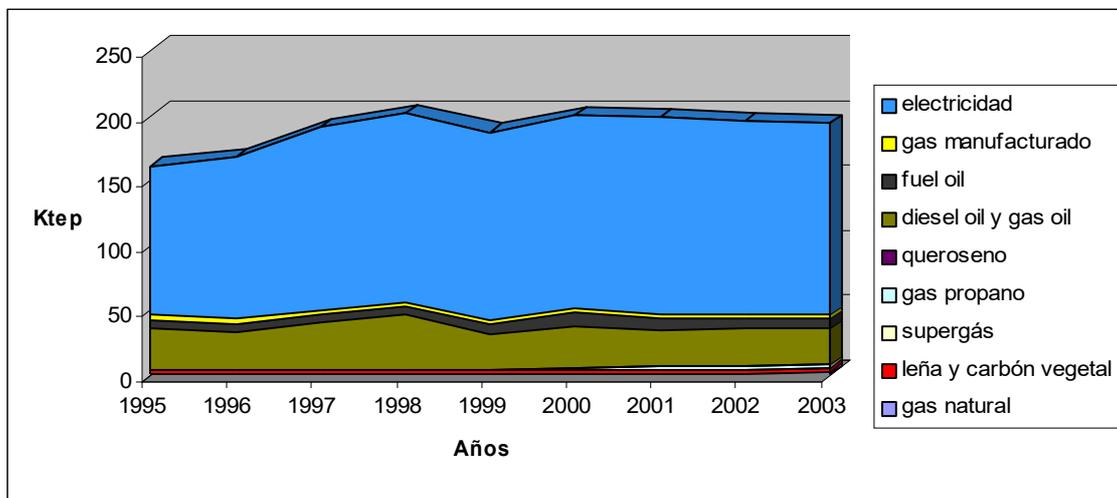
GRAFICA 4-10 Consumo final de energía del sector Industrial (1995-2003)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE

En la GRAFICA 4-11 se observa el consumo de energía final para el sector servicios. Se destacan por su importancia la electricidad aportando el 74% del consumo y el Diesel oil y Gas oil con el 17% aproximadamente.

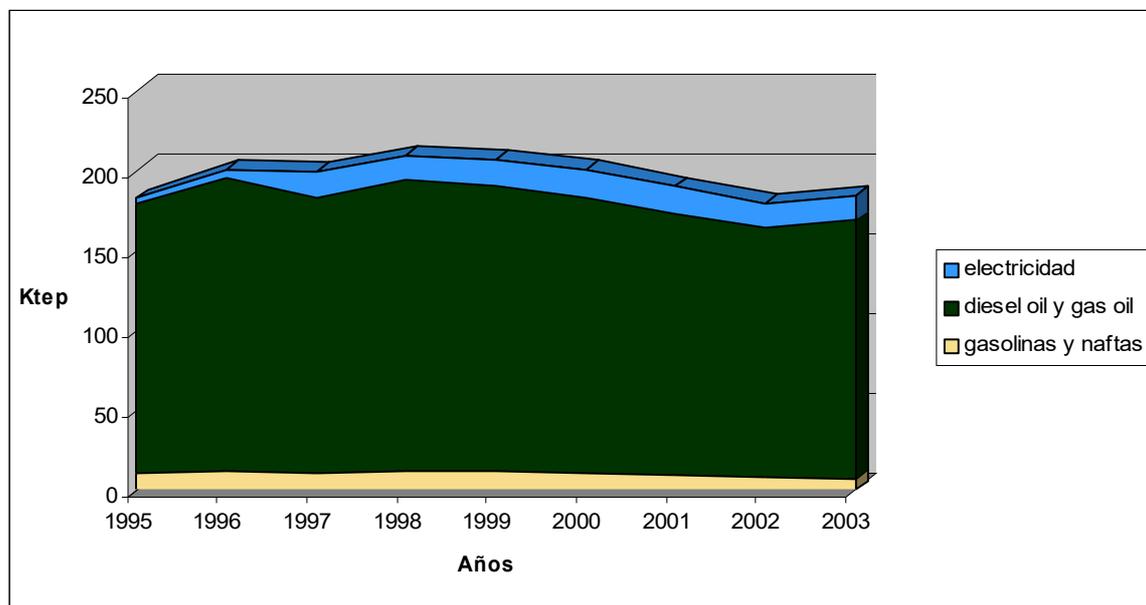
GRAFICA 4-11 Consumo final de energía del sector Servicios (1995-2003)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE

Finalmente queda el sector Agro/ Pesca para el cual, el energético más consumido es el Diesel oil y el Gas oil representando cerca de un 88% del total.

GRAFICA 4-12 Consumo final de energía del sector Agro / Pesca (1995-2003)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE

4.2.2 Estructura administrativa y regulatoria del sector energético en Uruguay

La estructura administrativa en lo que atañe a la regulación y coordinación de las actividades energéticas en Uruguay gira en torno al Poder Ejecutivo, del cual derivan varios organismos que poseen competencias en esta materia. Estos son:

- I. Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM), responsable de la elaboración y ejecución de las Políticas Energéticas de Uruguay a través de su dependencia, la Dirección Nacional de Energía (DNE)⁵⁰.
- II. Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP).
- III. Unidad Reguladora de Servicios Energía y Agua (URSEA)⁵¹.
- IV. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

⁵⁰ La DNE surge de la Ley 14.416 inciso 8 del 28 de agosto de 1975, dentro del programa llamado "Administración de la Política Energética". El Programa cumplirá con la dirección de la política nacional en materia energética, tanto en lo referente a los combustibles como a la energía eléctrica, inclusive la derivada de la energía nuclear.

⁵¹ Creada por la Ley Nro. 17.598 del 13 de noviembre de 2002

La DNE fue creada en 1975, para que cumpliera con los siguientes cometidos:

- Propiciar la realización de investigaciones para identificar y cuantificar las fuentes de energía primarias existentes, evaluar el resultado de dichas investigaciones y promover el desarrollo de su explotación.
- Procurar el abastecimiento de las necesidades energéticas en condiciones adecuadas de seguridad y al menor costo posible.
- Coordinar y orientar la acción de las entidades que operen en el sector.
- Participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas y controlar el cumplimiento de los mismos a través de la creación de las correspondientes unidades reguladoras.
- Proponer mecanismos de protección de los consumidores de productos y servicios energéticos y controlar su efectiva aplicación.
- Participar en la elaboración de normas de seguridad para instalaciones, productos y servicios asociados a las actividades energéticas y controlar su efectiva aplicación.
- Atender a la vinculación en materia energética con otros Gobiernos u organismos internacionales.

La OPP tiene por cometido asesorar al Poder Ejecutivo respecto al presupuesto del Estado, y en particular el de las empresas públicas (tarifas, precios, presupuesto operativo e inversiones) que operan en el sector. Similar acción ocurre con el MEF.

Por su parte, la Unidad Reguladora de Servicios Energía y Agua (URSEA) fue creada en el 2002, con el objetivo de proteger los derechos de los consumidores, controlando el cumplimiento de las normas vigentes y asegurando que los servicios regulados tengan un adecuado nivel de calidad y seguridad, a un precio razonable. Como regulador independiente, tiene la responsabilidad de promover la competencia en las áreas de la industria y regular los monopolios⁵². Entre sus principales funciones se encuentran:

- Controlar el cumplimiento de las normas vigentes
- Establecer los requisitos que deberán cumplir quienes realicen las actividades comprendidas dentro de su competencia
- Dictaminar preceptivamente en los procedimientos de selección de concesionarios a prestar servicios dentro de su competencia
- Resolver, en vía administrativa las denuncias y reclamos de los usuarios
- Proponer al Poder Ejecutivo las tarifas técnicas de los servicios regulados
- Prevenir conductas anticompetitivas y de abuso de posición dominante
- Proteger los derechos de los usuarios y consumidores

⁵² www.ursea.gub.uy

Todos estos órganos dependen en forma directa del Poder Ejecutivo, como lo detalla el ESQUEMA 4-1:

ESQUEMA 4-1 Estructura mercado energético en Uruguay



Fuente: Dirección Nacional de Energía – Uruguay

Dada la situación arriba expuesta, Uruguay fija los precios de los combustibles derivados del petróleo y todos los valores de su cadena comercial (precio de venta al público, márgenes estacioneros, sellos, etc.) a través del Directorio de ANCAP, previa autorización del poder ejecutivo (a modo de decreto), el cual es asistido por la OPP, URSEA, DNE y el MEF.

4.2.3 ANCAP

ANCAP (Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland) es una persona jurídica de derecho público del dominio comercial e industrial del Estado, organizada bajo la forma de ente autónomo. Este emblemático organismo tuvo su génesis en el año 1931 mediante la ley 8.764 donde se dispuso su creación, teniendo como cometido “explotar y administrar el monopolio del alcohol y carburante nacional y de importar, rectificar y vender petróleo y sus derivados y de fabricar portland”⁵³.

Para el año 1932, ANCAP ingresa a la industria de los combustibles mediante la importación y reventa de combustibles líquidos refinados. Sin embargo, sería recién en 1937 que quedaría oficialmente inaugurada la Refinería de la Teja comenzando por primera vez en el país la refinación del petróleo. La característica más relevante y aún vigente de ANCAP, es que la misma tiene el monopolio de la importación y refinación de petróleo en la República Oriental del Uruguay.

⁵³ Fragmento del Art. 1 de la ley 9.764 de 1931

Actualmente la empresa tiene como actividades principales los siguientes puntos:

- Importación y refinación de petróleo y sus refinados, donde aún ostenta un monopolio legal
- Comercialización de combustibles líquidos, semilíquidos y gaseosos, donde posee monopolio legal, pero canaliza los mismos al consumidor final mediante acuerdos con diversas empresas que se rigen bajo el derecho privado.
- Importación, elaboración y comercialización de lubricantes donde no posee monopolio legal.
- Fabricación de cemento Pórtland, comercializado a través de la sociedad Cementos del Plata S.A. En este rubro el ente tampoco posee monopolio alguno.
- Elaboración de alcohol y bebidas alcohólicas, actividad que cesó de realizarse el 1ero de febrero del 2003. Luego de esta fecha, estas actividades pasaron a ser desarrolladas por las antiguas comercializadoras de los productos (Caba S.A. y Alcoholes del Uruguay S.A.)

Además de lo arriba detallado, el ente estatal es propietario en forma directa de acciones de diversas sociedades nacionales y extranjeras (Ver Anexo 1). Dada la amplitud y complejidad que acarrea todas estas actividades, el presente trabajo sólo centrará su estudio en la refinación de petróleo para la producción de combustibles. Por tal motivo las transferencias existentes y el vínculo con la mayor parte de las empresas detalladas en el Anexo 1 por más que se encuentren ligadas al sector combustibles, serán pasadas por alto al no representar el interés del presente estudio. Lo mismo se aplicará al rubro lubricantes.

Logística

Para generar los refinados y canalizarlos al consumidor final, ANCAP hace uso de una extensa red logística. A modo sintético, el petróleo importado ingresa por la boya petrolera de José Ignacio, desde donde es bombeado por oleoducto hasta la Refinería de la Teja. Una vez obtenidos los refinados, éstos son distribuidos a las seis plantas de expendio de combustibles en todo el país, sin considerar algunos productos remitidos directamente desde la Teja. Estas funciones detalladas más adelante son realizadas por poliducto, trenes cisterna, barco y transporte carretero.

Una característica importante en la logística de distribución física es que el precio de los productos refinados para el consumidor final, es el mismo, no importa en que lugar del país se encuentre. Este punto será tratado más adelante en el mismo apartado.

Planta Terminal del Este

En el año 1978 se inaugura la Terminal del Este, ubicada en José Ignacio, Departamento de Maldonado. Este complejo permite la descarga de todo el petróleo crudo que llega al país y su almacenamiento en los depósitos ubicados cercanos a la costa, para su posterior bombeo hasta la Refinería de la Teja donde se inician las etapas de procesamiento.

Esta terminal esta compuesta básicamente por una monoboia de amarre giratoria, un parque de tanques con una capacidad de 536.000 m³ para el crudo, un oleoducto de 166 kilómetros de largo (para remitir el crudo a Montevideo) y otras obras complementarias. Antes de esta construcción se debía trabajar hasta con 100 buques petroleros anuales, dadas las restricciones imperantes en el puerto de la Teja.

Actualmente, la boya de José Ignacio opera un entorno de 12 petroleros anuales. Esta terminal junto con el oleoducto a la Teja posee actualmente una alta capacidad ociosa.

Planta Terminal La Teja

La planta de La Teja no sólo comprende la refinería de petróleo, sino que es un complejo industrial que abarca actividades tales como la recepción y despacho de combustibles junto con una planta de mezclado y envasado de lubricantes, un terminal marítimo y un terminal terrestre para la carga de productos especiales y asfaltos. Actualmente, la mayor cantidad de refinados para el mercado interno se efectúa desde la Planta de La Tablada. No obstante, La Teja despacha al mercado algunos productos puntuales como fuel oil, asfalto, gasolina liviana, Jet A1 y solventes.

Desde la terminal marítima y terrestre, se importan, exportan y remiten refinados al interior del país. Con respecto a éste último, el modo de transporte de refinados para las plantas de expendio son las siguientes:

- Poliducto: Planta Expendio La Tablada
- Fluvial: Planta Expendio Juan Lacaze (Departamento Colonia) y Planta Expendio Paysandú.
- Trenes Cisterna: Planta Expendio Durazno y Planta Expendio Treinta y Tres.
- Transporte carretero para Carrasco.

La capacidad de almacenamiento entre crudo, productos intermedios y terminados asciende a 530.000 m³. Por su parte la capacidad de refinación es de aproximadamente 6.360m³ diarios (40.000 barriles), mientras que el consumo de refinados en el país oscila los 6.500m³ diarios⁵⁴.

Planta Expendio La Tablada

La planta de La Tablada se encuentra ubicada en el noroeste del Departamento de Montevideo próxima a las Rutas 1 y 5. Siguiendo una política de descentralización, la misma fue inaugurada el mismo año que la Terminal del Este, en 1978. Antiguamente la actividad de expendio se efectuaba directamente desde la misma Refinería de la Teja. Esta planta comprende un parque de tanques, Cargadero de Camiones y Plantas embotelladoras de Gas (operadas por Acodike Supergas S.A., Riogas S.A. y Megal S.A.).

La planta de La Tablada puede considerarse como una gran estación de servicio. La diferencia radica básicamente en la escala de los volúmenes despachados en el cargadero. Los "surtidores" denominados picos de carga tienen un caudal de régimen de 1000 litros por minuto. El cargadero está compuesto por 10 islas, cada una con 2 posiciones de carga llamadas bahías. Por lo tanto el cargadero puede surtir a 20 camiones simultáneamente. Esta planta dispone de una serie de 16 tanques de almacenamiento con una capacidad total de 117.730m³, los cuales se detallan en el CUADRO 4-8.

⁵⁴ Se parte de un consumo de 2.400.000m³ de refinados por año y se divide entre 360. Datos obtenidos de la DNE y ANCAP.

CUADRO 4-8 Capacidad de almacenamiento “La Tablada”

Producto	Capacidad en m³
Gas	10.900
Refinados livianos	39.000
Refinados Medios	67.500
Residuos	330

Fuente: ANCAP

El 100% de Supergas ANCAP se distribuye desde La Tablada, a través de las empresas privadas arriba mencionadas. A su vez, más del 40% de los refinados vendidos en el país son distribuidos desde la Tablada.

Plantas de Expendio del Interior

Tal como se mencionaba anteriormente, ANCAP tiene una amplia red logística de distribución física. Denominaremos “Plantas del Interior” a las plantas de expendio de combustibles que no sean La Teja y La Tablada. Se ha procedido de esta forma, ya que el presente trabajo comparará los costos incurridos en usar la actual logística de distribución física en el interior del país versus la de distribuir los refinados desde Carrasco, La Tablada y La Teja, para todo el país. Esto es lo que se denomina costo de oportunidad.

La función de las Plantas es la de almacenamiento y distribución de los derivados del petróleo. Por tal motivo, todas ellas poseen un pequeño complejo de tanques para el almacenamiento de refinados y una estructura para la entrega a granel del combustible.

Las plantas que en este trabajo denominamos “del Interior” serán:

- Juan Lacaze
Ubicada en el litoral sudoeste del Uruguay sobre las costas del Río de la Plata, en la ciudad de Juan Lacaze - Departamento de Colonia. Fue inaugurada el 23 de octubre de 1963. Dista 145 Kms. de la Ciudad de Montevideo. Se abastece de refinados por modo fluvial. Su capacidad de almacenamiento es de 10.880 m³. En el año 2003 la misma fue clausurada, debido en parte a robo de combustibles.
- Paysandú
Ubicada en el litoral oeste del País, sobre la costa del Río Uruguay (del lado norte del puente Gral. Artigas – Paysandú Colón), en la localidad de Nuevo Paysandú. Fue inaugurada el 22 de junio del año 1958. Dista 385 Kms. de la ciudad de Montevideo. Se abastece de refinados por modo fluvial. Su capacidad de almacenamiento es de 25.910 m³.
- Durazno
Ubicada en la Zona central del País, en la ciudad de Durazno. Fue inaugurada el 22 de junio del año 1958. Dista 182,5 Kms. de Montevideo. Se abastece de refinados por modo ferroviario. Su capacidad de almacenamiento es de 4.850 m³.
- Treinta y Tres
Ubicada al este del país en la ciudad de Treinta y Tres. Fue inaugurada el 20 de noviembre de 1955. Dista 286 Kms. de la ciudad de Montevideo. Se abastece

de refinados por modo ferroviario. Su capacidad de almacenamiento es de 5.000 m³.

- Carrasco
Ubicada en el Aeropuerto Internacional de Carrasco, es la planta de expendio de combustibles destinada al suministro de aeronaves. Se abastece de refinados de modo carretero. Esta planta fue cerrada en el año 2001, dado un acuerdo con la empresa Shell, para compartir el suministro de aeronaves haciendo uso de su infraestructura en el Aeropuerto.

4.2.4. Sellos

Actualmente, tal como se mencionó anteriormente, el único proveedor de combustibles derivados del petróleo en Uruguay es ANCAP. No obstante, aunque la distribución está a cargo de este organismo, esta es realizada a través de concesiones a compañías que funcionan bajo el derecho privado. A estas compañías, que son concesionarias de ANCAP, se las denominará Sellos. Todas las estaciones tienen que tener un sello, no hay sellos blancos en el mercado Uruguayo.

El desarrollo de las reglas y regulaciones concernientes al mercado petrolero y sus derivados ha sido básicamente responsabilidad de ANCAP. Como se explicó anteriormente, ésta es la que determina los márgenes de distribución, los márgenes de venta a las estaciones de servicio y el precio de venta al público (precio máximo), luego de ser avalado por los organismos competentes (DNE, OPP, MEF, URSEA).

En la etapa de comercialización, el mercado Uruguayo tiene cinco agentes para los combustibles líquidos:

- Ducsa
Desde el año 1977 al año 2001, la empresa Distribuidora ANCAP Sociedad Anónima (DASA) fue la encargada de la distribución de los productos ANCAP a las estaciones del mismo sello. A partir del 2001, ANCAP optó por pasar a su órbita la distribución de sus productos por lo que se recurrió a la creación de DUCSA. Esta es una empresa que se rige bajo el derecho privado pero cuya propiedad es de la petrolera estatal. Ducsa actualmente se encarga de 208 estaciones de servicio distribuidas a lo largo del país, y posee un personal de aproximadamente 55 funcionarios. El presidente al momento de efectuar este estudio es el Ing. Carlos Petrella y su Gerente General el Ing. Jorge Barreneche. Actualmente el sello ANCAP posee el 37% del mercado Nacional.
- Dikamsa
Distribuidora de Keroseno Sociedad Anónima. Se trabaja con volúmenes menores al resto de los derivados.
- Esso
La corporación Exxon Mobil es un holding⁵⁵ que tiene como integrantes a las compañías Esso, Mobil y ExxonMobil. Estas venden combustibles y lubricantes bajo la marca Esso. Lamentablemente la firma se negó a brindar información de su actividad en Uruguay, para este estudio. Actualmente el sello Esso posee el 20% del mercado Nacional.

⁵⁵ Un Holding es una compañía que posee un conjunto de acciones suficiente para poder votar en el directorio de otra compañía, controlar su administración y operaciones influenciando o eligiendo su directorio. Fuente: http://www.investorwords.com/3587/parent_company.html

- Shell
Shell Uruguay S.A comenzó sus actividades hace 81 años, en 1919. Esta, actúa directamente en varios mercados, conformando completas y globales redes que cuentan con 89 Estaciones de Servicios, 60 Talleres exclusivos y Distribuidores que cubren todo el País y está presente fuertemente en el transporte y la industria. Asimismo, dice ser líder en la operativa del Mercado Marino abasteciendo combustibles y lubricantes a barcos de banderas nacionales e internacionales y comparte con otras petroleras el abastecimiento de aviones en el Aeropuerto Internacional de Carrasco.
En Shell Uruguay, trabajan 55 personas. En la actualidad, la Gerencia General, es ocupada por el Lic. Juan Carlos Esponda. Actualmente el sello Shell posee el 23% del mercado Nacional.
- Texaco
Texaco, instalada en Uruguay en la década del 20, posee 89 estaciones en el país, de las cuales el 44% se encuentra ubicado en Montevideo. En la actualidad la Gerencia Comercial es presidida por el Sr. Wilson Ribeiro. Este sello posee el 20% del mercado Nacional.

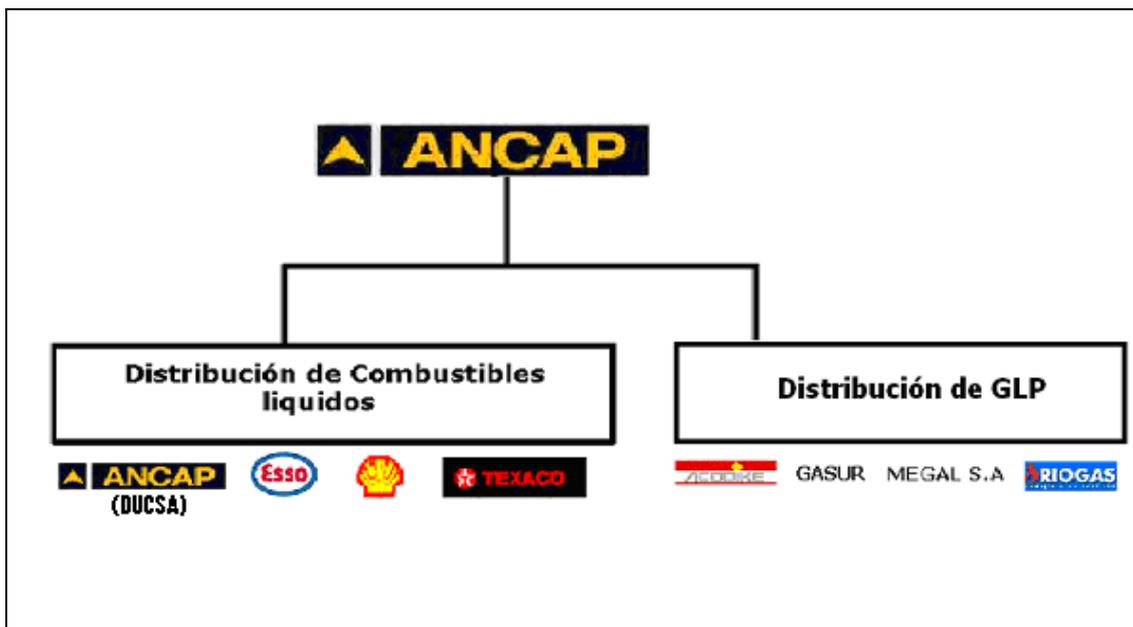
Pasando a los Gases Licuados de Petróleo (GLP), existen tres empresas que se encargan del envasado y distribución, recibiendo en contrapartida una bonificación fijada en función del precio de venta del producto. Estas empresas son:

- Acodike Supergas S.A.
- Megal S.A.⁵⁶
- Riogas SA.

Además existe una cuarta empresa llamada GASUR, creada en 1997, con el objetivo de atender a los grandes consumidores de energía, ofreciéndoles básicamente Gas Propano y los servicios necesarios como para poder utilizarlo en cada planta industrial. GASUR es la unión de tres compañías uruguayas: ANCAP, Acodike Supergas S.A. y Riogas SA.

⁵⁶ Empresa originariamente destinada al manejo de microgarrafas.

ESQUEMA 4-2 Agentes distribución de refinados de petróleo en Uruguay



Fuente: Elaboración propia.

En relación a los combustibles líquidos, todos los sellos venden combustibles refinados o importados por ANCAP. Por este servicio efectuado en concesión, la empresa estatal les paga a éstos por dos conceptos:

- i) *“Margen de Comercialización”* (remuneración por la actividad comercial efectuada con los combustibles derivados del petróleo. Es un margen fijo calculado por una paramétrica.)
- ii) *“Margen de Inversión”* (que se corresponde a gastos de mantenimiento, a inversión en tanques y surtidores para sus estaciones de servicio. En general son pocas las estaciones que son dueñas del equipamiento, y por ende que cobren este margen.)

A su vez, los sellos, no toman posición sobre la mercadería sino que compran a crédito⁵⁷ y venden contado⁵⁸ ante expreso pedido de las estaciones que poseen sus respectivos sellos. Los sellos deben recurrir para efectuar esta operativa a transportistas. En este sentido, el transporte de los refinados hasta las estaciones es efectuado en general por transportistas particulares que firman acuerdos de exclusividad con los sellos durante cierto período de tiempo. Los primeros reciben un abono como remuneración de su flete, el cual es prefijado por ANCAP⁵⁹. Este abono llamado “Flete”, es pagado por ANCAP, dado que los sellos a la hora de pagar al ente estatal, debitan del importe a abonar el costo asociado al flete desde las plantas de expendio a las estaciones de servicio o consumidor final (caso de grandes consumidores). A nivel gremial, los transportistas de combustibles poseen una asociación de fleteros denominada AFLECOM⁶⁰.

⁵⁷ En general oscila la semana de plazo.

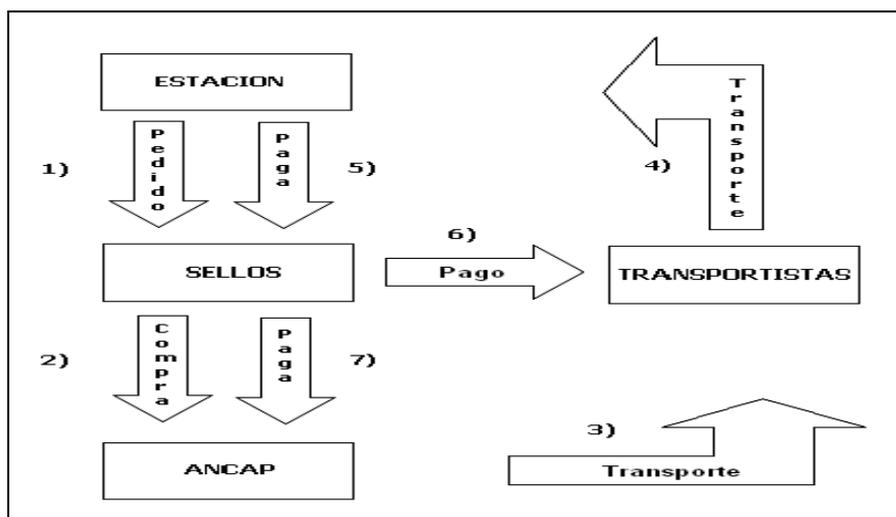
⁵⁸ Según AFLECOM, son pocos los casos de estaciones que posean crédito, pero de existir el mismo, no superaría la semana de plazo.

⁵⁹ Ver apartado estructura administrativa y regulatoria del sector energético en Uruguay

⁶⁰ Asociación de Fleteros de Combustibles

La comercialización final (en general estaciones de servicio) de los combustibles líquidos es realizada mayoritariamente por empresas particulares⁶¹, a cambio de una bonificación establecida por ANCAP¹². Nuevamente este importe es abonado por la petrolera estatal ya que, al precio que se le vende al estacionero los combustibles líquidos, se le deduce su utilidad denominada “Bonificaciones y Comisiones”. Esta deducción es luego restada del pago que realiza el Sello a la petrolera estatal.

ESQUEMA 4-3 Flujo de productos y remuneraciones en el mercado de combustibles líquidos derivados del petróleo



Fuente: Elaboración Propia.

Hablando de modo sintético, ANCAP paga las remuneraciones de todos los agentes intervinientes en la cadena comercial⁶² y ese costo es reflejado en el precio ex planta de distribución, el cual no es más que el precio final ANCAP más los impuestos correspondientes. Ese precio es el mismo que el que pagaría el consumidor final. Este hecho no resulta menor dado que el sistema opera de modo diferente a lo que usualmente se estila, es decir, donde las remuneraciones se van generando a lo largo de la cadena de manera incremental.

Resumiendo, las remuneraciones pagadas por el ente son:

- Margen de Comercialización (Sellos)
- Margen de Inversión (en general Sellos)
- Fletes (Transportistas)
- Bonificaciones y Comisiones (Estaciones de Servicio)

⁶¹ En líneas generales las bocas o estaciones de servicio no pertenecen a las distribuidoras

⁶² Se habla del caso de los combustibles líquidos. Para el caso del GLP, la estructura de remuneraciones es algo diferente pero termina siendo ANCAP, la que paga por ellos. En este sentido y a modo de simplificar la exposición teniendo en cuenta el bajo volumen que implica el GLP sobre el total de refinados, se supone que todos los refinados funcionan bajo el mismo esquema.

Es de resaltar que al tener un único precio nacional para los refinados, los estacioneros reciben el combustible a un precio único en todo el territorio del Uruguay, el cual incluye el flete. Las diferencias que surjan en los fletes serán manejadas entre los fleteros, los sellos y ANCAP. Por su parte, esta última se reserva el abastecimiento exclusivo a los grandes consumidores, mediante su distribuidora DUCSA.

En resumen, ANCAP fija los márgenes a lo largo toda la cadena comercial, operando con concesionarios en las áreas donde no interviene de forma directa. Es por ello que el mercado no posee características de competencia. Por lo expuesto, y tal como se mencionó en el apartado teórico, el mercado Uruguayo puede denominarse Monopólico en toda su extensión, ya que sería indiferente que el mismo sea provisto por ANCAP o los actuales agentes concesionarios.

4.2.5 Bunkers

El combustible denominado Bunker es aquel de uso marino utilizado por los buques, los cuales en general poseen una alta viscosidad y contenido de azufre. Estos son el Gas oil, Diesel oil, e Intermediate Fuel Oil (IFO). Estos productos marinos se obtienen mezclando petróleo y/o combustibles importados circunstancialmente. En el caso de ANCAP, en general se utilizan diluyentes elaborados por este ente.

Actualmente y a diferencia de lo que sucede con el mercado de combustibles líquidos expuesto en el apartado anterior, la comercialización de combustibles marinos se canaliza directamente o a través de las siguientes empresas distribuidoras:

- ACLER S.A.
- ESTIMAR S.A.
- CHRISTOPHERSEN S.A.
- SHELL URUGUAY S.A.
- TEXACO URUGUAY S.A.
- ESSO STANDARD OIL (CO.) URUGUAY S.A.
- REPSOL-YPF

La participación de los combustibles expedidos por ANCAP en el mercado sub regional (zona de influencia en el Río de la Plata, Argentina y Uruguay) representa para los productos ifos en los últimos años niveles del 30% de dicho mercado, mientras que los combustibles destilados (Gas oil y Diesel oil marinos) representan un 35% del mismo.

En cuanto al esquema logístico comercial, el expendio de este tipo de combustible se realiza desde la Teja y la Tablada:

- El terminal marítimo de la **Teja**, permite el suministro de combustibles marinos a buques que operan en el puerto de Montevideo y en la zona de influencia del Río de la Plata (zonas Alfa y Delta). Este terminal opera con embarcaciones de bandera nacional y extranjera, permitiendo el ingreso de buques tanques que tengan un calado máximo de 26 pies y 195 de eslora total. Esta terminal posee dos tanques de Gas oil , un tanque de Diesel oil, dos tanques de ifo 380, 1 tanque de ifo 180, 1 tanque para ifo 100 , y otro tanque para producto ifo 30.
- Por su parte, la Planta de la **Tablada** también expide Gas oil marino vía camión con destino a buques pesqueros y barcazas de origen argentino y paraguayo afectadas al tráfico fluvial en la Hidrovía Paraná- Paraguay, que se encuentran

en el puerto de Montevideo en operaciones de carga y descarga de mercaderías.

4.2.6 Estructura de los precios de los combustibles derivados del petróleo en el Uruguay

Como se ha mencionado anteriormente, la petrolera estatal controla todos los márgenes a lo largo de la cadena de comercialización de los combustibles derivados del petróleo hasta el consumidor final. Bajo esta estructura totalmente centralizada, los precios que cobra ANCAP en las plantas de expendio como la Tablada, incluyen no sólo los impuestos (IMESI e IVA) y los costos propios de la refinación sino que también los márgenes del resto de la cadena comercial hasta el consumidor final. A continuación, se describirán los distintos componentes de los precios finales al consumidor en el período de estudio.

Precio ANCAP

Los precios que figuran como precio ANCAP, no sólo abarcan el costo y margen asociados a la petrolera, sino que incluyen todas las remuneraciones de la cadena comercial hasta el consumidor final, tal cual se detalló anteriormente. Esto debe tenerse en cuenta a la hora de efectuar comparaciones porque este criterio de precio dista de lo que se denomina comúnmente precio ex refinería.

Carga Impositiva

Los combustibles en Uruguay están gravados por los siguientes impuestos:

i) Impuesto Especifico Interno (IMESI):

Grava la primera enajenación, a cualquier título, de un conjunto de bienes, con la tasa que fije el Poder Ejecutivo, cuyo valor máximo en cada caso se indica. Son alcanzados actualmente por este impuesto las gasolinas y el Gas oil. La recaudación del impuesto implica diferentes porcentajes del mismo para el Ministerio de Transporte y Obras Publicas (MTO), un porcentaje para las Rentas Generales (Contaduría general de la Nación), un porcentaje para las Intendencias del Interior y un porcentaje para el Fondo MTO. Estos valores han sido modificados a lo largo del período de estudio incluso pasando de valores porcentuales a los precios denominados ANCAP, a valores fijos establecidos por las cantidades comercializadas. En este sentido, el IMESI actualmente aplicado a los combustibles es un impuesto de suma fija. Esto, y siguiendo la teoría impositiva generaría un efecto renta puro, siendo considerado por la teoría “no distorsionante”.

Al momento de esta redacción⁶³, los combustibles gravados con este impuesto y analizados en este estudio como referentes son: el Gas oil (\$U 1,391 por litro), Nafta 95 SP (\$U13,993 por litro).

ii) Impuesto al Valor Agregado (IVA):

Este impuesto grava la circulación interna de bienes, la prestación de servicios dentro del territorio Nacional y la introducción de bienes al país. La tasa básica es del 23% y la mínima es del 14%. Al momento de esta redacción⁶⁴, los combustibles gravados con este impuesto y analizados en este estudio como referentes son: el Gas oil (14% de IVA calculado sobre la suma del precio ANCAP y el IMESI del Gasoil), GLP (23%) y el Fuel oil (23%).

⁶³ Decreto con rigor a partir del 1ero de enero del 2005.

⁶⁴ Decreto 62/003

Precios finales

La suma de los precios ANCAP y la carga impositiva (más allá que cuando ANCAP vende los refinados cobra los impuestos correspondientes) da como resultado el precio final, es decir el que paga el consumidor final. Este esquema de división de precio sigue la misma formulación empleada por la DNE para los precios de los combustibles. En el capítulo de resultados, se detalla la evolución de estas variables a lo largo del período de estudio.

5. Antecedentes de la investigación – Trabajos y Opiniones.

En el presente capítulo se realiza un breve repaso de las principales opiniones y de algunos trabajos existentes sobre el comportamiento actual y el futuro de ANCAP, en especial del negocio de derivados del petróleo, los cuales tienen en común la preocupación por disminuir o eliminar el sobreprecio que pagan los consumidores uruguayos de combustibles. Este análisis abarca los procesos de producción/importación de refinados (5.1) y de su distribución física (5.2).

Aún cuando en el Uruguay viene discutiéndose desde hace décadas respecto a la forma de combatir el sobreprecio de los combustibles a nivel nacional, en este trabajo se optó por seleccionar algunos comentarios surgidos en los últimos cinco años, los cuales tuvieron como móvil principal la aprobación de la Ley 17.448 de enero del 2002 y el resultado del plebiscito que revocó dicha ley en diciembre del 2003. En este período se generaron distintas posturas, muchas veces influenciadas por presiones de sectores políticos y empresariales, situación que a nuestro entender no permitió visualizar la realidad con la objetividad necesaria.

5.1. Producción/Importación de refinados de petróleo

En lo que respecta a los sobre costos y sobreprecios existentes en los procesos de producción y/o importación de refinados, hubo diversas opiniones, las cuales, para facilitar su análisis en este trabajo, se han dividido en dos partes: aquellas centradas en el tema de la importación de combustibles y otras que destacan los aspectos organizacionales y de gestión de ANCAP, asuntos que lógicamente están estrechamente vinculados entre sí.

5.1.1. Posturas que acentúan sobre las ventajas o desventajas de la importación de combustibles

Dentro de esta tendencia cabe señalar las siguientes opiniones:

Asociación de Ingenieros Químicos del Uruguay

En el año 2001 y el año 2003, la Asociación de Ingenieros Químicos del Uruguay (AIQ) confeccionó dos informes con calidad de preliminares y de circulación interna relativos al tema ANCAP⁶⁵. Dichos trabajos pautan la gran dependencia de importación de combustibles fósiles que tiene Uruguay por poseer una matriz energética con un alto peso en dichos combustibles. Por este motivo, remarcan la necesidad de obtener el máximo rendimiento de los mismos. “El petróleo y derivados (Gas oil y GLP) son los principales combustibles importados y su adquisición demanda al país una erogación de alrededor de 520 millones de dólares anuales; esto

⁶⁵ Dichos estudios fueron: “La Energía y la Actividad de Refinación en el Uruguay”, trabajo preparado para un seminario auspiciado por la Fundación 1815 presidida por el Gral. Seregni a fines del 2001 y, “La Actividad de Refinación de Petróleo en el Uruguay”, trabajo iniciado a mediados del 2003 para el Boletín Electrónico de la AIQ, lo cual al final no logró publicarse por requerir de información de ANCAP que no pudo ser obtenida.

constituye el orden del 14.5% del total de nuestras importaciones”, se señala en estos trabajos.

La AIQ contesta una serie de preguntas de las cuales se señalan las que poseen un fuerte punto de encuentro con el presente estudio; seguidamente se transcribe la primera de ellas, vinculada al tema de la importación de refinados:

¿Es beneficiosa la actividad de refinación tal como se está realizando en el país o deberíamos directamente importar los refinados?

Antes de contestar esta pregunta, la AIQ realiza unas consideraciones previas:

- De todas las actividades de la Cadena de Valor de la Industria Petrolera, la refinación es la que deja un menor margen, siendo este margen menor en las refinerías que poseen instalaciones y procesos más simples (refinerías de baja complejidad), las que frecuentemente por las fluctuaciones de los precios internacionales de mercado dejan márgenes negativos. La complejidad de la refinería de “La Teja” puede considerarse hoy en día como media.
- Es importante considerar que la actividad de refinación en nuestro país a diferencia de la de importación de productos terminados tiene la ventaja extra de volcar en el mercado interno gran parte de los costos operativos (más del 60 %), tales como sueldos, empresas contratadas, insumos nacionales (OSE, UTE, materias primas, repuestos y otros diversos materiales), con todo lo que ello significa como multiplicador de empleos y dinamizador de la economía interna por su aporte en otros aspectos como la incorporación de Tecnología, Medioambiente, Patrones de Calidad.
- A los efectos de comparar correctamente refinación vs. Importación, se deben considerar todos los costos de importación de todos los productos refinados frente a los costos de los refinados entregados por ANCAP en la puerta de la refinería, (sin tener en cuenta los gastos de ANCAP no directamente relacionados con la actividad de refinación). O sea, por ejemplo, no se considerará, por ser iguales para ambos casos, los impuestos y el margen y costos de las distribuidoras. En virtud de lo expresado anteriormente, la AIQ planteó diferentes escenarios:
 - i) El cierre de la refinería en forma definitiva, (sin mantener los puestos de trabajo) y que ANCAP importe los refinados.
 - ii) El cierre de la refinería en forma definitiva, (sin mantener los puestos de trabajo) y que un importador independiente compre los productos, usando las instalaciones de ANCAP.
 - iii) El cierre de la refinería en forma definitiva, (sin mantener los puestos de trabajo) y que cada empresa distribuidora los importe.

Analizando estos tres escenarios, la AIQ concluyó lo siguiente:

Para los combustibles derivados del petróleo, la escala mínima económica de importación en buques tanques es de entre 35 y 40 mil metros cúbicos. La demanda mensual total del Uruguay se sitúa en ese orden para las distintas gasolinas y el doble de esa cifra para el Gas oil. En base a estas cifras de consumo, en un reparto equitativo de mercado cada sello tendría que importar en el orden de los 8000 metros cúbicos mensuales de cada una de las gasolinas y 14000 de Gas oil. El transporte de estos volúmenes tan pequeños desde los centros de aprovisionamiento (Caribe, costa este de EUA, etc.), implicaría un importante aumento en el costo del flete y otros cargos a la importación, que encarecerían sustancialmente el costo a los distribuidores y, en consecuencia, a los usuarios.

El razonamiento anterior lleva a descartar el escenario (iii), no sólo porque los pequeños volúmenes que importaría cada una de las empresas encarecería notablemente el transporte, sino también por los mayores costos de almacenamiento que tendría cada empresa. Tarde o temprano, esta situación debería llevar a que todas las distribuidoras se unieran para importar, llevando a pensar que mejor sería la alternativa (ii), aprovechando que ANCAP ya ha invertido en instalaciones (tanques, puerto, cargaderos, etc.). Por sus características, el escenario (ii) sería un oligopolio privado.

Es necesario señalar que las estimaciones elaboradas por la AIQ fueron hechas para condiciones de mercado diferentes que las actuales. Se hace esta acotación pues por lógica, además de otros factores ya señalados, el diferente nivel de consumo de estos productos influye en forma importante en el margen neto de la actividad. Para el período de elaboración de estos trabajos (mayo/2001), el margen bruto era del orden de 5 US\$/Bbl y los costos de refinación de algo menos de 4 US\$ lo que daba un beneficio por refinar (margen neto), del orden de 1 US\$/Bbl (Uruguay estaba procesando en ese momento alrededor de 13.000.000 Bbl/año), lo cual significaba un margen neto de 13.000.000 de US\$/año.

Si durante un período suficientemente largo las estimaciones del margen neto de refinación dieran negativas, sería altamente aconsejable estudiar la conveniencia de parar la actividad de refinación en el país. De no mejorarse continuamente la eficiencia de operación de la refinería, esta situación podría darse a no muy largo plazo, adoptando entonces el escenario (i)⁶⁶.

La segunda pregunta de AIQ es:

¿Es eficiente la actividad de refinación realizada por ANCAP?

Para analizar la eficiencia de la operación de cualquier industria existen indicadores internacionales de amplia aceptación en todo el mundo por su objetividad, que permiten comparar la eficacia de cada empresa con respecto al promedio (Benchmarking). Respecto a la refinación del petróleo, los indicadores utilizados a nivel mundial (los indicadores Sólomon), son de amplia aceptación en la industria del petróleo por su objetividad. Los mismos son utilizados por más de 300 refinerías de todo el mundo que reportan datos operativos y de gestión. Estos indicadores permiten comparar inclusive las eficiencias de las diferentes actividades dentro de la empresa, del área Mercosur y también respecto a la mejor tecnología en el mundo. Teniendo en cuenta estas consideraciones, AIQ contestó la pregunta formulada anteriormente de la siguiente forma:

- La Refinería de la Teja tiene algunos indicadores altos comparados con el promedio de refinerías de la región. Por lo que es evidente la necesidad de una mejora de la gestión, y posiblemente algunas de esas mejoras no requieran mayores inversiones. Mejora que por lo que ha trascendido ha comenzado pero que deberá seguirse con atención en cada sector de la empresa. Esta mejora es en parte consecuencia del asesoramiento de una empresa internacional de ingeniería del petróleo de primer nivel, la cual asesora y ha asesorado a importantes empresas petroleras norteamericanas, recomendando e implementado los mejores procedimientos y prácticas de trabajo utilizados en la industria.

⁶⁶ Nota del redactor: al analizar este trabajo, es necesario considerar las diferencias de las cifras planteadas por AIQ y por agentes como el Ec. Talví y el Sr. Sanguinetti entre otros.

- Considerando el monto de la inversión y los riesgos operacionales, tomando como beneficio sólo el margen neto de refinación, aún suponiendo una situación favorable, la rentabilidad de la actividad de refinación es muy baja, (menor al 5% de la inversión). Si en cambio consideramos como beneficio todo el dinero que ingresa a la economía por la actividad de refinación en el país, esta rentabilidad sería bastante mayor.
- Una refinería gestionada en forma altamente eficiente podría reducir los costos de refinación, lo cual aumentaría notablemente el margen neto de refinación, (un aumento del orden de 15 a 20 MMU\$\$/año). Aunque hay que destacar que este aumento de eficiencia se lograría en parte mediante una reducción en los costos operativos y costos fijos (mayormente en mano de obra nacional). Un beneficio adicional se alcanzaría si este aumento de eficiencia fuese acompañado por un aumento en las ventas de los productos de mayor margen.

Finalmente se plantea una última pregunta:

¿Cuál es el futuro de la refinación en Uruguay?

En este sentido, la AIQ dividió la respuesta en mediano y largo plazo:

A corto plazo:

- *Factores Internos:*
El contexto socioeconómico (que afecta la demanda de combustibles); cambios en las especificaciones requeridas para los combustibles; capacidad de inversión. Un repunte de la demanda nacional dará mejores perspectivas de rentabilidad a los proyectos que se deberán realizar en la refinería, (por Ej. para la reducción del contenido de azufre del Gas oil). También un aumento en la demanda permitiría bajar los costos de refinación y, en consecuencia, aumentar el beneficio para la empresa refinadora.
- *Factores Externos:*
Rentabilidad del negocio de refinación a nivel mundial, costo del acceso al capital. No se tiene control sobre los factores externos, (precios internacionales del crudo y derivados). La pérdida del "Investment Grade" ha perjudicado notablemente las inversiones en ANCAP.

A mediano y largo plazo:

Fuerzas fuera del control de la industria del petróleo obligarán, en los próximos 20 años a remodelar las refinerías en forma mucho más importante que los anteriores 50 años. Entre los factores que impulsan los cambios en la operación de las refinerías se destacan:

- Las regulaciones medioambientales
- Importantes mejoras en los motores de los vehículos
- Los avances de la ciencia y la ingeniería (incluyendo en el campo biotecnológico)

La velocidad del cambio tecnológico es creciente. Lo que implica un continuo aumento del monto de las inversiones necesarias en la refinería, para sobrevivir. La toma de decisiones en el negocio será en el futuro más crucial. El problema del calentamiento global y el medioambiente conducirá a no muy largo plazo a importantes cambios en la eficiencia de los motores y a modificar los tipos de combustibles a utilizarse en los motores de manera de aumentar la eficiencia de transformación de la

energía del petróleo en movimiento “en las ruedas” (que actualmente no es muy superior al 10%).

En el futuro las refinerías seguirán aumentando la producción de los derivados de mayor valor comercial, aumentando la “complejidad” de las mismas. Produciéndose no sólo combustibles para el transporte (gasolinas menos contaminantes) sino también productos petroquímicos, (materias primas para plásticos, polímeros, fertilizantes, etc.), productos químicos especiales, lubricantes, energía eléctrica, etc.

Las refinerías de petróleo tendrán que competir con las plantas que a partir del Gas Natural, (del cual hay reservas mucho mayores que de petróleo), generen combustibles líquidos, productos petroquímicos, etc. Todo esto constituye un desafío para los ingenieros y demás técnicos que trabajan en la industria, pues se requerirá más ciencia, más ingeniería y mejor tecnología.

La A.I.Q entiende que el mantenimiento de la actividad de refinación conlleva al fortalecimiento de una masa crítica profesional altamente calificada, en distintas áreas de la ingeniería y de los negocios, que impulsa no sólo esa rama industrial si no también otras áreas de la actividad del país.

Ing. Andrés Tierno⁶⁷

El Ing. Andrés Tierno, Presidente de ANCAP en el período 1990-1995, con quien fue posible acceder en el transcurso de la elaboración del presente trabajo a un importante acervo de conocimientos sobre el negocio petrolero en el mundo y en el Uruguay, trató aspectos relacionados a las desventajas de importar como también los problemas organizacionales y de gestión de la petrolera. A modo de exposición se separó su opinión en los apartados 5.1.1 y 5.1.2.

En lo que atañe a la importación Tierno recordó las restricciones técnicas imperantes para tal actividad:

- Tancaje limitado para operar sólo importando.
- Número de barcos capaces de abastecer el mercado dadas las actuales restricciones portuarias de ANCAP.
- Restricciones financieras, enfatizadas en Uruguay especialmente durante los años de la crisis económica del 2002 (asociadas al riesgo país, y el crédito).

Centro de Estudios de la Realidad Económica y Social (CERES)⁶⁸

A principios de la presente década, el Ec. Ernesto Talvi, Director de CERES, argumentaba que la situación monopólica de la petrolera estatal ANCAP, habilitaba a que se cobraran precios sensiblemente mayores a un esquema de competencia. En tal sentido, comentaba que “parte de este sobreprecio es lo que todos llamamos el impuesto implícito en las tarifas públicas y constituye un ingreso para el Estado. La otra parte del sobreprecio se debe a las ineficiencias del proceso productivo (algunas propias, otras impuestas por el propio Estado), que en un mercado monopolizado, pueden cargarse a los precios finales. Esas ineficiencias sin embargo se disipan y no son un ingreso para el Estado, son simplemente una pérdida social”.

⁶⁷ Conjunto de entrevistas efectuadas para el presente trabajo durante el año 2004.

⁶⁸ CERES es un centro de investigación independiente y sin fines de lucro, dedicado al análisis económico de las economías de América Latina, al diseño de políticas públicas y a promover su debate a nivel local y en foros internacionales. Su director ejecutivo es el Ec. Ernesto Talvi. <http://www.ceres-uy.org/home/index.asp>

Talvi se formulaba la pregunta “¿Cómo se calcula el sobreprecio en el caso de los combustibles?” Su respuesta, que posee un total punto de encuentro con el presente trabajo era la siguiente: “Simplemente calculamos para cada tipo de combustible (naftas, Gas oil y Fuel oil) cual sería el costo para el usuario en el caso de que los combustibles se importaran en lugar de refinarse localmente.

Para calcular el costo para el usuario de cada tipo de combustible importado tomamos el valor que estos tienen en el mercado internacional, le sumamos los costos de transporte al país y los costos de recibir, almacenar y despachar el combustible (conocidos en la jerga como terminal fees). A ello le agregamos los gastos de distribución y comercialización y los impuestos que hoy tienen los distintos tipos de combustible. De este cálculo, que realizamos para el período 1998-2000, surge que el sobreprecio que los usuarios pagaron en relación al precio que hubiera regido si el combustible se importara y vendiera en régimen de competencia fue de 44% para promedio del período y para el conjunto de todos los combustibles (naturalmente que hay diferencias para cada año y cada tipo de combustible)”.

Las conclusiones del trabajo de Talvi eran de un peso contundente: “Del cálculo anterior podemos concluir que la eliminación de la renta monopólica y las ineficiencias en el proceso de producción de los combustibles, podrían resultar en reducciones potenciales de precios de los combustibles del orden del 30%. Dado que el gasto total en combustibles es de unos 900 millones de dólares, el ahorro de costos para los usuarios, empresas o familias, sería de 270 millones de dólares por año, un 1,3% del PBI”⁶⁹.

Para fines del 2003⁷⁰ Talvi recordó que los diferenciales de precios entre el gas-oil y la nafta importada puestos en Montevideo, en comparación con los precios de los productos análogos de ANCAP en puerta de refinería eran enormes (38% para el gas-oil y 15% para las naftas), y que ello es consecuencia de las ineficiencias de la empresa estatal y del uso de poder monopólico que hace ANCAP. Por lo tanto, señaló que “cualquier reforma que termine generando ahorros considerables para los usuarios tiene que terminar con el monopolio, abrir el mercado a la competencia, habilitando así la libre importación de combustibles refinados”.

Durante el año 2003, se intentó concretar una reunión con el Ec. Talvi por su trabajo sobre ANCAP, ante cuya imposibilidad, se coordinó una breve entrevista con el Ec. Marcelo Catena⁷¹, responsable de la confección de dicho trabajo. Catena comentó que su análisis había sido realizado “yendo para atrás” en los precios, eliminando márgenes, IMESI o IVA, etc. para llegar al precio de los combustibles en la puerta de la refinería. Este esquema discrepa de lo que plantea más adelante el Ec. Stolovich.

⁶⁹ Fragmento del trabajo “El monopolio de los servicios públicos: ¿cuánto le cuesta a los uruguayos?”, Ec. Ernesto Talvi, <http://www.agendauruguay.org.uy/agenda/energia/energia.htm>

⁷⁰ “Un Presente con Reactivación, un Futuro Incierto”, Exposición del Dr. Ernesto Talvi, Director Ejecutivo de CERES Miércoles 27 de agosto, 2003 Sheraton Montevideo Hotel.

⁷¹ Entrevista efectuada para el presente trabajo el 15 de julio del 2003. Lamentablemente no se pudo ahondar más en la posición de CERES ya que luego de varios meses de intentos, fue imposible obtener mayor información de esa empresa.

Diversos actores del Partido Nacional

Entre los sectores del Partido Nacional que comparten la visión de la eliminación del monopolio de ANCAP y su funcionamiento en un esquema de libre competencia, destaca el Herrerismo, el cual plasmó esta idea en su Programa “Propuesta Justa y Posible”. En una entrevista realizada por el Diario del Este a mediados del 2004, el líder de este sector, Dr. Luis Alberto Lacalle,⁷² comentó que luego de haber efectuado consultas con agentes en Argentina, concluyó que el precio de traer combustibles al país y pagar los impuestos correspondientes haría bajar el precio de venta de los refinados. Al respecto, puso como ejemplo el gasoil y un supuesto ahorro de casi un 24% (de \$17,1 a \$13). Asimismo, argumentó que mientras unos buscaban la baja de los costos del país, otros seguían insistiendo que la refinería continuara funcionando aunque ello implicara un costo adicional al país de US\$ 100 millones por año.

Dentro del directorio de ANCAP, durante el gobierno del Dr. Batlle, existieron varios actores del Partido Nacional que expresaron una opinión diferente sobre este tema. Por una parte, el Dr. Fernando Saralegui⁷³ sostuvo en el año 2003 que en ese momento era muy prematuro pronunciarse sobre la idea oficial de importar refinados para abaratar los precios de las naftas.

En esa misma época, otro de los directores nacionalistas del ente, Pablo Abdala⁷⁴, iba un paso más allá señalando que la importación de refinados encarecería los combustibles. “Hay que saber distinguir entre la realidad y las soluciones ideales”, señaló ante la propuesta del Ejecutivo para promover la importación directa de combustibles refinados. Abdala comentó que esta solución sería la mejor sólo en el caso hipotético de que ANCAP no existiera, señalando que una estrategia de este tipo aumentaría la vulnerabilidad del ente petrolero a la evolución del tipo de cambio. En estos componentes, dijo, inciden las necesidades de recaudación del Estado. Finalmente, señaló que aunque el Directorio de ANCAP no había tratado aún el tema en profundidad, por lo que para ese entonces no existía una postura oficial al respecto, “el ente dispone de una serie de estudios, estrictamente técnicos, que no aconsejan una solución de este tipo”.

Esta situación de opiniones disonantes dentro de una misma colectividad política persiste hasta el momento de esta redacción, reflejado en los contrapuntos entre el director de la petrolera Washington Martínez D’Alessandro y el también director Dr. Fernando Saralegui⁷⁵. Este tipo de posición proveniente de personalidades de una misma colectividad e integrantes del directorio del ente en discusión, levanta mayores dudas sobre si los argumentos vertidos por las partes se ajustan a esquemas técnicos o por el contrario lo que prima son otro tipo de factores.

⁷² “La importación de combustibles refinados”. Fuente: <http://www.diarioeleste.com/archivo/28-05-04/opinion.shtml>

⁷³ “Matices entre los directores blancos de ANCAP sobre la importación”
<http://www.espectador.com/principal/noticias/ind0204062.htm>,

⁷⁴ “Matices entre los directores blancos de ANCAP sobre la importación”
<http://www.espectador.com/principal/noticias/ind0204062.htm>

⁷⁵ “Polemizan blancos sobre conveniencia de importar gasoil”, Semanario Búsqueda del 3 de junio del 2004.

Ing. Luis Eirea⁷⁶

Ante la pregunta de si sirve refinar en Uruguay o es mejor importar todo el combustible, el Ing. Luis Airea, funcionario de ANCAP durante el período 1972-1988, partiendo como Jefe de Producción de Procesos Catalíticos, comentó que cerrar la refinería es una alternativa, pero depende desde que óptica de eficiencia se esté manejando. En tal sentido, señaló que la mejor solución podría ser a nivel micro económico podría ser el cierre de la misma, aunque la mano de obra usada, las industrias colaterales de apoyo, etc. son elementos que desaparecerían: “Aquí salvo el tema de la materia prima, el resto de los elementos de producción a grandes rasgos queda en Uruguay” comentó, mientras que “de la otra forma todo ese dinero se enviaría al exterior”. “Es así, que quizás una ineficiencia manejable es mejor para el país en su conjunto, que el hecho de cerrar la refinería. Hay que ver cual es el impacto en la economía Uruguaya de cerrar la refinería”.

Finalmente, Eirea realizó algunos comentarios sobre la libre importación de refinados: “El mercado Uruguayo es muy pequeño” afirmó, por lo que la subsistencia de la planta estriba en la exportación”. “Si se dijera que se libera el mercado y que cada quién puede importar lo que desee, se llegaría en el largo plazo, sino el corto, a crear un pool de agentes que importan en bloque, usando las instalaciones de ANCAP como almacenes, para luego repartir el producto entre ellos” comentó. En este sentido concluyó que de lo contrario, sería condición para el incremento de los precios debido a un problema de escala.

Unión de Vendedores de Nafta del Uruguay (UNVENU)⁷⁷

En la entrevista obtenida con el Sr. Héctor Parella, Director de la Unión de Vendedores de Nafta del Uruguay (UNVENU), el mismo también señaló no ser partidario de la importación por las siguientes causas:

- La diferencia que existe entre el precio de importación y producción no sería relevante. Se ahorraría quizá \$1 por litro vs. el cierre y despido de mucha gente incluyendo los puestos de trabajo indirectos.
- Es complicado importar todos los productos, dado que no sólo se tendría que importar nafta, Gas oil y fuel sino también todos los otros productos refinados.
- Casi todos los países tienen plantas de refinado, lo que dejaría a Uruguay en una posición desventajosa.

⁷⁶ Entrevista realizada para el presente trabajo el 28 de enero del 2004.

⁷⁷ Entrevista realizada para el presente trabajo el 21 de junio del 2004.

5.1.2. Posturas que destacan la necesidad de revisar los aspectos organizacionales y de gestión de ANCAP

Algunos de los elementos recurrentes en las entrevistas efectuadas para este trabajo, fueron los altos costos fijos que posee ANCAP y los problemas existentes en su parte organizacional. Al respecto, han habido distintas posiciones, en especial sobre los sectores claves de la petrolera, como es el refinería, cuya eficiencia se ha discutido ampliamente, evaluándose ya sea su cierre o sus posibilidades de sobrevivencia, mediante el análisis de lo deseable y lo posible partiendo de las estructuras ya existentes. Dentro de esta tendencia cabe señalar las siguientes opiniones:

a) Autoridades y expertos de ANCAP

Se obtuvieron las siguientes entrevistas e informaciones:

Ing. Andrés Tierno⁷⁸

El Ing. Andrés Tierno, Presidente de ANCAP en el período 1990-1995, sugirió a los autores de este trabajo aproximarse al tema de ANCAP yendo de los problemas más importantes a los de menor relevancia. En este sentido, comentó que el costo de refinación no representa un problema importante para ANCAP ya que se encuentra relativamente alineado con la región. No obstante, marcó algunos problemas importantes:

- Impuestos y sobrecostos que debe enfrentar el ente por pertenecer a la órbita estatal, entre otros. Al respecto, hizo especial énfasis en las transferencias a rentas generales que figuran como costos de la empresa. De ahí que se calcula el IRIC luego de dicha transferencia y no antes.
- El alto costo de la Administración Central
- Los negocios poco o no rentables como el de Portland.
- El número de operarios.
- Costos logísticos tales como almacenaje y mantenimiento especialmente en la Planta de la Teja.
- El hecho de estar aislado de parques industriales, donde se generan economías de escala y sinergias, ocasiona un costo de mantenimiento elevado. A esto se suma que dadas las restricciones de empresa pública (llamados licitación, etc.) se requiera un stock de materiales equivalente a dos años de consumo. Por este motivo, el costo de mantenimiento es el principal punto de ineficiencia de la Refinería de la Teja.
- La pérdida de grado inversor de Uruguay (factor coyuntural), que ha ocasionado grandes problemas al ente no sólo con las complicaciones en la financiación de la remodelación de la refinería, sino también para sus compras en el exterior.

⁷⁸ Conjunto de entrevistas efectuadas para el presente trabajo durante el año 2004.

Sr. Jorge Sanguinetti

Una de las primeras opiniones que abrieron los recientes debates sobre ANCAP fue la del Sr. Jorge Sanguinetti, Presidente de ANCAP en el período 2000-2004. Sanguinetti comparó para el año 2001, el precio de los combustibles de ANCAP versus los precios de Argentina, Brasil y Paraguay, encontrando una diferencia de US\$ 190 millones en detrimento de Uruguay. Este análisis tomaba sólo los valores de las gasolinas y el gasoil; si se incorporaba el Fuel oil la diferencia a grandes rasgos era de US\$ 180 millones. Asimismo, este esquema no incorporaba el costo de internalización el cual comentaba “no implica una diferencia muy importante”⁷⁹. Por otra parte, enfatizó que Argentina poseía un criterio de fijación de precios ligado a la paridad de importación, por lo que esos precios podrían ser los asociados a importar desde el Golfo de Estados Unidos a Uruguay.

Sanguinetti es partidario de una apertura gradual del mercado de refinados nacional, lo cual le permitiría a ANCAP adaptarse mejor al esquema de competencia. Ese tiempo de aggiornamiento de la empresa no estaría sólo ligado al aspecto empresarial sino también al fiscal. El ex Presidente de ANCAP argumentaba que la empresa sufría de costos extras asociados a su condición de empresa pública. Entre estos costos figura el ICOME⁸⁰, las transferencias a rentas generales, los aportes patronales diferenciales a la actividad privada, el no poder obtener tarifas de gran consumidor con OSE, entre otros. En tal sentido, Sanguinetti sugirió sincerar, transparentar dichos sobrecostos como paso intermedio de una apertura.

Al respecto, en una exposición realizada en el año 2003 conjuntamente con el Ing. Patiño⁸¹, Sanguinetti recordaba no confundir sobreprecio con sobrecosto, dado que los conceptos son diferentes, “ese sobreprecio lo tenemos que desglosar y ver como se compone. Sin duda primero tenemos un componente del propio Estado que le impone a ANCAP como empresa pública aportes mayores que los que tiene una empresa privada. O sea que es un subsidio, no a Rentas Generales sino a diferentes organizaciones del Estado a través de un impuesto. También hay otros problemas de tipo de transporte.” A esto había que agregar otro tipo de transferencias internas, tales como el subsidio que realizan los combustibles a otras divisiones de la empresa (Pórtland y Alcohol).

Ante esta situación y la necesidad de innovación, comentó Sanguinetti que un tema no menor es la dificultad de generar cambios radicales en empresas públicas de este porte: “Una empresa como ésta no puede hacer todos los ajustes que quisiera hacer, ni en su forma de organización ni en su forma de operación. Eso lo dice a su vez la propia gerencia de ANCAP, bajo el derecho público no se puede adaptar la empresa a los tiempos que corren”.

⁷⁹ Entrevista de Jorge Sanguinetti en el programa “En perspectiva”, 810 AM, del 8/6/2001 publicado en su sitio web: <http://www.espectador.com>

⁸⁰ ICOME: Impuesto a la Compra de Moneda Extranjera.

⁸¹ ¿Pueden bajar los combustibles? 3a. Conferencia - Ciclo 2003, Ing. Enrique Patiño, KPMG Uruguay.

Ing. Carlos Mazzuchi⁸²

El Ing. Carlos Mazzuchi, Director de ANCAP en el período 1985-2000, comentó que las principales causas de ineficiencia de ANCAP podrían ser descritas como:

- Falta de volumen en cuanto a la producción.(falta de escala)
- Elevados costos fijos (administración central, sueldos de directores, empleados, etc.)
- Directorio político carente de conocimiento petrolero. Cuando empiezan a llegar a la curva de aprendizaje se renuevan.

Afirmó Mazzuchi, que a grosso modo, para hacer más eficiente la empresa, era necesario disminuir los costos fijos y aumentar la producción, pasando la administración y funcionamiento al régimen privado, coincidiendo en este sentido con el Ing. Félix García de ARPEL⁸³. Ello, comentó, redundaría en una disminución de los costos de la planta y en un mejoramiento de la eficiencia administrativa que se ve opacada al estar bajo la órbita estatal.

No obstante y a diferencia de otros agentes entrevistados, Mazzuchi se manifestó diferente en cuanto a una de las partes claves de ANCAP: la Refinería de la Teja. En este sentido, señaló que desde un punto de vista netamente empresarial y dejando de lado elementos “estratégicos”, la refinería debía cerrarse y ANCAP transformarse en un organismo regulador del mercado petrolero. “El mercado Uruguayo es demasiado chico para tener una planta petrolera”, comentaba, agregando que ponerla al día insumiría una gran inversión.

Finalmente, en lo que atañe al personal de la empresa, Mazzuchi comentó que en el período que el ofició como director, se determinó que la refinería requería 10 personas por turno cuando ANCAP tenía 40 por turno, y que estas ineficiencias no eran nada extrañas en el ente.

Ing. Sergio Lattanzio⁸⁴

El Ing. Lattanzio, Gerente de Desarrollo y Coordinación de Negocios de ANCAP, resaltó la distinción entre el costo en la puerta de la refinería y precio de venta al público. “No es ir para atrás en los precios” comentaba ya que el precio de los combustibles los fija el PE, por lo que eso no sería representativo, a la hora de efectuar estudios de costos. Lattanzio planteó una serie de aspectos que consideró importantes a la hora de estudiar estos temas:

- La estructura tributaria, responsable del principal problema de distorsiones en los precios de los combustibles. Este punto fue en general compartido por el conjunto de entrevistados. Es necesario considerar además el tema de los impuestos a lo largo de la cadena de producción, ya que pueden ser omitidos y generar distorsiones importantes.
- Otros extracostos por ser ANCAP empresa pública.
- Los costos de producción, comercialización y distribución física de ANCAP en las áreas de refinería y otros negocios de la empresa.
- Detallando un poco más el tema de los costos, Ing. Lattanzio planteó los siguientes puntos a ser tenidos en cuenta:

⁸² Entrevista realizada para el presente trabajo el 19 de diciembre de 2004.

⁸³ Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL)

⁸⁴ Entrevista realizada para el presente trabajo el 3 de marzo del 2004.

- Las elasticidades cruzadas de los combustibles con los productos con los cuales este compite. ¿Qué pasa si baja el precio de los combustibles?
- Los precios relativos. Se podría argumentar que la eficiencia en la economía no es simplemente bajar todos los precios de todos los productos, sino cambiar la relación entre ellos, incluso subir algunos de ellos.
- Los tipos de petróleos que compra la empresa y los costos de los fletes.
- En lo que atañe a producción, considerar la programación lineal que tiene la empresa para el mix de los distintos tipos de petróleo.
- Costos de una refinería tipo (Optima).
- Asignaciones de costos en cada tramo de la cadena de producción tomando como válidos los datos brindados por la empresa, teniendo cuidado con el cambio incurrido por la liberalización del tipo de cambio en el año 2002 y la disminución de costos en USD.

Ing. Raul D'Andrada⁸⁵

El Ing. Raúl D'Andrada, Gerente de Industrialización de Combustibles y Lubricantes de ANCAP, fue enfático en el concepto de la refinería como "Activo Estratégico", lo cual estaría asociado a la flexibilidad e independencia que brinda el disponer de una planta de refinado. Para él, la actual situación de la empresa está en el equilibrio entre lo que se podría perder y lo que se gana como Activo Estratégico.

Por otro lado, D'Andrada realizó una serie de puntualizaciones en relación a las comparaciones de alternativas. Por ejemplo, ante la alternativa de importar todos los derivados, es necesario plantearse: (i) si se trabajaría con la actual estructura portuaria y de almacenaje o; (ii) dicha estructura se modificaría. Si se opta por la opción (i), los costos se incrementarían, ya que el calado de las embarcaciones y la actual estructura portuaria están limitados a buques pequeños y el tancaje sería necesario ampliarlo al perderse grados de maniobrabilidad debido a que no se dispone de una refinería. Esto está ligado a la producción de refinados a demanda y al proceso de blending de refinados intermedios.

Ing. Ventura Croce⁸⁶

Siguiendo lo planteado por D'Andrada, la Ing. Ventura Croce, Jefe del Dpto. de Planificación y Control de ANCAP, recordó que la refinación de petróleo es una coproducción. Resaltando este concepto, señaló la dificultad de determinar los costos individuales de cada refinado. En este sentido, afirmó que "si el producto escalar de los precios de cada producto por su cantidad producida logra cubrir el costo de la materia prima más los costos de producción más un margen, el negocio será rentable". Este punto resulta importante al no ser muy útil evaluar producto por producto sino un paquete de los mismos.

Ing. Luis Eirea⁸⁷

Además de los comentarios sobre la importación de refinados vistos anteriormente, el Ing. Eirea planteó algunos puntos con relación al mejoramiento de la eficiencia de ANCAP. En tal sentido, manifestó que al análisis de costos y precios había que agregar métodos tales como el benchmarking, uno de los caminos más claros para medir la eficiencia de la Refinería de la Teja.

⁸⁵ Entrevista realizada para el presente trabajo el 30 de junio del 2004 en la Refinería de la Teja.

⁸⁶ Entrevista realizada para el presente trabajo el 20 de abril del 2004 en la Refinería de la Teja.

⁸⁷ Entrevista realizada para el presente trabajo el 28 de enero del 2004.

Al respecto, Eirea comentó que Uruguay en su momento no se encontraba distante de los indicadores regionales en cuanto a eficiencia, salvo en la parte de mantenimiento donde había un importante atraso. Sin embargo, planteó algo muy similar a otros entrevistados, en cuanto a la existencia de impuestos y recargos en el proceso de manufacturación, sumado a las pérdidas de otras divisiones de la empresa soportadas por los combustibles. Sobre la base de lo expuesto, Eirea concluyó que trabajando sólo con un criterio Ex-Works, no estaríamos midiendo realmente la eficiencia de la planta por tener otros costos adicionales en la cadena interna de producción.

Con respecto a los márgenes que se pueden manejar en la industria de refinación de petróleo, Eirea, al igual que Lattanzio, recordó que estos son en general bajos. La utilidad vendría dada por la integración vertical. Sin embargo, manifestó que una integración de este tipo no sería posible en Uruguay cuando no existe al momento información sobre yacimientos petrolíferos en territorio uruguayo.

El gremio de ANCAP (FANCAP)⁸⁸

A partir de los comentarios de Jorge Sanguinetti, CERES y otros analistas, a comienzos del 2001, FANCAP realizó comunicados y declaraciones en los cuales relativizaba los comentarios vertidos por los críticos de ANCAP y particularmente la refinería. En especial, aludiendo a los comentarios de CERES y Sanguinetti anteriormente expuestos, FANCAP señaló lo siguiente:

- Los cálculos realizados por dichos críticos tuvieron graves errores metodológicos.
- Hubo mal manejo de las fuentes informativas.
- Se realizaron comparaciones inconsistentes entre objetos o materias incomparables entre sí.

FANCAP hizo alusión a los trabajos de la consultora internacional Sólon Brothers, que a nivel regional informó que el costo de refinación oscilaba los 3,5 – 4 dólares por barril, asignando para el año 1998 un costo de US\$ 3,89 por barril, posicionando a ANCAP en el promedio regional y algo lejos de países del primer mundo con costos 1,5 a 2 dólares por barril⁸⁹.

Asimismo, FANCAP señaló que el precio ex refinería que se obtiene en Argentina no sería el precio que pagarían los consumidores uruguayos si se importara desde el vecino país, dado que se omitían costos de transporte, almacenamiento, distribución, etc. FANCAP enfatizó que no se puede simplemente comparar costos ex refinería en otro país con el de Uruguay. Esto está ligado a lo planteado por Sanguinetti, que comparó el precio si se importaban los combustibles de Argentina versus la producción nacional, dando una diferencia de US\$ 190 millones.

Otro aspecto destacado por FANCAP, fue el hecho de que Sanguinetti y Talvi no mostraron costos tales como los de distribución, en los que Uruguay estaba mejor posicionado, siendo un 69% más barato que Argentina, un 7,6% mejor que Brasil y un 28% más conveniente que Paraguay. Este aspecto lo destacaron, recordando que al

⁸⁸ "Comunicado de la Federación ANCAP en respuesta a declaraciones del presidente de la Petrolera Estatal, Jorge Sanguinetti" obtenido de www.espectador.com con fecha 28 de mayo del 2001; "Los Uruguayos pagamos sobrepagos por los combustibles?", entrevista con Sr. Germán Riet secretario General de FANCAP, obtenido del artículo publicado en www.espectador.com con fecha 31 de mayo del 2001.

⁸⁹ Nota del Redactor: Se entiende que estos costos menores surgen del esquema denominado "Clusters" donde se agrupan varias empresas del mismo ramo para generar economías de escala y sinergia entre las mismas, reduciendo costos operativos. Este esquema dista de la actual citación de ANCAP.

consumidor final no le interesa el costo de una fase determinada sino el precio final que paga.

FANCAP se refirió además a los ya mencionadas sobrecostos fiscales, tales como el ICOME, el IVA no deducible, gastos por Sodre, Banco República, diferencia de aportes al BPS, etc. En tal sentido, el gremio en su declaración manejó un monto asociado a estos sobrecostos de US\$ 26 millones.

En este análisis, FANCAP además relativizó el peso del personal en el proceso de refinación, señalando que el piso de ANCAP en este aspecto era de un personal 2 veces mayor que los pares regionales, mientras que Sanguinetti aludía a un valor 10 veces mayor. De todos modos, se aclaró que el esquema de medición era horas-hombre por barril equivalente refinado.

Otro aspecto que se planteó fue el costo de ANCAP sobre el precio final. Para FANCAP, el peso del costo de ANCAP es del 10-12% del precio final eliminando los costos de distribución y del petróleo. El gremio concluyó que se debían bajar los combustibles pero manteniendo las ganancias para el país.

b) Otros expertos y asociaciones nacionales vinculados al sector

Se obtuvieron las siguientes entrevistas e informaciones:

***Sr. Héctor Parella*⁹⁰**

Además de los conceptos sobre las desventajas de importar los refinados, el Sr. Héctor Parella, Director de la Unión de Vendedores de Nafta del Uruguay (UNVENU), también señaló sus puntos de vista sobre los principales problemas de orden estructural y de funcionamiento de la petrolera estatal:

- ANCAP esta comprando mal el petróleo (hace compras puntuales). En este sentido, debería tener un contrato de provisión de petróleo a largo plazo y con eso lograr mejores precios.
- Se le sigue pagando a empleados del establecimiento El Espinillar⁹¹.
- Debido a la dieselización del parque automotor (por los impuestos), ANCAP importa la mitad del Gas oil que se consume y malvende los sobrantes de nafta que ello provoca. La actual planta de ANCAP fue armada bajo un esquema de producción de nafta que no esta siendo canalizada adecuadamente, por lo que sobra nafta y falta gasoil dada la estructura imperante de demanda.
- Los llamados “Costos ANCAP” ligados entre otras cosas al Edificio Central y la cantidad de funcionarios excedentarios, debería revisarse y ajustarse.
- En lo que atañe al proceso de carga de camiones en plantas como la Tablada, el mismo debería realizarse con controles más estrictos en cuanto a los tanques de combustibles propios. “Sucede que estos camiones cargan sus tanques con combustible a un costo que no debería ser” señaló Parella.
- Los impuestos deberían ser parejos en ambos combustibles (naftas y gasoil) a modo de no generar distorsiones en el consumo. Además debería efectuarse una devolución directa de los impuestos ligado al sector productivo que usa como insumo el gasoil. De existir esta posibilidad, el informalismo se vería sensiblemente reducido ya que serviría estar registrado legalmente para obtener beneficios fiscales, cosa que no es la señal que actualmente se da.

⁹⁰ Entrevista realizada para el presente trabajo el 21 de junio del 2004.

⁹¹ Luego del Cierre de la planta del Espinillar (División Alcoholes) se sigue cargando con el costo de muchos funcionarios que pertenecían dicha división, aumentando los costos del ente.

Ec. Luis Stolovich⁹²

El Ec. Luis Stolovich revisó el trabajo de CERES, mostrando que en el mismo existen supuestos errores metodológicos, tanto en el análisis de ANCAP como en las comparaciones efectuadas con otros países de la región. “Se ha pedido al CERES que demuestre sus afirmaciones y nunca han querido entregar los datos. Es lógico que ello sea así, porque son mentiras” afirmó Stolovich.

Por otra parte, en un artículo publicado en el diario Argentino Página12, citando al Ec. Stolovich se decía que: “según el presidente de ANCAP, en cifras que hizo públicas y que luego reconoció en privado que estaban exageradas, pagamos U\$S 190 millones más con la refinería funcionando que si la cerráramos e importáramos el refinado. Se señaló además, que el problema de competitividad de ANCAP no es la presión fiscal (aunque hay demasiados impuestos que gravan a los combustibles, como el Imesi), sino la ineficiencia de la Refinería de la Teja”.

Stolovich resaltó algunas características de este sector que relativiza las comparaciones lineales: “En esta industria cartelizada, donde un pequeño grupo de empresas en situación de oligopolio domina las distintas fases del proceso (extracción, refinación, distribución), la característica es la integración vertical. La integración vertical permite cargar costos y distribuir utilidades entre las distintas fases del negocio de acuerdo a factores tales como: el tratamiento impositivo, las necesidades de inversión por áreas o las necesidades de distribución de utilidades de las empresas. Los costos de tal o cual fase no reflejan necesariamente los costos de esa fase sino que pueden ser costos de transferencia entre los distintos negocios. Por ende, comparar costos de una fase aislada entre empresas integradas verticalmente –como las de la región- y ANCAP –que depende del abastecimiento externo de petróleo- no es riguroso”.

En las comparaciones realizadas por otros agentes de relieve, Stolovich entiende que el único país que podía tener puntos razonables de comparación con Uruguay era Argentina: “El único país con el que es válida una comparación, por razones metodológicas, es Argentina. Tomando los costos a la salida de la refinería, según estudios técnicos de ANCAP, el precio medio colocado a puerta de refinería en Uruguay es de U\$S 0,27 por litro contra U\$S 0,229 en Argentina. Eso implica una diferencia de U\$S 74 millones anuales, o sea que los uruguayos pagaríamos un 18% más. Pero no toman en cuenta que el precio de refinería incluye los impuestos implícitos que gravan a las empresas públicas del Uruguay, así como transferencias sociales que sólo pagan las empresas públicas uruguayas, y que obviamente no tienen las empresas argentinas. Si lo cargamos al costo de la refinería, la diferencia se nos reduce a U\$S 39 millones anuales, 9,8%”.

Asimismo, Stolovich manifestó que “cuando se dice que comprando energía a Argentina ahorraríamos U\$S 79 (o 190 millones), no se toma en cuenta lo que cuesta

⁹² El Ceres y “una mentira repetida mil veces” Economista *Luis Stolovich* Extractado de su intervención en el Seminario sobre Empresas Públicas organizado por el Instituto Cuesta - Duarte del Pit-Cnt (<http://www.ps.org.uy/correo/correo0107-12.htm>) y

Ponencias técnicas del seminario “E N E R G Í A: aportes hacia una política de Estado”, “Empresas públicas energéticas: Protagonismo Estratégico o Marginalización”, Ec. Luis Stolovich (<http://www.agendauruguay.org.uy/agenda/energia/energia.htm>)

internalizar los combustibles: hay fletes, almacenaje y cantidad de gastos adicionales que significan una cifra importante. Si se desmonopolizara la importación de combustibles y las compras se realizaran en el exterior por importadores independientes, la diferencia se reduciría a 2,3%. Pero si los importara ANCAP directamente, paralizándolo la refinería y manteniendo la actual plantilla de trabajo, habría un encarecimiento de los combustibles". "Cada U\$S 100 que paga el consumidor final promedio (de gasolinas, gasoil y fueloil), el costo ANCAP propiamente dicho es de U\$S 12,1. El costo del petróleo es el 36%, lo que cuesta la distribución (que está a cargo de empresas privadas) es el 17% y lo que percibe por la vía fiscal el Estado es de casi el 35%".

Siguiendo la misma línea de relativizar comparaciones y discernir lo que realmente se busca determinar, Stolovich comentó: "Como bien la plantea Martino, Vicepresidente de ANCAP, la comparación de costos de producción de combustibles entre el Uruguay y el resto de los países de la región, puede resultar importante para medir nuestras capacidades tecnológicas y grados de eficiencia, pero no sirve para determinar si el consumidor paga más o menos de lo que debería. Esto último sólo se obtiene comparando lo que paga actualmente el consumidor, con lo que pagaría ante una alternativa diferente, como por ejemplo la importación de combustibles refinados".

Ing. Álvaro Espinosa

Algunos agentes como el Ing. Álvaro Espinosa⁹³ fueron más contundentes en lo que atañe al denominado sobreprecio de ANCAP: "Resulta oportuno señalar que se ha demostrado la inexactitud de algunas versiones que afirman que el consumidor paga un sobreprecio por los servicios públicos energéticos a causa del régimen monopólico vigente."

Ing. Pedro Antmann⁹⁴

El Ing. Antmann ex Subsecretario del MIEM y consultor en el área energética, comentaba en un seminario energético del año 2001, que no existiendo producción nacional de petróleo, difícilmente se plantearía la construcción de una refinería en Uruguay, si el país careciera actualmente de una planta industrial que cumpla ese proceso. No obstante, la Refinería La Teja existe, comentó, y por tal motivo entendía que era posible compatibilizar que los precios internos se alinearan con la paridad de importación y a su vez mantener la refinería aggiornada y operativa preservando una actividad industrial generadora de puestos de trabajo.

Sr. Víctor Vaillant

El peso impositivo y el costo de la materia prima en los combustibles es significativo. En este sentido, el político Víctor Vaillant, en un artículo publicado en "La Insignia"⁹⁵, argumentó que "la única forma de bajar efectivamente el precio de los combustibles es bajando el costo de la materia prima o bajando los impuestos. Para bajar los impuestos no hace falta ninguna asociación; es una decisión política que puede adoptar hoy el gobierno mediante decreto". Vaillant se pregunta en dicho artículo lo que todos se formulan: ¿Es posible importar combustible más barato?

⁹³ Política energética y combustibles: los temas en discusión, Ing. Álvaro Espinosa, (<http://www.ps.org.uy/correo/correo0110-09.htm>)

⁹⁴ Ponencias técnicas del seminario "E N E R G Í A: aportes hacia una política de Estado" "Situación presente y perspectivas del sector energía en Uruguay y en la Región Cono Sur. Propuestas para optimizar el aprovechamiento de las posibilidades de inversión directa en la infraestructura del sector", Ing. Pedro Antmann (<http://www.agendauruguay.org.uy/agenda/energia.htm>).

⁹⁵ "El Referéndum y la ley sobre la petrolera Estatal" Víctor Vaillant, 5 noviembre del 2003. (http://www.lainsignia.org/2003/noviembre/econ_005.htm).

Su razonamiento sin duda resulta interesante: “Bien, supongamos que se logra importar combustible a un precio tan bajo, pero tan bajo, que fuera similar al precio de la materia prima. A ver si nos entendemos: en la hipótesis -absurda- de que fuera posible importar nafta y gasoil al mismo precio que el petróleo crudo -que sería lo mismo que importar los zapatos al precio del cuero o el pan al precio de la harina-, el precio de los combustibles podría bajar apenas menos del 7 por ciento, porque ese es el porcentaje en que el costo de la refinación en Uruguay incide en el precio final de los combustibles”.

Continúa su análisis explicando que “en ese precio más del 40 por ciento es costo de materia prima, alrededor de otro 40 por ciento son impuestos y la distribución representa entre 10 y 12 por ciento del total. Por tanto, si fuera posible eliminar el costo de la refinación, sólo se podrían bajar los precios en aproximadamente un 7 por ciento. Para que ello fuera posible los trabajadores de ANCAP tendrían que trabajar gratis, no se tendrían que pagar sueldos ni cargas sociales, deberíamos recibir tecnología gratuita y el mantenimiento de la empresa debería tener costo cero. Todo lo cual demuestra que es absurdo pretender bajar el precio de los combustibles por esta vía”.

c) Expertos extranjeros y organismos internacionales vinculados al sector

Además de las entrevistas realizadas con actores nacionales, se consideró oportuno recabar la opinión de agentes del sector energético latinoamericano, las cuales se transcriben a continuación:

Ing. Félix García⁹⁶

Desde la visión internacional de ARPEL, El Ing. Felix García, Secretario Ejecutivo de este Organismo, señaló que “decir que ANCAP no es viable es erróneo”. Esta aseveración la basó en argumentos ligados a conceptos tales como el de activo estratégico; a la realidad de que la refinería ya existe y al hecho de que ANCAP posee una estructura logística óptima gracias a la boya petrolera de José Ignacio y otras ventajas tales como poseer expertise en la compra de crudo a nivel internacional.

En cuanto al indicador de personal ocupado en ANCAP, señaló el Ing. García que el mismo era malo por la existencia de recursos humanos excedentarios, a pesar de haberse reducido considerablemente la plantilla en los últimos años.

Al ser consultado sobre el posible cierre de la refinería ante un escenario de importación total, García comentó que el concepto de despedir personal no sólo hay que verlo desde un punto de vista micro sino por su impacto sobre el desempleo, la posible pérdida de funcionarios capacitados en el área petrolera y asimismo, destacó que “hay que tener en cuenta el impacto en la sociedad en su conjunto en el caso de que se decida cerrar la planta”.

Por otra parte, García consideró que uno de los puntos más negativos para ANCAP era el monopolio que posee sobre los refinados: “el monopolio es lo más grave que le puede pasar a ANCAP. El fin de éste la fortalecerá” comentó, afirmando que si no existiera monopolio, Uruguay podría vender el excedente de refinado en la parte sur de Brasil, ya que por un tema de costos sería más eficiente en términos de flete que Petrobrás.

García hizo referencia a otros aspectos que pueden incidir en la eficiencia y competitividad de ANCAP y al respecto, advirtió tener cuidado con los aspectos

⁹⁶ Entrevista realizada para el presente trabajo el 6 de febrero del 2004.

tributarios: “muchos impuestos son incluidos en los costos de la cadena de producción, lo cual es un tema particular ya que esos impuestos fueron puestos para una mayor recaudación (del Estado) fuera de lo que implica el IMESI” comentó.

El Ing. García culminó puntualizando una serie de posibles soluciones al problema de ANCAP:

- Abrir a la competencia
- Pasar la administración al derecho privado.
- Mejora de la gestión. No asignar 5 directores políticos que desconocen del tema petrolero en general y/o cuando llegan a la curva de aprendizaje son renovados.
- Que el Estado invierta buscando rentabilidad y no otros fines.
- Rever el tema de las transferencias ANCAP- Estado y si las otras actividades de la empresa están subsidiadas por la parte que se dedica a la producción de combustibles.

Ing. Eduardo Praselj⁹⁷

El Ing. Eduardo Praselj, ex Vicepresidente de la petrolera Venezolana PDVSA (1999 - 2002) y actual Presidente de la Asociación de Logística de Venezuela (ALV), comentó en entrevista con los autores, que el hecho de poder comparar diversas funciones con referentes internacionales haciendo uso de la herramienta del benchmark podría ser una buena aproximación al trabajo. En tal sentido, señaló que en PDVSA se efectuaba benchmark con las 20 mejores refinerías del mundo. Lo ideal en un mercado libre es efectuar dichas comparaciones con las empresas transnacionales de primera línea. Sin embargo, afirmó que en un mercado como el uruguayo, en el que existe un monopolio, hay un “telón” que distorsiona todo.

Un elemento a tener en cuenta, señaló, es bajo qué marco jurídico se mueve ANCAP, señalando que a veces sucede que bajo cierto esquema donde el estado retira dinero de las empresas estatales, estas maximizan su utilidad generando situaciones muy diferentes a que si trabajaran en competencia pura. A veces la eficiencia es penalizada por la ganancia, comentó. En este punto, se detuvo a efectuar la distinción entre lo que implica costos fiscales y costos técnicos: los costos fiscales son por incidencia del Estado sobre la empresa y los costos técnicos son los que se dan por la utilización de los recursos disponibles. En un contexto de costos fiscales y técnicos, Praselj comentó que se pueden modificar conductas que bajo otros escenarios no se realizarían.

Asimismo, Praselj citó como ejemplo la transferencia a rentas generales que realizaba ANCAP. En este sentido comentó que podrían haber incentivos para dar imagen de crisis, y de este modo evitar dichas erogaciones. Por tal motivo entendió que no se podía mirar una empresa estatal y monopólica con el mismo ojo que se miraría a una empresa privada y en competencia.

Tocando el tema de las paridades de importación, Praselj acotó que se debía entender que son simplemente precios de referencia. Esto, comentó, no implica que efectivamente se puedan conseguir dichos volúmenes y precios. De ahí afirmó la importancia de las tareas estratégicas de las refinerías en el mundo. “Es más fácil conseguir petróleo para el refinado que conseguir el refinado mismo” señaló, explicando que el costo de poder quedar desabastecido no era reflejado en los precios de referencia. En este sentido, manifestó que “esa vulnerabilidad no se encuentra en los precios publicados por Platt’s”.

⁹⁷ Entrevista efectuada el 7 de agosto del 2004, con motivo de la visita que realizara al Uruguay el Ing. Praselj.

El anterior razonamiento lo trasladó al caso del flete de los refinados desde los mercados de referencia al puerto de Montevideo: “una cosa es importar una vez puntual como decisión comercial y otra importar siempre como decisión estratégica. Aquí las cosas cambian de forma importante” comentó. En este sentido y coincidiendo con los comentarios del Ing. Tierno, efectuó la distinción entre un escenario de importación pura versus uno que involucrara la producción e importación simultánea. Al respecto, y ligado a los fletes navieros, comentó que los fletes spot son muy riesgosos para ser usados en forma recurrente. De este modo, señaló, si la idea es asegurarse un abastecimiento regular en el tiempo, se deberían efectuar contratos con fletes y proveedores de refinado de modo de poder asegurarse una base. Sobre esto, remarcó que “las políticas energéticas llevadas a cabo y las recomendaciones que se infieran son muy importantes para pasarlas por alto”.

En lo que atañe a las ineficiencias en la cadena productiva Praselj comentó que con impuestos a las gasolinas del orden del 135% (antiguo IMESI a las naftas), cualquier consideración de costos es bastante secundaria.

Ligado al tema impositivo señaló que los impuestos en la cadena son fruto de la historia y de elecciones políticas por lo que son difíciles de eliminar. En este sentido, y para efectuar comparaciones, comentó que sería conveniente quitar los impuestos a lo largo de la cadena que ensucian el proceso.

5.2. Logística de distribución física de refinados

Este punto se refiere específicamente al tramo nacional de distribución física y dentro de éste, el que atañe a las plantas del interior del país. Al respecto, se consultaron diversas fuentes para comprender sus puntos de vista sobre este tema y cuales serían sus recomendaciones en tal sentido.

El director de la Unión de Vendedores de Nafta del Uruguay, el **Sr. Héctor Parella**⁹⁸ entiende que las plantas del interior se podrían cerrar y distribuir todo el país desde la Tablada dado que las distancias a recorrer son pequeñas y la mayor parte del consumo se encuentra en torno a Montevideo. Además, comentó que los problemas de robos de combustible que han existido en dichas plantas hacen que el control sea un problema que se vería por lo menos reducido de centrarse en un lugar la distribución.

Cada sello posee sus propios camiones, comentó, por lo que al sólo poder suplir nafta con camiones del mismo sello que la estación, existe un aumento de costos de distribución al requerir varios camiones para suplir a estaciones linderas que podrían ser cubiertas con un sólo camión. Este aumento de costos lo pagan todos, dado que ANCAP es el que regula los fletes y paga por ellos.

Por su parte, el **Sr. Pablo Kadertjoglu**⁹⁹ director de AFLECOM, señaló que la distribución de combustibles no ha sufrido gran variación desde hace mucho tiempo, señaló que ANCAP es el que fija los precios y paga los fletes a través de las distribuidoras controlando toda la cadena comercial. Dado que tiene su propia distribuidora, es juez y parte en este asunto, elemento que consideró perjudicial para el mercado.

Ante la pregunta sobre qué entendía se podría hacer para mejorar el sistema actual de fletes en Uruguay relativo al mercado de combustibles, Kadertjoglu planteó que le gustaría tener un sistema como el argentino en relación al cobro de los fletes. Estos fijan un % por presencia, un % por Kilómetro recorrido y un % por cantidad entregada.

En lo que atañe a las plantas del interior, Kadertjoglu estuvo de acuerdo en que las mismas deberían cerrarse dados los altos costos que ellas poseen para ANCAP, además de eventuales robos de gran magnitud que han existido¹⁰⁰.

Respecto de La Tablada, Kadertjoglu sugirió que se debería ampliar el horario de atención, tal como se efectuó cuando existieron problemas de abastecimiento desde las plantas del interior. El esquema de la Tablada es relativamente moderno, comentó, dado que por ejemplo, el ingreso de combustible se efectúa de manera ventral para evitar electricidad estática. Sin embargo aclaró que su construcción era similar al de una planta móvil como las usadas en conflictos bélicos, pautando un esquema vetusto.

Según Kadertjoglu, existen ineficiencias en la carga de combustibles negros en La Teja y se producen demoras innecesarias. Los tiempos perdidos en la carga son importantes, siendo un tema más a solucionar. Hay muchas personas destinadas a tareas administrativas, pero a la hora de cargar combustible hay que esperar, o cual provoca una demora en todo el proceso, comentó.

⁹⁸ Entrevista realizada para el presente trabajo el 21 de junio del 2004.

⁹⁹ Entrevista realizada para el presente trabajo el 10 de setiembre del 2004

¹⁰⁰ Causa atribuible al cierre de la planta de Juan Lacaze

En particular, el presidente de la distribuidora DUCSA, el **Ing. Carlos Petrella**¹⁰¹ comentó que DUCSA se encontraba en un momento particular dado que la empresa posee una serie de estaciones dispersas en el país situación diferente a lo que sucede con los otros sellos que se concentran en Montevideo y los grandes centros de consumo, un criterio social de dispersión de estaciones que se remonta de hace años. Esto comentaba, hace que si en algún momento se abre la competencia y cambia el esquema de precio único en el país, por la dispersión geográfica antes mencionada, la empresa DUCSA vería disminuir su rentabilidad de forma importante. Petrella consideró que de ganar 1,5 a 2 millones de dólares por año pasaría a ganar sólo 500 mil. La tarifa única que impera actualmente en el país hace que ANCAP mediante su política de precios efectúe un subsidio a los costos de distribución desde las estaciones muy distantes a las más cercanas. Este “clearing” podría o se percibe que pueda modificarse tal cual sucede en otros países y se vean perjudicados un conjunto de agentes. DUCSA, empresa que actualmente se encarga del 40% del mercado, se rige bajo el derecho privado y posee su cede en el edificio de ANCAP de la calle Libertador.

Sobre este tema, el **Ing. Tierno Abreu**¹⁰² ex Presidente de la petrolera estatal, comento que una planta de despacho como La Tablada, debía poder abastecer todo el Uruguay, ya que con un radio de 500kms desde la misma, se puede prácticamente cubrir toda la superficie del país, siendo esta distancia teóricamente apta para transporte carretero. Por lo tanto concluye que dichas plantas no son necesarias y encarecen costos. Por otro lado enfatizó la ineficiencia del sistema de fletes y pedidos, remarcando que el costo unitario para el estacionero es el mismo así solicite cien o mil litros.

El **Cr. Alejandro Klein**¹⁰³, ex director de Texaco en Uruguay, comentó que han existido muchos problemas en el tema de combustibles en parte por el poder de ANCAP en fijar las reglas de juego en el mercado. Un tema a tratar comentó, es por ejemplo, los mercados cautivos que posee dicho sello estatal:

- Grandes consumidores (consumo mensual mayor a 500m3). Estos son suplidos por el sello ANCAP directamente a través de Ducsa.
- Los mercados de vales (diplomáticos, organismos estatales, etc.) que son sólo de ANCAP.
- El traslado y apertura de estaciones de servicio ha sido un engorro.
- Los márgenes han sido en general malos comparados con la región.
- Texaco en su momento planteó la posibilidad de que cada sello trajera su propio combustible. Eso fue denegado por ANCAP, en parte aduciendo problemas en el control de la calidad de los mismos.
- Se ha planteado a la petrolera estatal el hecho de permitir *aditivar* el combustible por parte de cada uno de los sellos de modo de poder diferenciar el producto y a su vez el precio, lo cual fue también denegado por el ente.
- Texaco también vio el alto costo de las plantas distribuidoras del interior del país y planteó la idea de centralizar todo desde la Tablada. Eso también fue negado.

La Fundación José Ricaldoni de la Facultad de Ingeniería efectuó un proyecto para Ducsa del diagnóstico de la distribución Capilar, es decir, de las plantas de

¹⁰¹ Charla telefónica realizada el 24 de septiembre del 2004.

¹⁰² Conjunto de entrevistas efectuadas durante el año 2004 con el Ing. Andrés Tierno, Presidente de la petrolera estatal ANCAP en el período 1990-1995.

¹⁰³ Entrevista realizada para el presente trabajo el 29 de julio del 2004.

expendio a las estaciones de servicio. El **Ing. Pablo Darscht**¹⁰⁴ de Fundación Ricaldoni, comentó que las plantas del interior son un elemento de análisis por su eficiencia. Para el manejo de alternativas que se han estudiando en este sentido, Darscht comentó que se habían manejado varias posibilidades para Uruguay, considerando trenes, camiones, barcos, poliducto, etc. a modo multimodal¹⁰⁵.

Actualmente, comentó Darscht, el único sello que admite autotransporte (que los estacioneros tengan sus camiones propios) es Ducsa. “Actualmente este sistema funciona como un taxímetro” comentó, coincidiendo con el presidente de AFLECOM en que el mercado posee demasiados fleteros y empresas.

Al consultarlo por posibles problemas, el Ing. Darscht señaló que la mitad de los pedidos de combustible se efectúan los jueves y viernes. Eso es porque los sábados y domingos las plantas están cerradas, además de que al comprar el viernes, se pagaría recién el lunes por clearing (cheques) lo que otorga oxígeno financiero. No existen incentivos para comprar el resto de la semana. Asimismo, manifestó que tampoco existen incentivos para compras en volumen dado que el costo por litro es igual. En este sentido, comentó que a los estacioneros les resulta, como es lógico, mantener un pequeño stock y pedir combustibles ante la demanda existente. Darscht señaló otros aspectos a considerar, tales como:

- Que la distribución capilar no funciona acorde a la demanda sino bajo otros incentivos.
- No hay tecnología de apoyo para la planificación de la distribución
- Control de ventas, calidad, etc.

Finalmente, Darscht manifestó que sería deseable poder funcionar sin tener las plantas del interior que responden a esquemas de otra época. La Tablada podría llegar a distribuir para todo el país si ampliara el horario en 2 turnos, 7 días a la semana y no 5 como ahora sucede. Además, dijo, incide mucho el tema financiero para el fin de semana. Señaló asimismo otro factor problemático, como es la asignación de los fletes, que no son predeterminados sino que son acorde a la hora de llegada a la Planta de expendio, de ahí las largas colas de camiones que se arman.

El **Ing. Eduardo Praselj**¹⁰⁶, ex vicepresidente de la petrolera Venezolana PDVSA y actual presidente de la Asociación de Logística de Venezuela comentó con relación al tema de la distribución, que es importante tomar en consideración la existencia o no existencia de las plantas de distribución en el interior del país.

Dada la complejidad que involucra un análisis de este tipo en cuanto a su modelación, Praselj sugirió que se podría realizar un análisis de costos de la actual situación versus (y bajo la hipótesis de abastecimiento sólo por camión) el costo de realizar dicha tarea con camiones, eliminado las plantas. Sin embargo, entendía que este costo debía también incluir los costos ambientales, accidentes en carreteras, desgaste de las mismas, etc. No obstante, aplicando lo mismo para el caso de la refinería, comentó que deberíamos darle crédito a la actual alternativa que es un costo hundido. Para este tema insistió en la posibilidad de utilizar el *benchmark* para los análisis logísticos, advirtiendo que sería muy difícil aplicar este esquema para el

¹⁰⁴ Entrevista efectuada para el presente trabajo el 23 de setiembre del 2004.

¹⁰⁵ El presente estudio sólo analizará la alternativa de distribución terrestre versus la actual configuración. Esto no quita que existan otras alternativas más eficientes, pero se entiende representa una aproximación a un tema de costos y eficiencia.

¹⁰⁶ Entrevista efectuada para el presente trabajo el 7 de agosto del 2004.

presente estudio dado que todos los involucrados deberían estar dispuestos a compartir información surgiendo problemas de confidencialidad.

Por su parte, ante la consulta de la situación de las plantas del interior del país, el Secretario Ejecutivo de ARPEL, **Ing. Félix García**¹⁰⁷ comentó que en Uruguay, el 80% del consumo se encuentra en un radio de 100km, lo que facilita enormemente el tema del costo de transporte. Hablando específicamente de eficiencia de las mismas, García comentó que no sirve llevar plantas al interior ya que eso implicaría incurrir en pérdida por ineficiencias logísticas.

En la misma línea se encuentra el **Sr. Parella**¹⁰⁸ director de UNVENU, el cual comentó que las plantas del interior deberían cerrarse dado que el país es chico y no habría problemas de abastecimiento efectuando dicha tarea sólo desde La Tablada.

¹⁰⁷ Entrevista realizada para el presente trabajo el 6 de febrero del 2004..

¹⁰⁸ Entrevista realizada para el presente trabajo el 21 de junio del 2004.

6. Metodología

El presente apartado busca explicitar a grandes rasgos la metodología seguida en el trabajo, así como las hipótesis manejadas en el mismo, cuyo desarrollo, dada la extensión y complejidad de los cálculos efectuados, se optó por presentar en los siguientes anexos:

- ANEXO 10.4: Costos ANCAP
- ANEXO 10.5: Paridad de Importación
- ANEXO 10.6: Logística de Comercialización. Plantas interior versus camiones cisterna

6.1 Relevamiento de Información

Para el análisis del caso que nos ocupa, resultó muy difícil obtener bibliografía y teoría económica al respecto, por lo cual se procedió en primer lugar, a recabar información de los agentes involucrados en el negocio petrolero, para luego ir ampliando el espectro a distintos agentes que tuvieron una participación significativa en el debate de la eficiencia de la Refinería de la Teja. Lo que se buscó fue entrar en el “porque” del debate y entender las posiciones de los distintos agentes, “escuchando todas las campanas” sobre el mismo asunto y sus argumentos al respecto.

Posteriormente se intentó, ya con un bagaje de conocimientos sobre la materia, conseguir información teórica, ya sea a través de estudios publicados que trataran temas asociados u otro tipo de datos disponibles. Ciertamente, la escasez de material teórico ocasionó una demora considerable, al requerirse una exhaustiva búsqueda para lograr una aproximación aceptable, junto con la adaptación de teorías económicas al tema.

6.2 Sistematización

Siguiendo marcos teóricos genéricos que fueron modificados para adaptarse al problema, junto con la cantidad de material específico que se pudo recabar al respecto, se logró obtener una base metodológica de aproximación al problema. Teniendo esta etapa cubierta y luego de extensas gestiones, se logró obtener información de ANCAP, vital para realizar el trabajo. La dependencia de información con el ente petrolero fue casi total. En tal sentido, se intentó triangular la mayor cantidad de información posible para darle mayor consistencia al análisis en cuestión.

6.3 Factores considerados

Con la información disponible se procedió en primer lugar, a estudiar la actual estructura del negocio para luego trabajar con escenarios hipotéticos. El estudio centra su atención en el período histórico 1995 – 2003. Para la confección de los escenarios se tomaron en cuenta una serie de factores:

a. ANCAP como único protagonista

El análisis parte de la base que es la misma ANCAP la que jugaría en los distintos escenarios a considerar y no un agente privado o un conjunto de ellos en un mercado abierto a la competencia. En este sentido y partiendo de la base que en un mercado reducido como el nacional, con un consumo de refinados promedio de 2.600.000 m3 por año y una población de poco más de 3.000.000 de habitantes, las estructuras de tancaje y terminales portuarias existentes de ANCAP la posicionan como poseedora de un monopolio natural en infraestructura. Esto implica que si otro agente quisiera construir complejos similares de refinados por subaditividad de costos, la operación no sería beneficiosa, incrementando los costos totales de almacenamiento en el país.

De este modo y siguiendo lo comentado por algunos entrevistados, apoyado por la teoría económica, cualquier escenario estudiado haría que los costos de tancaje sean los de la petrolera estatal por lo arriba expuesto. Por su parte, la construcción de una refinería en Uruguay por otro agente, con el fin de abastecer el mercado nacional queda descartada por los mismos motivos aludidos a la infraestructura logística. Por estos motivos y disponiendo de los costos de ANCAP, se optó por que sea esta la única protagonista en los diversos escenarios simulados.

b. Costos como referente de análisis

Los análisis se basaron en costos históricos complexivos (ver punto 3.2.1). Las discusiones sobre ANCAP giraban en torno a los altos precios de los combustibles. En este punto y tal cual comentaba el ex presidente de ANCAP Jorge Sanguinetti¹⁰⁹ no se debe confundir el concepto de sobrecosto con el de sobreprecio. Una evaluación de precios sería inútil a la hora de evaluar la eficiencia de un complejo industrial monopólico y su estructura logística al estar estos últimos fijados por una diversidad de factores que no guardan necesariamente relación con su estructura de costos.

Por otra parte y siguiendo el apartado 3.2.2 sobre decisiones estratégicas se eliminan del análisis los impuestos, márgenes de comercialización etc. que se verían igualados en uno y otro escenario. A esto debe agregarse, que lo que se intenta buscar es depurar los costos reales de ANCAP, de los extracostos que sufre el ente por pertenecer a la órbita estatal. Esto permite aproximarse a una evaluación más realista en cuanto a la eficiencia de la refinería y la logística comercial de los combustibles.

Lo arriba expuesto, implica trabajar con diversos escenarios: uno tal cual fue históricamente y otros hipotéticos de que “hubiese pasado si”.

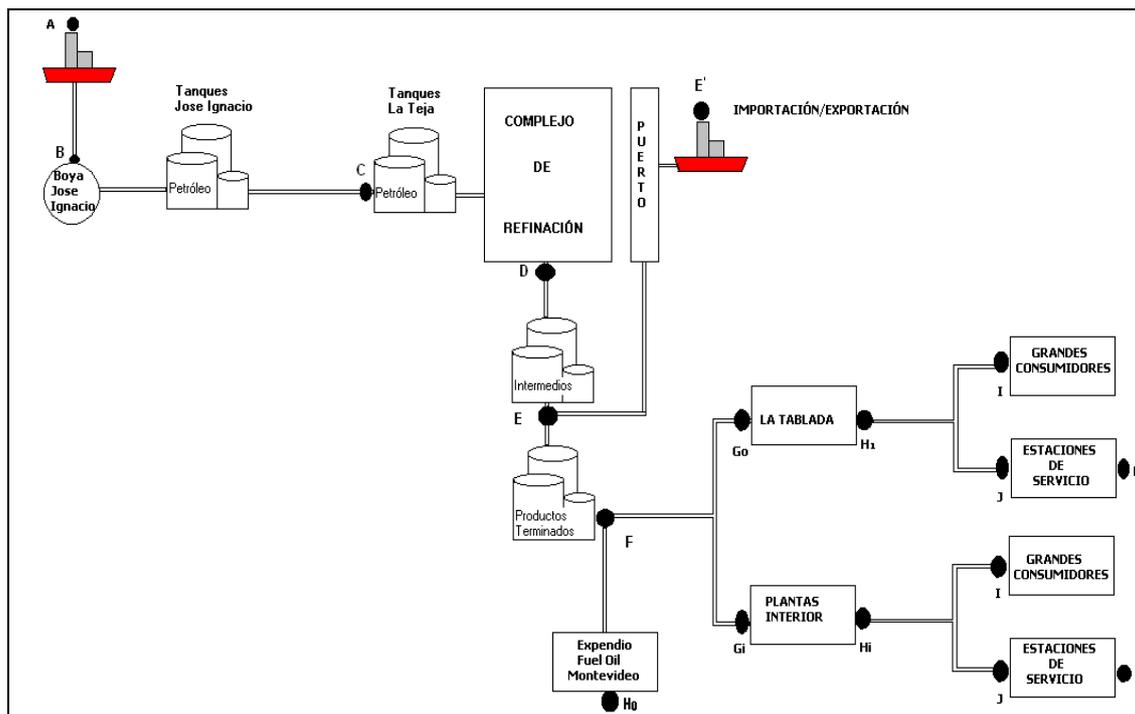
¹⁰⁹ ¿Pueden bajar los combustibles? 3a. Conferencia - Ciclo 2003, Ing. Enrique Patiño, KPMG Uruguay.

6.4 Escenarios estudiados

La Planta de la Teja es un complejo industrial que comprende una refinería, centros de recepción y despacho de combustibles, una planta de mezclado y envasado de lubricantes, un terminal marítimo y un terminal terrestre para la carga de productos especiales y asfaltos. Por este motivo, antes de entrar a describir los escenarios estudiados cabe explicitar las definiciones tomadas para el presente estudio, siguiendo el ESQUEMA 6-1 de ANCAP:

- Se llamará Planta de la Teja al tramo comprendido entre el almacenaje de petróleo en La Teja (punto C) y los tanques de productos terminados en La Teja (punto F)
- Se llamará Refinería de la Teja al tramo comprendido entre el almacenaje de petróleo en La Teja (punto C) y los tanques de productos terminados en La Teja (punto F), sin incluir los centros de recepción y despacho de combustibles, la planta de mezclado y envasado de lubricantes, el terminal marítimo y el terminal terrestre para la carga de productos especiales y asfaltos.
- Se llamará puerta de la Refinería o ex refinería al punto posterior al tancaje de productos terminados (punto F).
- Se llamará Comercialización, al conjunto de Plantas de Distribución de Combustibles de ANCAP (Paysandú, Juan Lacaze, Treinta y Tres, Durazno, Carrasco, Teja, Tablada).
- Se llamará Distribución, a la suma de los siguientes rubros:
 - Margen de Comercialización (Sellos)
 - Margen de Inversión (en general Sellos)
 - Fletes (Transportistas)
 - Bonificaciones y Comisiones (Estaciones de Servicio)
- Se llamará Administración General de la Refinería, a la Administración de la Planta de la Teja.
- Se llamará Administración Central de Combustibles, a la Administración ubicada en el Edificio Central, que agrupa todas las otras actividades administrativas no contempladas en la Administración General de la Refinería.
- Los diversos escenarios ligados a la refinación comprenden el intervalo desde la Boya Petrolera en José Ignacio (punto B) hasta el punto posterior al tancaje de productos terminados (punto F), más los costos de los insumos utilizados.
- Los diversos escenarios estudiados en cuanto a la logística de comercialización (plantas interior) comprenden el intervalo desde el punto posterior al tancaje de productos terminados (punto F) al punto posterior a las plantas estudiadas (puntos H_i).

ESQUEMA 6-1 ANCAP



Fuente: Elaboración Propia

6.4.1 Refinación versus Importación

Se compararán los costos complejos de paridad de importación con los costos complejos de producción nacional (dependiendo de los escenarios que se detallarán a continuación).

Se utilizará como base de paridad de importación la planteada por la URSEA, siendo esta modificada de acuerdo al anexo correspondiente. Por su parte los costos de ANCAP fueron suministrados por la empresa mediante balances, informes complementarios, memorias anuales y planillas específicamente confeccionadas para el presente estudio (ver anexo costos ANCAP).

Para el cálculo complejo se utilizará una agregación de productos de acuerdo a sus densidades, criterio comúnmente utilizado a nivel internacional¹¹⁰:

- Gases.....(cuyo referente será el GLP)
- Refinados livianos(cuyo referente será la Nafta 95)
- Refinados Medios....(cuyo referente será el Gas oil)
- Residuos.....(cuyo referente será el Fuel oil)

¹¹⁰ Un mayor detalle del criterio de agregación se encuentra en el anexo "Paridad de Importación".

Los escenarios a manejar serán los siguientes:

Producción Nacional vs. Importación

En este esquema sólo se compara el costo de la refinería tomando exclusivamente la producción nacional de refinados, versus la importación de la misma cantidad de refinados (a nivel agregado). Ambas valuaciones culminan en los tanques de la Teja de productos terminados (punto F del Esquema 6-1).

Realidad vs. Importación.

Este esquema plantea los costos de ventas incurridos en el período de estudio versus la importación de refinados, ambos valuados con los volúmenes vendidos por ANCAP. Estas valuaciones culminan en los tanques de la Teja de productos terminados (punto F del Esquema 6-1).

Realidad vs. Importación para consumo.

Este esquema plantea los costos de venta incurridos en el período de estudio versus la importación de refinados sólo para consumo nacional (donde los costos de venta se basan en los volúmenes efectivamente vendidos, mientras la paridad manejaría sólo lo consumido nacionalmente). Esto incluye el consumo nacional y los bunkers. Estas valuaciones culminan en los tanques de la Teja de productos terminados (punto F del Esquema 6-1).

Estos escenarios permitirían comparar situaciones diversas. El primer escenario, compara el costo de refinar en Uruguay versus la importación de la misma cantidad. Esto permite ver el verdadero costo oportunidad de la refinería. Por su parte el segundo escenario, compara los costos de lo que efectivamente ocurrió (por costo de ventas) contra dicha cantidad importada en su totalidad. Esto permite comparar la realidad histórica, versus una situación de importación total. Sin embargo, se podría criticar que este escenario sería ilógico al estar importando una cantidad que sería reexportada posteriormente ya que toma volúmenes exportados. Por ende es que se procedió a realizar un tercer escenario, donde se compara la realidad versus una importación “optimizada” que implica la importación sólo de lo consumido en el país (incluyendo bunkers).

La justificación de porque se optó por la paridad de importación tal cual se explica en el apartado teórico correspondiente, es que simplemente refleja el costo oportunidad de importar refinados en vez de producir¹¹¹ en el propio país. Este esquema permite comparar la realidad contra un escenario hipotético de importación. Esta modalidad ampliamente utilizada en varios países permite fijar parámetros de precios los cuales estipulan un máximo a partir del cual no sería eficiente refinar localmente sino importar. Ciertamente un análisis de tipo Benchmark sería más idóneo para realizar comparaciones de eficiencia relativa. No obstante la dificultad de disponer datos de la consultora Solomon Associates¹¹² ligados a ANCAP, hizo que se pospusiera utilizar esta metodología de análisis. Por su parte la paridad de importación permite visualizar de manera más comprensible las diferencias de costos existentes si el mercado de refinados se abriera a la competencia eliminando el monopolio de ANCAP en cuanto a la importación, siempre teniendo en cuenta su posición dominante en cuanto a estructura logística posicionándola como monopolio natural en tal sentido.

¹¹¹ Se plantea simplemente producir a modo de simplificación. Es práctica común de las refinерías operar minimizando costos mediante la importación/ exportación concomitantemente con la refinación. Este es el caso de la petrolera ANCAP.

¹¹² Solomon Associates, Dallas Texas, www.solomononline.com

Cabe recordar que el estudio centra su atención en la Refinería de la Teja. En este sentido, el análisis se centrará en base a costos como se explicó en el apartado 3.2.1. Sin embargo se realizarán comparaciones a nivel de precios, donde las conclusiones arribadas podrán discrepar con un análisis estrictamente de costos. Por ello, y haciendo de puente con algunas opiniones sobre la refinación en Uruguay, se anexa el siguiente escenario:

Realidad vs. Importación valuada en precios.

Este esquema plantea los precios complejivos de los refinados producidos por ANCAP versus la importación de refinados. Estas valuaciones culminan en los tanques de la Teja de productos terminados (punto F del Esquema 6-1).

6.4.2 Logística de Comercialización

Se llamará Logística de Comercialización de ANCAP, aquel tramo comprendido entre el punto posterior al tancaje de productos terminados en La Teja (punto F) hasta el consumidor final (puntos I o K). Sin embargo, la logística de comercialización analizada en este trabajo, se concentrará exclusivamente en el subtramo comprendido desde el punto posterior a tancaje de productos terminados en La Teja (punto F) hasta cada una de las plantas de distribución analizadas inclusive (puntos H_i).

En este sentido, el presente estudio comparará los costos del sistema actual de logística de comercialización, contra un esquema que implique sólo el uso de las plantas de “La Teja”, “La Tablada” y “Carrasco” para el abastecimiento de todo el país. Es decir, lo que se evaluará es el costo para ANCAP de cada una de las plantas analizadas (incluyendo su abastecimiento), versus el costo de transportar por camión cisterna los combustibles vendidos por cada planta al lugar donde se ubican las mismas. Siguiendo el ESQUEMA 6-1 de ANCAP sería comparar el costo histórico del tramo F – H_i contra el mismo tramo efectuado por transporte carretero. Como el costo de distribución es el mismo desde dicha planta al consumidor final (tramos H_i – I/ K), este esquema sólo comparará el tramo desde la Tablada hasta el sitio donde se ubican cada una de las plantas estudiadas. Por ende se supone por simplificación que los camiones parten de la Tablada y arriban al lugar donde se encontrarían las plantas para luego dirigirse a las estaciones de servicio o consumidor final. Ciertamente es que esta situación no es fiel reflejo de lo que sucedería ante el cierre de las plantas porque el trayecto recorrido por los camiones sería directo al lugar de consumo y no efectuando una escala en la zona de las plantas, encareciendo el costo por aumentar el tramo recorrido. Sin embargo y luego de haber realizado las anteriores precisiones, se entiende que esta metodología permite aproximarse con los datos disponibles a una supuesta eliminación de plantas.

Otro factor a tomar en consideración es que se están comparando costos versus precios. Es decir, se compara el costo de ANCAP asociado a las plantas de distribución versus el precio histórico pautado por ANCAP y AFLECOM para la distribución de refinados en el país. En este sentido y partiendo de la base que el análisis se efectúa desde la óptica de ANCAP, para el ente ambos serían costos, con la diferencia que la actividad del primero se encuentra dentro de la órbita de la petrolera mientras que la alternativa propuesta, que pasa a manos privadas, incluye un margen de rentabilidad.

Teniendo en cuenta lo arriba expuesto y a modo de síntesis, se buscará determinar si es más costoso transportar por carretera los combustibles vendidos por

cada planta analizada desde La Tablada, que seguir el esquema histórico que hace uso de dichas plantas y su sistema de abastecimiento.

En este sentido, de ser el diferencial de costos positivo (es decir que la propuesta carretera sea menos costosa que la histórica), o si este diferencial es negativo pero acotado a un promedio menor al 10%, se dará por concluido que la alternativa propuesta es menos costosa que la histórica. Este último criterio (diferencial negativo menor al 10%), se toma suponiendo que el mismo puede representar un valor verosímil de margen comercial para el empresario del transporte carretero¹¹³. Este criterio se encuentra ligado al problema arriba expuesto de costo/ precios.

Las plantas analizadas serán: Juan Lacaze, Paysandú, Durazno y Treinta y Tres.

La justificación de este análisis se basa en el marco teórico de logística de distribución física. A modo de resaltar los principales factores de análisis se puede mencionar:

- Economía de escala: El contar con una planta de almacenamiento de gran tamaño conlleva costos operativos unitarios menores que poseer varias plantas pequeñas.
- Servicio de Carretera: El transporte por carretera es eficiente hasta los 500 Km y en algunos casos, hasta 700 Km. de distancia. En este sentido, las distancias en Uruguay no superan los 700 Km.
- Dependencia transporte carretero. Independientemente del tipo de esquema utilizado en la cadena de abastecimiento, el transporte carretero es necesario¹¹⁴ para llegar hasta la puerta del estacionero o consumidor final.

¹¹³ Según fuentes consultadas los márgenes se encuentran en el entorno del 11%, a los efectos del estudio se toma un 10%.

¹¹⁴ A pesar de lo descrito, algún tipo de cliente especial puede utilizar poliducto para el suministro de combustible como el caso de UTE para sus estaciones térmicas en Uruguay.

6.6 Hipótesis de trabajo

El presente trabajo se centra en siete hipótesis divididas en dos grandes grupos:

I) **Hipótesis vinculadas a los procesos de producción y/o importación:**

- a. En el período de estudio (1995-2003) resulta más costoso importar los refinados del petróleo que refinar la misma cantidad en ANCAP.
- b. En el período de estudio (1995-2003) resulta más costoso importar los refinados del petróleo en su totalidad que seguir el actual esquema de ANCAP que involucra refinación nacional e importación.
- c. En el período de estudio (1995-2003) resulta más costoso importar los refinados del petróleo para el consumo nacional (excluyendo exportación) que seguir el actual esquema de ANCAP que involucra refinación nacional e importación.

II) **Hipótesis vinculadas al proceso de distribución física de los refinados:**

- d. En el período de estudio (1995 – 2003) resulta más costoso transportar por carretera los combustibles vendidos por la planta de Paysandú desde La Tablada que seguir el esquema histórico que hace uso de dicha planta y su sistema de abastecimiento.
- e. En el período de estudio (1995 – 2003) resulta más costoso transportar por carretera los combustibles vendidos por la planta de Juan Lacaze desde La Tablada que seguir el esquema histórico que hace uso de dicha planta y su sistema de abastecimiento.
- f. En el período de estudio (1995 – 2003) resulta más costoso transportar por carretera los combustibles vendidos por la planta de Treinta y Tres desde La Tablada que seguir el esquema histórico que hace uso de dicha planta y su sistema de abastecimiento.
- g. En el período de estudio (1995 – 2003) resulta más costoso transportar por carretera los combustibles vendidos por la planta de Durazno desde la Tablada que seguir el esquema histórico que hace uso de dicha planta y su sistema de abastecimiento.

6.7 Tratamiento de datos

El presente trabajo y tal cual se explica detalladamente en el anexo correspondiente, tuvo una variedad importante de fuentes. Sin embargo, la mayor parte de la información fue recabada de 4 instituciones Uruguayas y una Estadounidense:

- AFLECOM S.A.
- ANCAP
- DNE
- URSEA
- EIA

Los costos de la petrolera ANCAP junto con los volúmenes manejados, fueron obtenidos de informes confeccionados por el ente para el presente trabajo, de Balances Contables de ANCAP, Balances Contables de Consultoras Externas (KPMG) y de Informes Complementarios de Costos confeccionados por ANCAP.

Los valores en general son brindados en dólares norteamericanos a un tipo de cambio promedio anual interbancario comprador billete. Los valores obtenidos por ANCAP, fueron contrastados con los obtenidos por la DNE, Banco Central del Uruguay entre otras fuentes de información. La paridad de importación planteada por la URSEA fue utilizada como base para la construcción de la paridad utilizada en el presente trabajo, efectuando modificaciones que se detallan en el anexo correspondiente.

6.7.1 Costos de los Productos Refinados/ Importados

Los productos en proceso y terminados están valuados a su costo de producción, determinado sobre la base del consumo de materias primas, la mano de obra incurrida y los gastos directos e indirectos de fabricación, o su valor neto de realización si es menor. Por su parte, las materias primas de la industria de los combustibles están valuadas a costo de reposición; las materias primas de lubricantes están valuadas a su costo de adquisición. Los materiales están valuados a su costo de adquisición.

Las materias primas, productos en proceso, productos terminados y materiales consumidos, se tomaron a su costo promedio ponderado. Todo lo expuesto se basa en datos informados por ANCAP y expresados en sus estados contables. Sin embargo, algunos puntos fueron estimados al poseer información parcial al respecto. En este sentido, cabe señalar nuevamente que este trabajo no pretende ser una auditoría a la empresa ANCAP. Simplemente se pretende efectuar una aproximación económica a una discusión nacional.

Como se mencionó en la introducción de este capítulo, el detalle taxativo de los costos utilizados y su obtención se encuentran en los anexos de “Costos ANCAP” y “Paridad de Importación”.

6.7.2 Costos de Logística de Comercialización

Los costos de las plantas de distribución fueron suministrados por el ente expresamente para el presente estudio. Los costos de los fletes y de los peajes fueron confeccionados mediante promedios simples anuales, con datos del MTOP y AFLECOM. Sus valores originales expresados en \$U corrientes fueron convertidos al tipo de cambio promedio anual interbancario comprador billete siguiendo la línea usada por todo el trabajo.

Como se mencionó en la introducción de este capítulo, el detalle taxativo de los costos utilizados y su obtención se encuentran en el anexo de “Logística de Comercialización. Plantas interior versus camiones cisterna”.

6.8 Impacto en la economía

Este apartado tiene por finalidad, presentar el modelo de simulación utilizado en el estudio, con el objetivo de captar los impactos económicos atribuibles a modificaciones en los precios de los combustibles derivados del petróleo. La herramienta utilizada será el Modelo Lineal de Multiplicadores Contables basado en la Matriz de Contabilidad Social (MCS) de Uruguay para el año 2000¹¹⁵.

De esta MCS, se tomo la submatriz de Consumo Intermedio o Utilización Intermedia, a modo de apreciar estrictamente los impactos sobre el sector productivo. A nivel agregado, esta matriz está conformada por la fila de Mercancías y la columna de Actividades (ver ESQUEMA 2-1). Esta matriz no es más que la Matriz de Insumos Intermedios de la Matriz Insumo Producto.

Dado que lo que se desea modelar es el impacto en los costos de los insumos, ante variaciones en los precios de los combustibles derivados del petróleo, se seguirá el modelo basado en precios (*SAM Based Price Model*) desarrollado en el apartado 2.1.

La metodología seguida para el cálculo de impactos fue la siguiente:

- 1) Cálculo de la Matriz de Coeficientes Técnicos de Insumo Producto

Matriz A

- 2) Cálculo de la Matriz de Coeficientes de Requisitos Directos e Indirectos

Matriz (I-A)⁻¹ = Matriz M

- 3) Cálculo de la variación en el vector índice de precios de los Insumos Intermedios ante una variación en el precio del sector refinera.

$$\Delta P = \Delta v * M$$

¹¹⁵ MCS elaborada por el Departamento de Economía de la Facultad de Ciencias Sociales de la Universidad de la República (Gabriel Katz, Héctor Pastori, Pedro Barrenechea). Tiene como base el año 2000, utiliza información proveniente de las Cuentas Nacionales, la matriz de insumo-producto y las encuestas nacionales. En ella se distinguen 30 actividades, 36 bienes y servicios (tomándose una mercancía por cada actividad, excepto en el caso de los servicios públicos) y 2 factores de producción. Los hogares se encuentran divididos en 10 estratos de ingreso, existen 6 cuentas para impuestos, además, otra para la variación de existencias, las cuentas de gobierno (equilibrio fiscal), capital (equilibrio ahorro-inversión) y resto del mundo (equilibrio externo). La matriz resultante consta de 92 filas y 92 columnas.

El vector Δv posee ceros en toda su extensión, excepto para el coeficiente asociado a la actividad de la refinería. En este sentido, las variaciones obtenidas en los precios de los refinados (según el escenario estudiado), serán incorporadas al coeficiente del vector v asociado a la actividad de la refinería. Esto permite obtener las variaciones porcentuales en los índices de precios para los insumos intermedios de cada sector.

Este esquema permite analizar la formación de precios y mecanismos de transmisión de costos en economías con rigideces institucionales. En este tipo de economías, los precios están en general indexados a costos de vida o precios de commodities. Ciertamente es que Uruguay no puede caracterizarse como una economía totalmente rígida, pero no se aparta mucho del proceso de formación de precios imperante. Aunado a esto, la metodología propuesta permite analizar impactos haciendo uso de encadenamientos hacia atrás, recurriendo a una estructura tecnológica existente (coeficientes tecnológicos) muy allegado al sector productivo al cual se destina el presente estudio.

7. Resultados

7.1 La Realidad de ANCAP (1995 – 2003)

Se desarrolla en este apartado la realidad de ANCAP en el período de estudio, tratando desde los costos de la petrolera hasta los precios finales que enfrenta el consumidor. En este proceso de análisis, se realizan comparaciones con la Costa del Golfo de Estados Unidos como mercado de referencia.

7.1.1 Producción

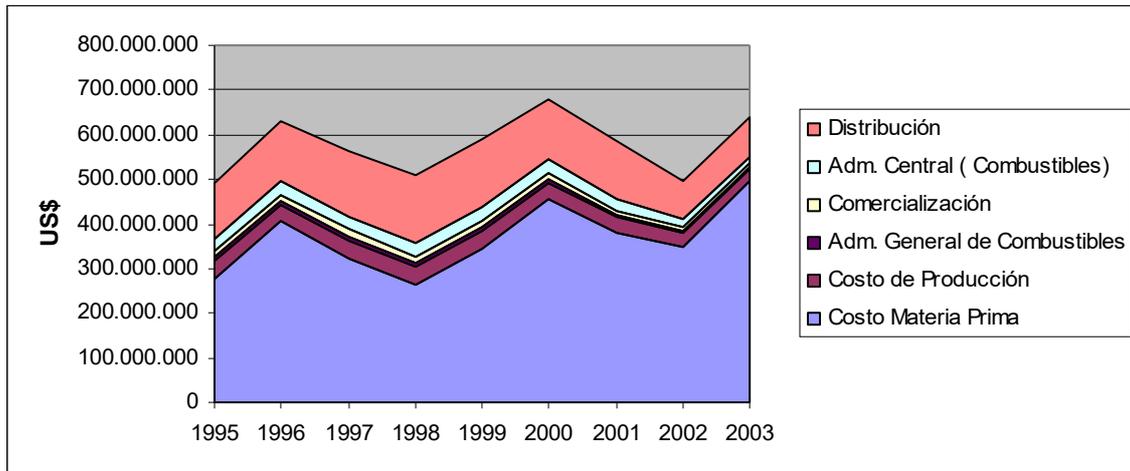
Los costos de la petrolera, se ven fuertemente influenciados por el costo de la materia prima (que incluye refinados importados), mientras que en segundo lugar le sigue el costo de distribución. En este sentido se exponen los costos asociados a la petrolera sin incluir IMESI, IVA, ni ICOME. Se incluyen los Costos de la Materia Prima, los Costos de Producción (Refinación), Administración General de Combustibles (Adm. Refinería), Comercialización (básicamente las plantas de distribución), Administración Central (Edificio Central), Distribución (desarrollado más abajo) y los metros cúbicos producidos e importados en cada año (CUADRO 7-1 y GRAFICA 7-1).

CUADRO 7-1 Costos Reales División Combustibles ANCAP (miles de US\$ corrientes)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo de Producción	315.960	443.417	363.481	302.113	386.086	493.760	414.796	381.736	523.865
Adm. General de Combustibles	8.624	8.340	9.422	9.580	6.419	5.983	5.198	3.157	2.786
Comercialización	14.264	14.124	14.146	15.153	12.817	12.645	10.412	7.956	7.785
Adm. Central (Combustibles)	29.719	29.301	28.930	30.362	34.169	31.313	27.201	16.523	14.578
Distribución	124.149	136.221	147.688	153.991	148.276	136.681	129.530	85.683	88.461
Total	492.716	631.403	563.668	511.199	587.768	680.381	587.137	495.056	637.474
m3 Vendidos	2.212.293	2.499.647	2.451.457	2.504.661	2.873.582	2.442.350	2.322.000	2.044.000	2.265.000
Costo Complexivo	0,2227	0,2526	0,2299	0,2041	0,2045	0,2786	0,2529	0,2422	0,2814

Fuente: Confección propia en base a datos ANCAP

GRAFICA 7-1 Estructura Costos Reales División Combustibles ANCAP (miles de US\$ corrientes)

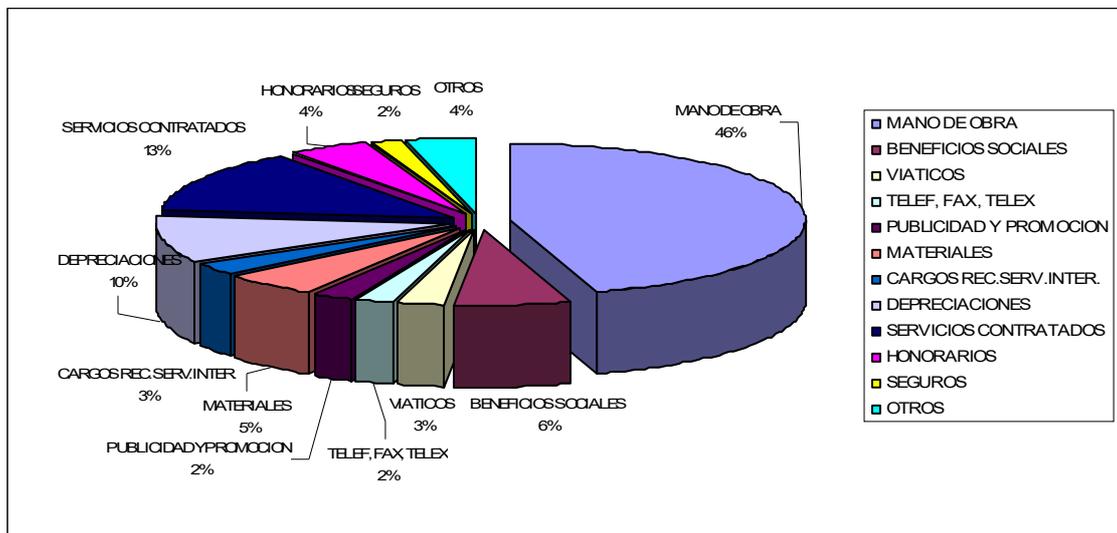


Fuente: Confección propia en base a datos ANCAP

7.1.2 Administración Central

Muchos de los entrevistados, señalaron a la Administración Central, como un alto costo que debe afrontar la petrolera estatal ANCAP. En este sentido se entiende apropiado exponer la estructura de costos que implica la denominada Administración Central asociada a Combustibles, esto es, el costo de este rubro atribuible a la división combustibles¹¹⁶ (GRAFICA 7-2).

GRAFICA 7-2 Estructura de Costos de Administración Central, División Combustibles (año 2003)



Fuente: Confección propia en base a datos ANCAP

¹¹⁶ Es de resaltar que en general dicha asignación de costos, vale decir, la parte de Administración Central atribuible a la división combustibles, refleja un porcentaje en torno al 90% de su valor total.

Cabe señalar que se optó por reflejar el año 2003 de Administración Central, al existir una notoria modificación en su estructura de costos a lo largo de los años estudiados. En este sentido, no solo existió una disminución de las erogaciones efectuadas (ver CUADRO 7-1) sino que, la mano de obra (principal factor de costo), tuvo una persistente caída en la participación total de gastos, pasando de un 63,5% en 1996 a un 46% para el 2003.

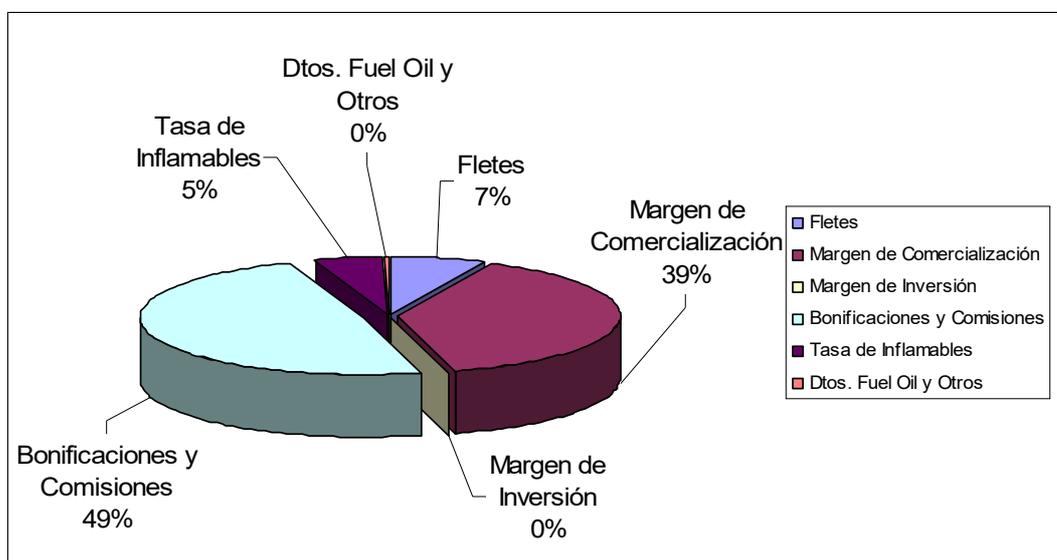
7.1.3 Distribución y Comercialización

Tal cual se explicó en la sección 4.2.4, ANCAP paga las remuneraciones de la cadena comercial hasta el consumidor final. Dichas remuneraciones son incorporadas en lo que se denomina Distribución. En este sentido cabe explicitar lo que este rubro Distribución incluye como tal¹¹⁷:

- Fletes (a las estaciones de servicio, etc.)
- Margen de Comercialización (remuneración sellos)
- Margen de inversión (en general remuneración sellos)
- Bonificaciones y comisiones (remuneración estacioneros)
- Tasa de inflamables (Tasa de la IMM)
- Descuentos Fuel oil y otros (descuentos varios)

En este sentido la distribución promedio de estos factores puede reflejarse en la siguiente gráfica tomado de los valores del año 2003.

GRAFICA 7-3 Composición Costos Distribución ANCAP (año 2003)



Fuente: Confección propia en base a datos ANCAP

La Comercialización tal cual se explicó en el apartado metodológico, implica solamente los costos asociados a las plantas de distribución de ANCAP. Sus costos se detallan en el CUADRO 7-1, y serán tratadas específicamente en el apartado 7-5.

¹¹⁷ Se sigue el esquema de trabajo planteado en los balances complementarios de ANCAP. Los valores expresados se encuentran modificados al extraerse de ellos lo que corresponde a Lubricantes.

7.1.4 Extra costos

Uno de los problemas mencionados persistentemente por varios funcionarios de la petrolera, es el de los denominados “Extra Costos”. Estos son entendidos por costos que debe enfrentar el ente y que no debería hacerlo de estar trabajando bajo el régimen de derecho privado. Lógicamente estos costos impuestos por el Estado, son transferidos en su totalidad a los precios finales repercutiendo en los mismos. Nuevamente los datos para este análisis fueron suministrados por el propio ente para la confección del presente estudio. Por este motivo, costos que podrían considerarse extras, como transferencias a rentas generales¹¹⁸, Edificio Central, TOCAF¹¹⁹, etc. no son tomados en cuenta para esta exposición. En este sentido, lo que ANCAP denomina sobre costos incluyen los siguientes ítems:

- ICOME
- IVA no deducible
- Diferencia de aportes patronales
- BROU (costos diferenciales)
- Diferencia costo agua OSE¹²⁰
- Publicidad en el SODRE (obligatoria hasta 2003)
- Personal en Comisión
- Personal a la orden (Planta del Espinillar, etc)
- Inspección General
- Tasa inflamables

Se describen a continuación los 3 principales rubros de los llamados extra costos:

- El **IVA no deducible**, esta ligado a dos aspectos. El primero es por la ley 17.615 y el decreto 62/003. El mismo implica que la petrolera ANCAP no pueda deducir el IVA generado por la producción nacional de Gas oil, no siendo el caso para las importaciones de dicho refinado. El segundo punto, es que el IVA compras de la petrolera sólo puede deducirse de las ventas que están gravadas con este, generando una situación diferencial al genérico de las empresas privadas¹²¹.
- El **ICOME** o Impuesto de moneda extranjera, se encuentra regulado por el decreto 63/994. En él se carga con una tasa del 2% a la compra de moneda extranjera a las personas de derecho público no estatal con alguna salvedad.
- La **tasa de inflamables**, es un tributo que debe pagar ANCAP a la Intendencia de Montevideo por circular mercancías peligrosas dentro del departamento de Montevideo. Sin embargo y al tener los combustibles el mismo precio en todo el territorio de la República Oriental del Uruguay, dicha tasa es pagada por todo el país, al no poderse diferenciar en precios por región. Este monto corresponde al 1% del valor de la carga de combustibles que circula dentro de dicho departamento.

¹¹⁸ Explicado en el siguiente apartado.

¹¹⁹ Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera. Conjunto de normas para la administración financiera del estado. La nota específicamente se refiere, al proceso de compras de los entes públicos.

http://www.parlamento.gub.uy/OtrosDocumentos/TOCAF/tex_tocaf.htm

¹²⁰ Se fue informado por ANCAP, que este sobre costo, implica una tarifa diferencial que no sólo es mayor a la asociada a grandes consumidores, sino que es mayor a la tarifa común.

¹²¹ El principal impuesto que afronta ANCAP es el IMESI, no factible de ser deducido como ocurre con el IVA.

El CUADRO 7-2 muestra la composición de dichos importes para el período analizado. Para el año 1995 no se dispuso de información desagregada por lo que se plantea sólo el monto total de extra costos.

CUADRO 7-2 Extra costos ANCAP (US\$ corrientes)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
ICOME	n/d	7.000.000	6.999.570	6.525.168	5.648.011	7.651.962	7.097.201	5.914.355	7.539.844
IVA no deducible	n/d	7.698.937	8.974.104	7.899.944	10.019.632	9.382.356	8.690.753	6.770.263	8.551.406
Diferencia de aportes patronales	n/d								
BROU	n/d	1.050.000	1.049.935	978.775	847.202	1.147.794	1.064.580	887.153	1.130.977
Dif.agua OSE	n/d	0	0	448.105	1.278.438	1.312.127	1.312.530	547.605	571.236
Publicidad en el SODRE	n/d	115.000	300.000	700.000	331.110	398.650	1.100.000	61.082	92.744
Personal en Comisión	n/d	1.030.000	1.032.946	1.035.660	1.178.073	1.123.142	977.899	575.163	467.104
Personal a la orden	n/d	2.925.421	2.476.730	2.269.421	1.919.719	1.722.667	1.360.055	627.548	691.423
Inspección General	n/d	800.000	800.000	800.000	838.170	864.248	744.111	299.274	317.185
Tasa inflamables	n/d	5.685.015	6.194.074	6.319.957	5.807.972	6.819.518	6.396.407	4.431.894	4.771.989
Total	21.419.145	29.304.373	32.404.617	31.377.031	30.476.166	33.269.779	31.834.221	21.939.525	25.465.267

n/d implica no disponible

Fuente: ANCAP

Estos costos tienen un peso importante si se compara en términos de m³ refinados e importados por ANCAP. Esto es reflejado en el siguiente CUADRO 7-3.

CUADRO 7-3 Peso de los extra costos sobre los m³ refinados e importados.
(US\$ /m³)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
m3 vendidos	2.212.293	2.499.647	2.451.457	2.504.661	2.873.582	2.442.350	2.322.000	2.044.000	2.265.000
Extracostos/m3	9,68	11,72	13,22	12,53	10,61	13,62	13,71	10,73	11,24

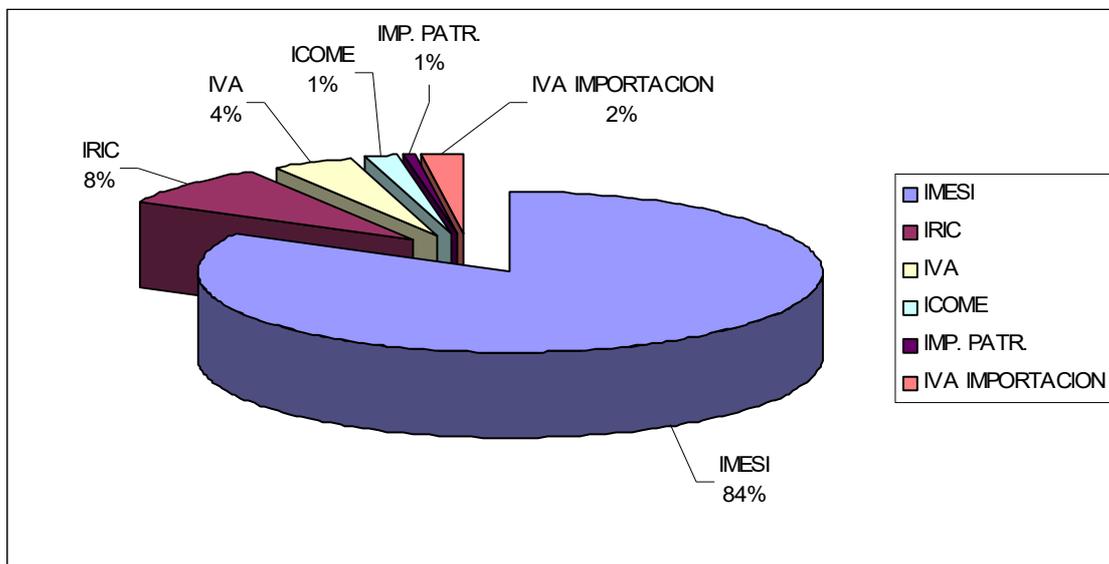
Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

7.1.5 Impuestos y transferencias

Los impuestos que paga ANCAP son diversos y tienen una importante incidencia en la recaudación fiscal. A modo indicativo se presenta en la GRAFICA 7-4 la composición de los aportes por concepto de impuestos volcados por el ente. Cabe señalar que en dicho año referente, el 97% de lo aportado correspondía a la división combustibles, un 1% a Lubricantes y un 2% a Alcoholes.

Por su parte, dicho año el mercado interno representaba el 92% de los ingresos del ente, mientras que el resto se componía aproximadamente de Bunkers (5%), Lubricantes (2%) y Exportaciones (1%). Esta estructura de ingresos y aportes no varió significativamente en los años de estudio.

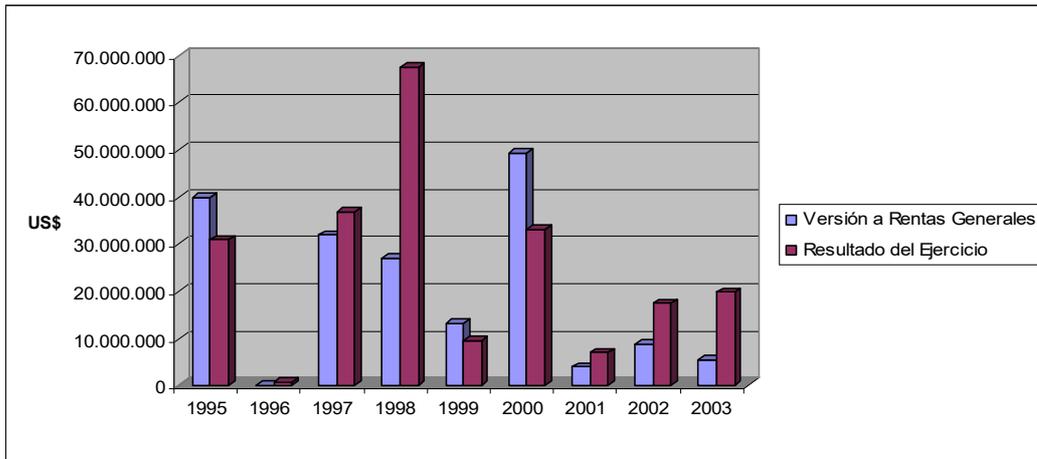
GRAFICA 7-4 Composición impuestos pagados por ANCAP en 1999



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

Por su lado, las transferencias a rentas generales han representado en general un importante costo al ente, las cuales son exigidas por el estado. La siguiente gráfica (GRAFICA 7-5) refleja el peso de las transferencias generales sobre la rentabilidad

GRAFICA 7-5 Relación transferencia a Rentas Generales y Resultado del Ejercicio (US\$ corrientes)

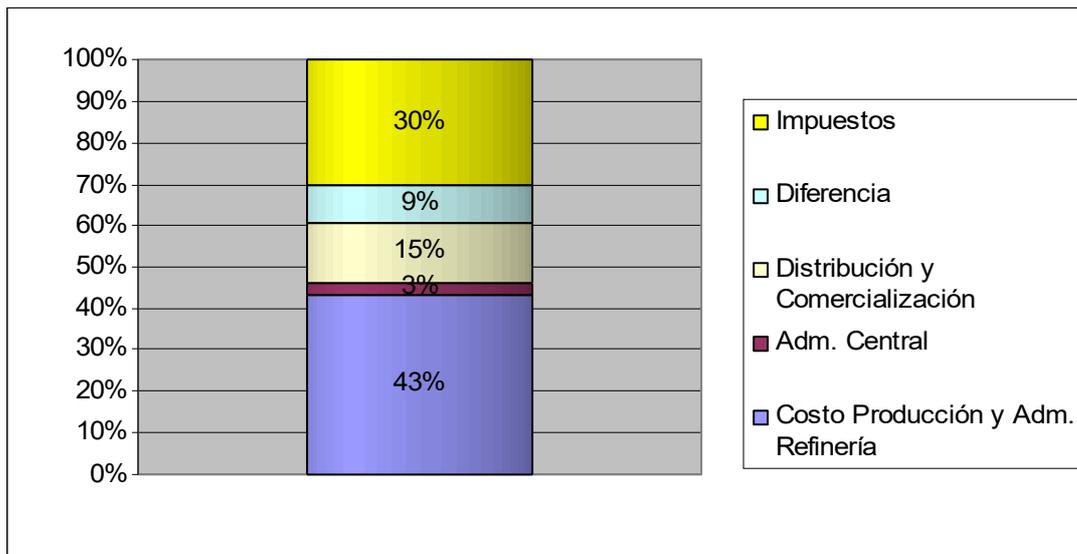


Fuente: Confección propia en base a datos ANCAP y KPMG.

7.1.6 Precios de los derivados

Antes de comenzar a describir la evolución de precios, se entiende apropiado realizar un desglose de lo que implica la estructura de precios para un barril de refinados complejo. Para ello se toma la facturación total de la división combustibles y se divide entre los diferentes componentes que forman el precio. De este modo se aprecia en la GRAFICA 7-6, que el 43% del precio complejo representa el costo de Producción y Administración de la Refinería; un 30% representa impuestos al precio ANCAP (IMESI e IVA); un 15% al costo de Distribución y Comercialización; y la Administración Central un 3%.

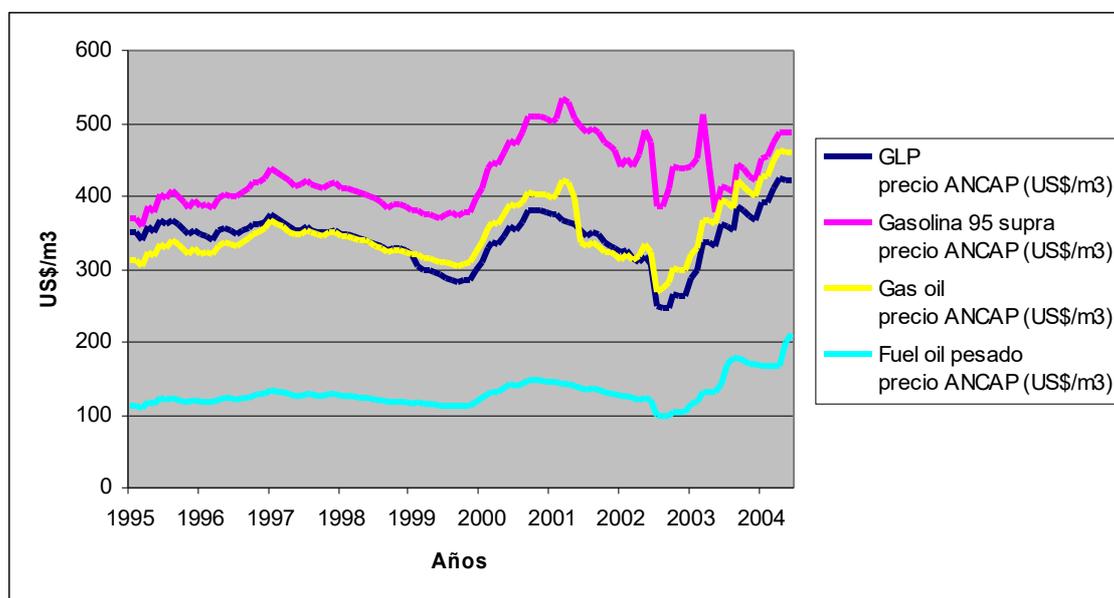
GRAFICA 7-6 Estructura de precios complejos (Promedio 1995 – 2003)



Fuente: Elaboración propia en base a datos ANCAP

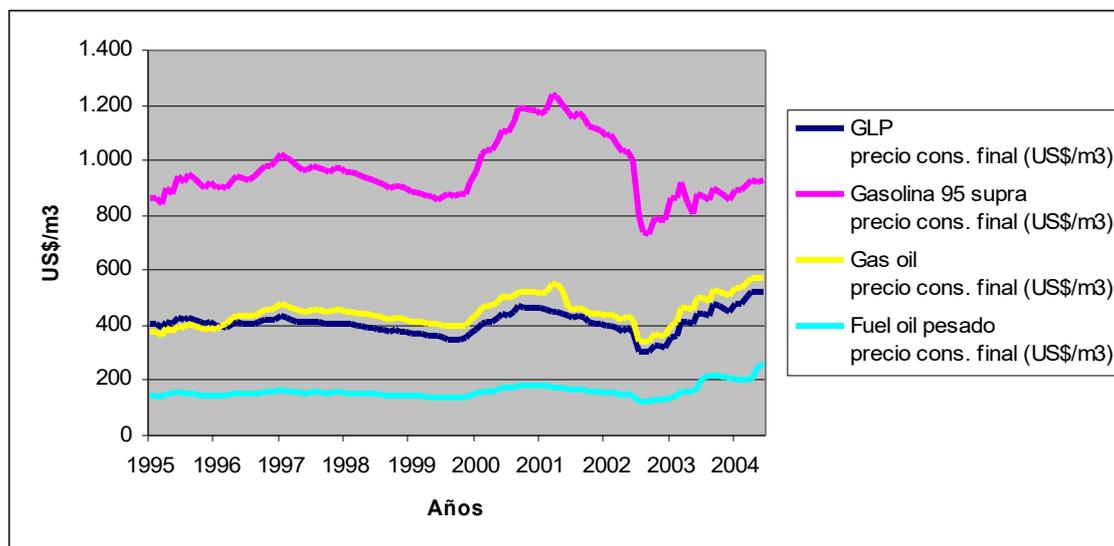
Pasando ahora si, a los precios de los combustibles derivados del petróleo en Uruguay, se observa en las siguientes gráficas que estos han tenido una evolución muy particular a lo largo del período de estudio. En este sentido, se ha optado por representar gráficamente su evolución, distinguiendo el precio ANCAP del precio final el cual incluye los impuestos correspondientes (IVA y/o IMESI según el derivado).

GRAFICA 7-7 Precios ANCAP en US\$/m3



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE

GRAFICA 7-8 Precios finales refinados en US\$/m3

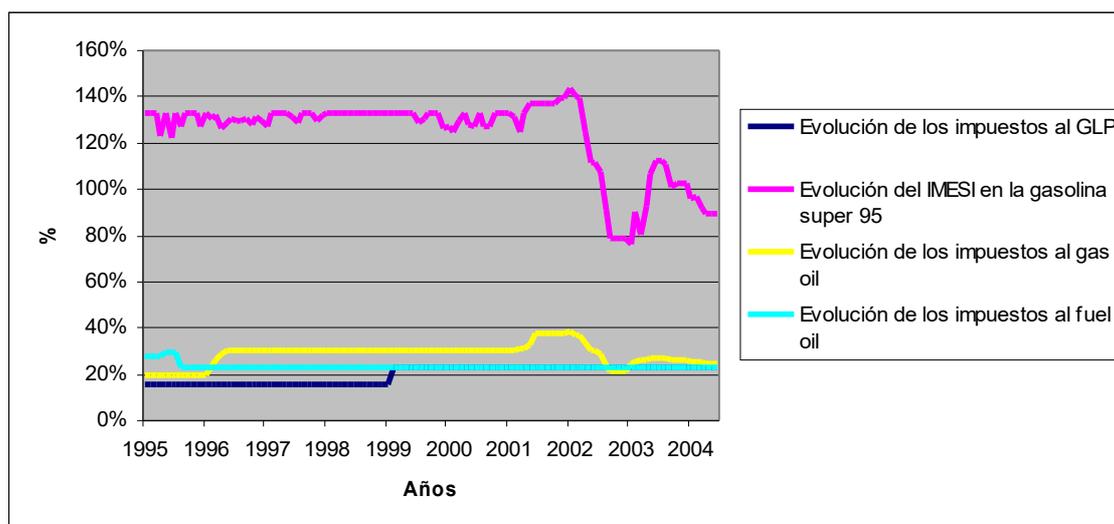


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE

La GRAFICA 7-8 permite observar que las tendencias en los precios refinería ANCAP son las mismas en líneas generales para todos los derivados. No obstante, los incrementos en los precios de las naftas parecen ser superiores y más volátiles (sobre todo para los años 2002 y 2003) comparados con los incrementos de los demás

derivados. Esto queda evidenciado con los cálculos de los coeficientes de correlación entre las distintas series. Si se toma como referencia la serie del Gas oil, se observa que el coeficiente de correlación lineal con la serie de la gasolina es de 0,63; con el Fuel oil de 0,92 y contra la del GLP del orden del 0,815¹²². Como conclusión se puede decir que, mientras el Gas oil, Fuel oil y GLP tienen variaciones similares en los precios, las gasolinas no acompañan en general los movimientos de los precios de los derivados antes mencionados. También cabe acotar que en el año 2002, Uruguay sufrió una importante depreciación de su moneda frente al dólar estadounidense, lo que se ve reflejado en dicho año con una fuerte caída de los precios. Esta situación fue revertida lentamente hacia fines del 2002 y comienzos del 2003.

GRAFICA 7-9 Evolución impuestos de los refinados (% sobre precio ANCAP)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE

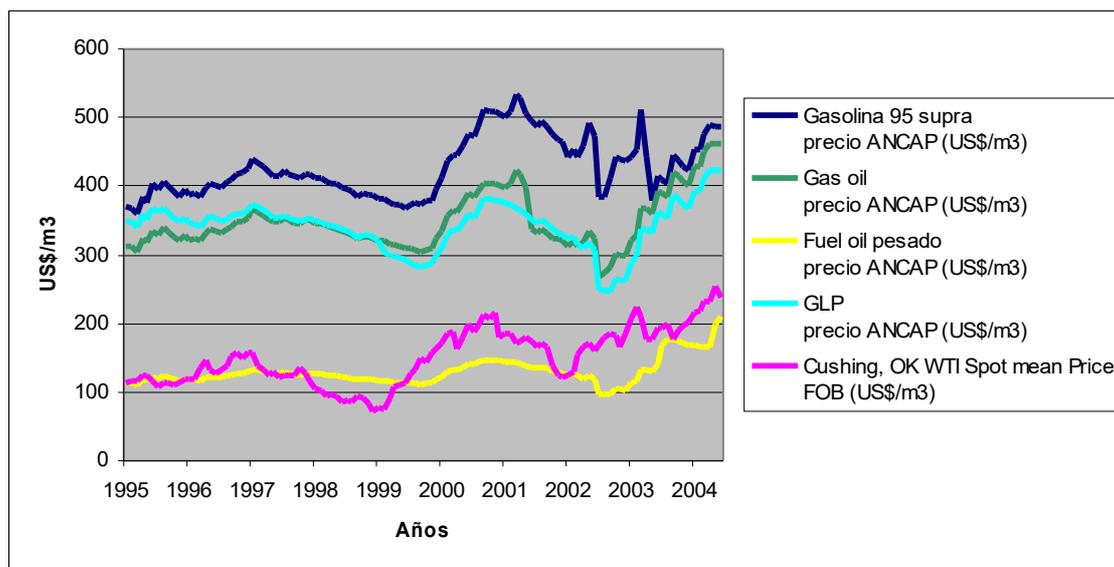
Observando los valores porcentuales de los impuestos con relación al precio ANCAP (GRAFICA 7-9), se aprecia el alto peso del IMESI para las gasolinas, llegando a superar el 140% del precio ANCAP. Por este motivo la gasolina se encuentra muy dispar en relación al resto de los refinados. En cuanto a la carga impositiva del Gas oil, este refinado sólo tributaba con el IMESI hasta que en el año 2003 se decidió gravar concomitantemente a este derivado con el IVA.

Por su parte, el GLP estuvo gravado con el IMESI hasta el año 1999 con una tasa del 16%, mientras que a partir de ese año se comenzó a gravar con IVA del 23%. En el caso del Fuel oil los gravámenes aplicados fueron los siguientes, en los primeros meses del año 1995 se aplicó IMESI (5%) e IVA (23%), mientras que a partir del mes de agosto de 1995 se comenzó a gravar sólo con IVA al 23%.

¹²²Obtenido a partir de la serie de precios ANCAP de la DNE aplicando el coeficiente de correlación lineal para todo el período de estudio 1995-2003

Cierto es que la evolución de los precios posee un fuerte componente asociado a la materia prima. Esto no desconoce la fijación de precios en Uruguay en base a criterios políticos, pero se entiende estas que decisiones tarde o temprano deben acompañar los mercados internacionales. Por este motivo se exponen a continuación las siguientes gráficas donde se relacionan los precios nacionales con el precio del crudo referencia (WTI) y los precios FOB de la Costa del Golfo de Estados Unidos.

GRAFICA 7-10 Evolución precios ANCAP y crudo (WTI) en US\$/m³



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE e EIA.

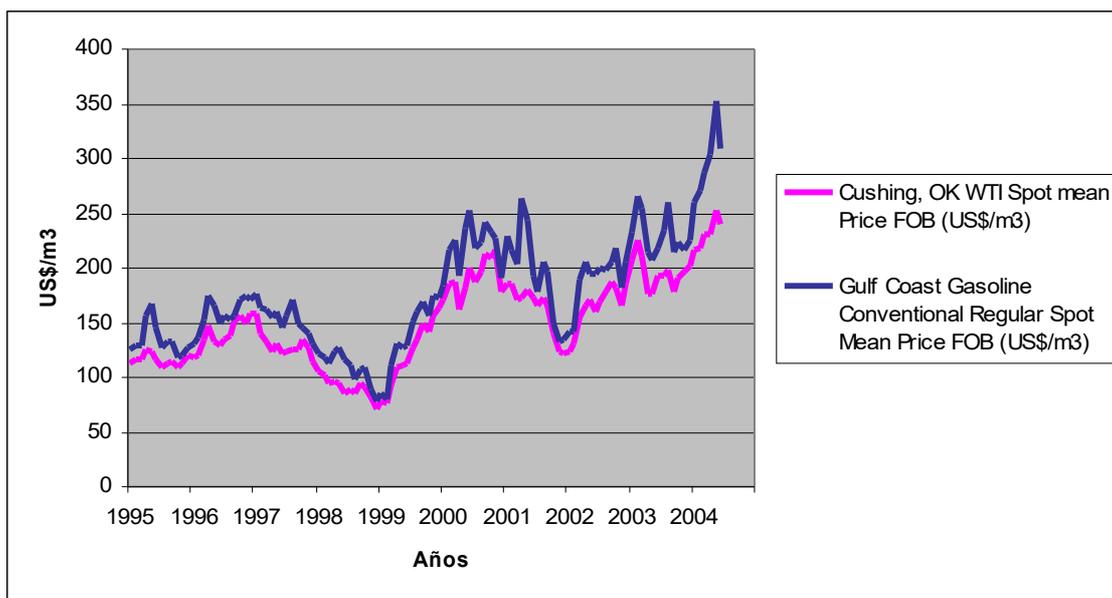
Se observa en la GRAFICA 7-10, que si bien en líneas generales las variaciones en los precios del crudo son acompañadas a lo largo del período de estudio por los movimientos de los precios de los derivados a precios ANCAP, existen algunos movimientos de importancia de estos últimos que no reflejan los movimientos de los precios del crudo de referencia.

Además cabe mencionar la existencia de un desfase o rezago entre los precios del crudo internacional y los precios de Uruguay valuados a precio ANCAP. Esto es sinónimo de políticas de precios regulados y distantes a las variaciones internacionales. Este punto es claramente visible en las siguientes gráficas donde se expone lo que sucede a nivel internacional, respecto de los precios de los derivados y los precios del crudo. En ellas, se aprecia una relación casi inmediata. Por otro lado el *pass-through*¹²³ entre los precios spot de los refinados internacionales (usando Estados Unidos como referente) y el consumidor final, ocurre en un período aproximado de 1 mes¹²⁴, no siendo aplicable este análisis a Uruguay, dado que todos los precios de la cadena comercial están fijados por ANCAP en conjunto con el Poder Ejecutivo.

¹²³ Pasaje/ transferencia

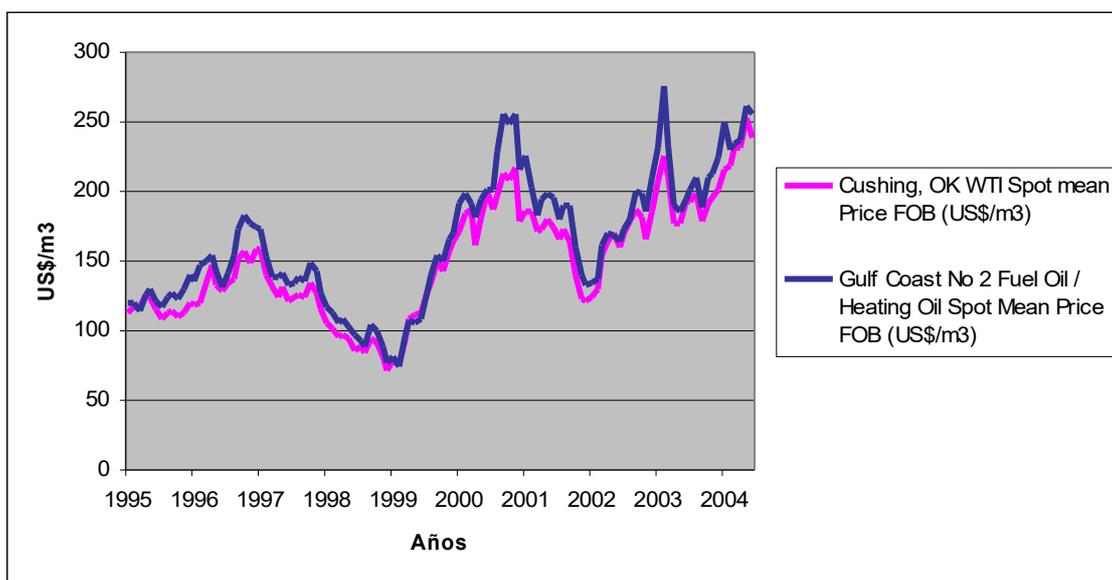
¹²⁴ Burdette, M. Zyren, J. (2003) "Gasoline price pass-through", www.eia.doe.gov

GRAFICA 7-11 Evolución de la gasolina USGC y del crudo WTI (1995-2003)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE e EIA

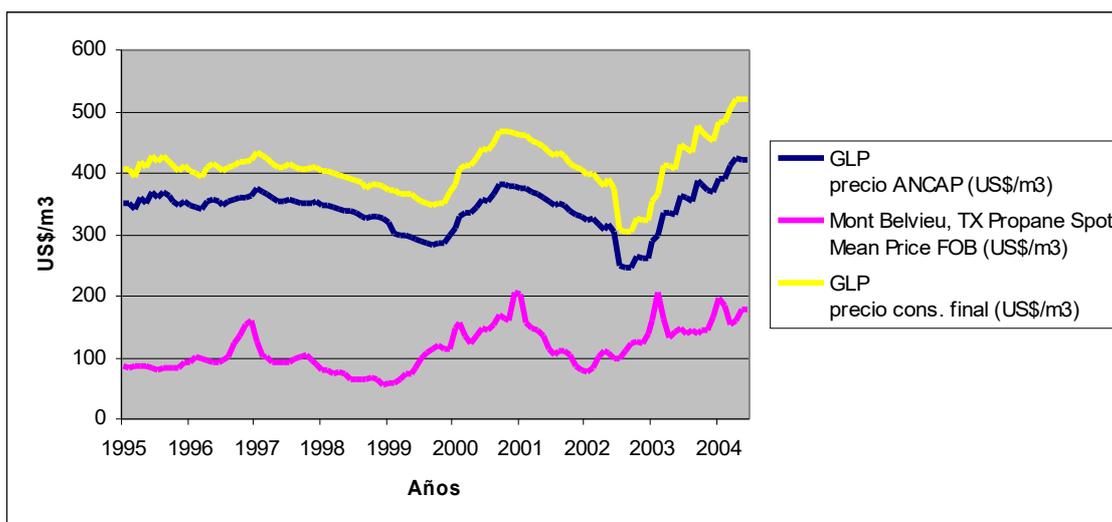
GRAFICA 7-12 Evolución del Gas oil USGC y del crudo WTI (1995-2003)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE e EIA

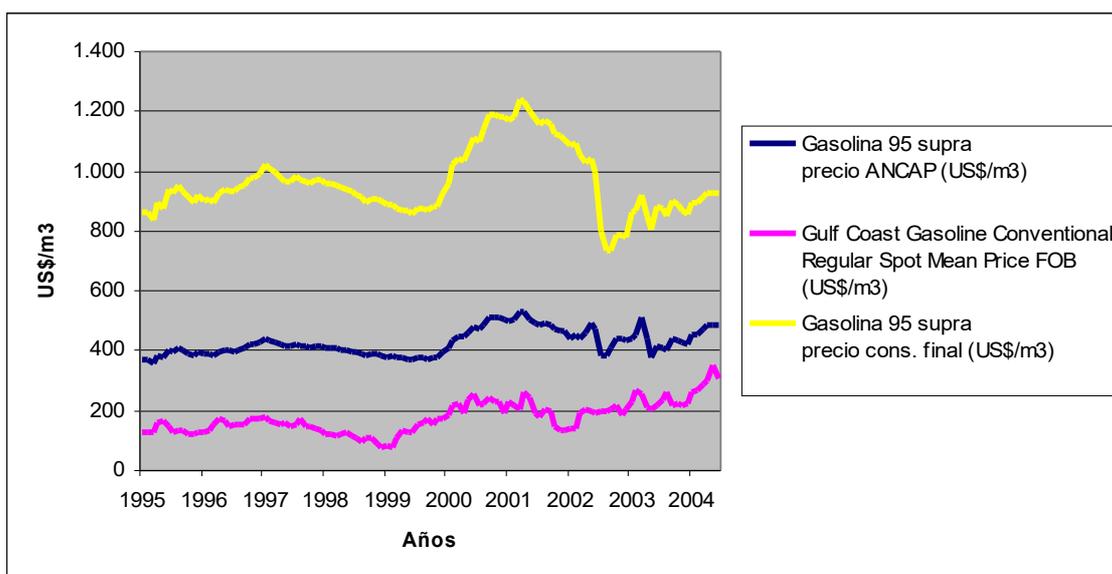
Continuando con las comparaciones a nivel internacional, resulta de interés comparar los precios de los combustibles de Uruguay contra los mismos del mercado de referencia. En este sentido las GRAFICAS 7-13 a 7-16 exponen la evolución de los combustibles tomados como referentes en este estudio.

GRAFICA 7-13 Evolución precio GLP Uruguay y GLP USGC US\$/m³



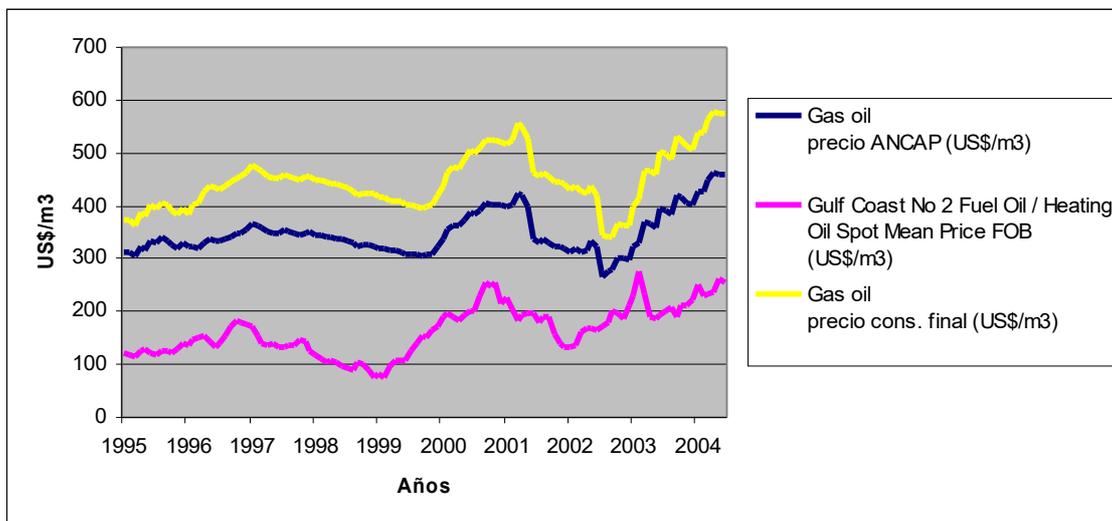
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE e EIA.

GRAFICA 7-14 Evolución precio Gasolina Uruguay y Gasolina USGC US\$/m³



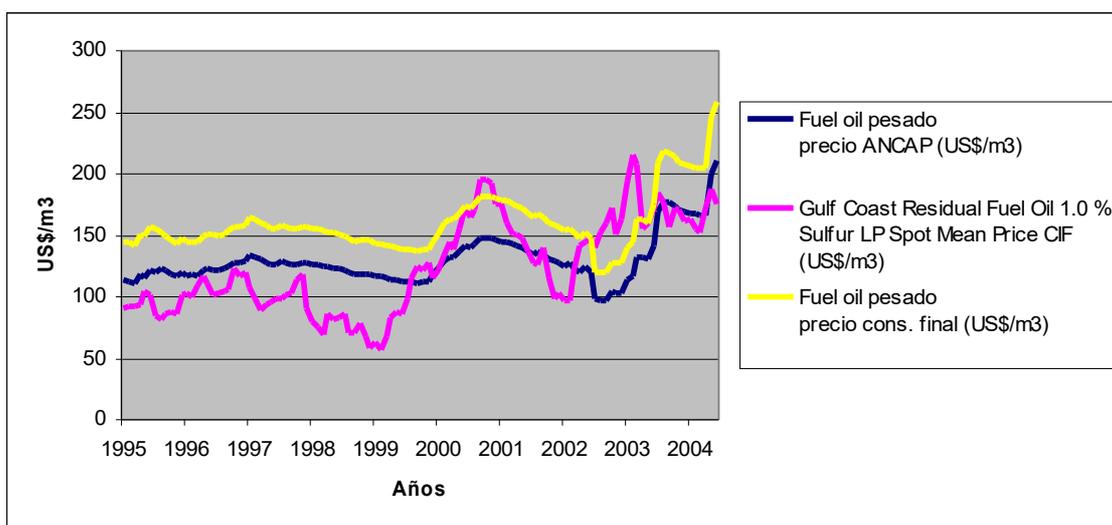
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE e EIA.

GRAFICA 7-15 Evolución precio Gas oil Uruguay y Gas oil USGC US\$/m³



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE e EIA.

GRAFICA 7-16 Evolución precio Fuel oil Uruguay y Fuel oil USGC US\$/m³



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE e EIA.

Al igual que ocurría con la comparación de los precios ANCAP y los precios de referencia del crudo, se puede observar en estos gráficos también la menor volatilidad que tienen los precios de los combustibles respecto de los precios del mercado de referencia. Se observan también los mismos patrones que estaban presentes en las comparaciones anteriores, es decir, el rezago al ajuste tanto a la baja como al alza por parte de los precios de Uruguay respecto al mercado de referencia.

Un caso a resaltar es el del Fuel oil, dado que es el único combustible en Uruguay que en el período estudiado posee precios más baratos que en los mercados de referencia. Aún más, esta situación incluso se da en la comparación con el crudo WTI de referencia haciéndolo más barato que su materia prima. Por ende se puede concluir que el precio de dicho producto no está fijado en base a un esquema de costos.

Finalmente y con relación a estas comparaciones, cabe señalar la relación Precio Golfo/ Precio ANCAP, para cada uno de los refinados. En este sentido, esta relación permite ver cuán alejados se encuentran los precios ANCAP de los precios referencia en el Golfo (CUADRO 7-4). Cuanto más cercana a la unidad sea dicha relación, mayor será la cercanía del precio ANCAP al internacional.

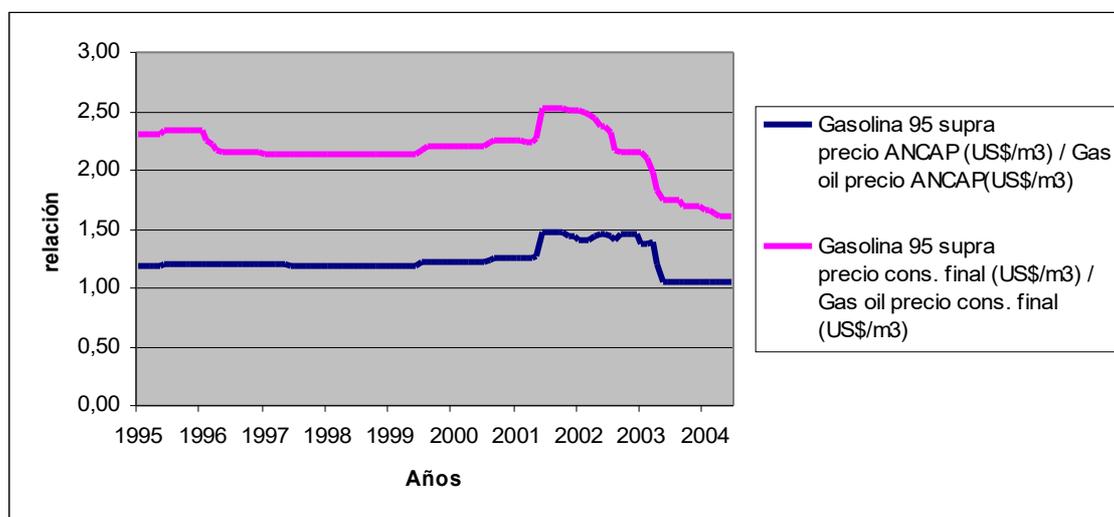
CUADRO 7-4 Relación Precios Internacionales y ANCAP (Promedio 1995- 2003)

	Ratio (Precio USGC/ Precio ANCAP)
GLP	33,4%
Gasolina 95	41%
Gas oil	47%
Fuel oil	95,3%

Fuente: Elaboración propia en base a datos DNE e EIA.

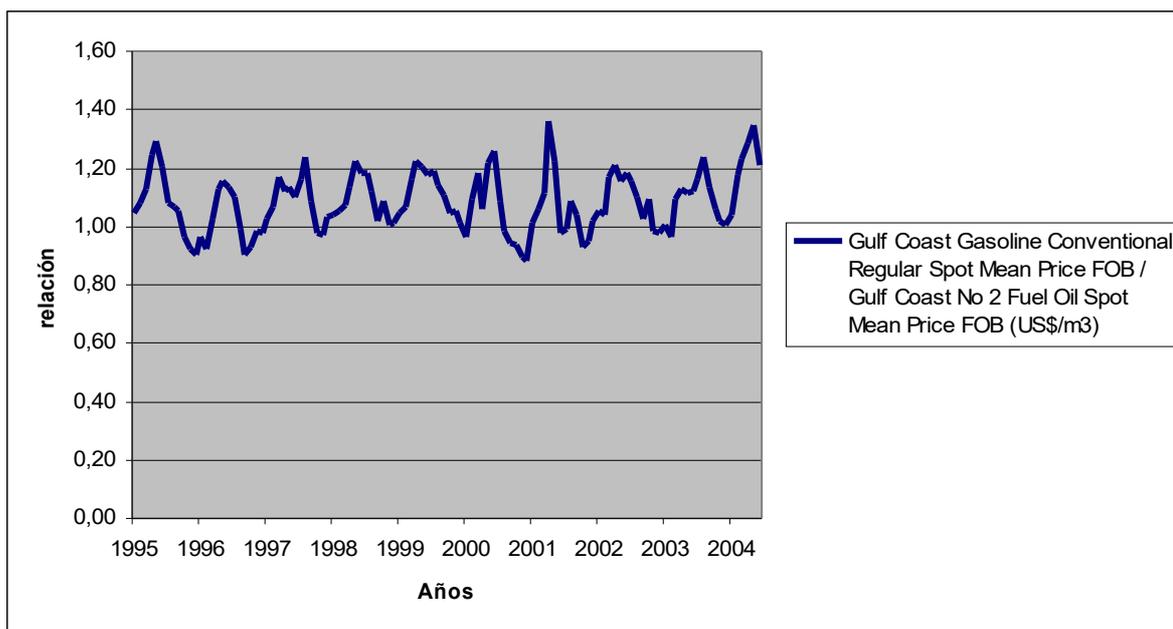
Tomando en consideración toda la información volcada a nivel de precios, cabe formularse la interrogante de la composición de los precios relativos. En este sentido se presentan las GRAFICAS 7-17 y 7-18 donde se exponen los precios relativos ANCAP (gasolina/Gas oil) y los precios relativos FOB USGC (gasolina/Gas oil).

GRAFICA 7-17 Evolución precios relativos ANCAP y consumidor final (gasolina / Gas oil)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE

GRAFICA 7-18 Evolución precios relativos USGC (gasolina / Gas oil)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE e EIA

La conclusión resultante de las GRAFICAS 7-17 y 7-18 es que la relación de precios en Uruguay es extremadamente estable mientras que la del golfo es muy variable. Por otro lado la media en las oscilaciones en Uruguay ronda el valor de 1,23 mientras que en el Golfo de Estados Unidos, este valor es de 1,08. La unidad indicaría que los precios de la gasolina y el Gas oil son iguales, por lo tanto el valor 1,23 muestra que las gasolinas a precios ANCAP son un 23% más caras en relación al Gas oil a precios ANCAP en promedio para todo período. Por otro lado, si se toman en cuenta los precios relativos finales al consumidor, la relación aumenta a 2,16 lo que implica una grave distorsión de precios relativos con relación al mercado de referencia.

Siguiendo este razonamiento, resulta de interés cuantificar el subsidio de la gasolina al gasoil. Para ello se analizaron los ratios de precios, volúmenes vendidos y precios de las gasolinas y gasoil para el período 1995 – 2003. Esto se expone en el siguiente cuadro, donde se observa una transferencia que oscila los US\$ 28.000.000 anuales¹²⁵.

CUADRO 7-5 Subsidio al Gasoil a través de las Gasolinas (US\$ corrientes)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Subsidio	18.681.421	33.452.734	19.550.443	18.594.337	16.176.481	41.110.449	53.839.097	44.168.895	7.589.042

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE e EIA

¹²⁵ La metodología seguida para el cálculo del subsidio anual, fue tomar dos ecuaciones simultáneas, donde en una se contemple la relación de precios internacional, y la otra que los precios ajustados, multiplicados por las cantidades históricamente consumidas, den lo facturado originalmente entre ambos refinados. Luego se procede a despejar los precios de este sistema y se toma la sumatoria de las diferencias en facturación por producto en valor absoluto como referente del subsidio.

Como insumo, se toma el valor ANCAP de la Gasolina 95 y el volumen total de gasolinas automotivas vendidas, entendiendo que la Gasolina 95 ronda el 60% de las ventas de gasolinas automotivas, y que las diferencias de facturación entre la gasolina 85 y la Ecosupra son neteadas entre sí. Por el lado del Gasoil, se tomo su precio y consumo sin necesidad de realizar supuestos al respecto.

7.2 Refinación versus importación

En este esquema de análisis se efectuó la comparación del costo histórico incurrido por la Refinería de la Teja para producir refinados nacionales contra el costo de importar la misma cantidad e internalizar los mismos hasta el punto posterior al tancaje de productos terminados (punto F del ESQUEMA 6-1).

Los costos de producción involucran los siguientes puntos:

- Terminal de Este y oleoducto hasta la Teja
- Costo de Producción nacional hasta el punto posterior al tancaje de productos terminados (punto F del ESQUEMA 6-1)
- Administración General de Combustibles.

Los costos de importación son los que se detallan en el anexo correspondiente a Paridad importación.

Los metros cúbicos utilizados son los producidos por la refinería en el período comprendido entre 1995 y 2003 inclusive según CUADRO 7-6.

CUADRO 7-6 Metros cúbicos producidos nacionalmente

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Refinados en m3	1.348.056	1.917.214	1.685.259	2.181.598	1.914.671	2.179.905	2.055.578	1.505.037	1.871.896

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

Por su parte los porcentajes utilizados de cada uno de los agregados fue como se detalla en el CUADRO 7-7.

CUADRO 7-7 Ponderadores refinados nacionales agregados

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PONDERADOR LPG	6%	3%	7%	7%	7%	7%	8%	8%	6%
PONDERADOR NAFTAS	25%	19%	25%	24%	25%	24%	24%	23%	25%
PONDERADOR GAS OIL	36%	43%	36%	37%	36%	40%	38%	40%	42%
PONDERADOR FUEL OIL	34%	35%	33%	31%	32%	30%	30%	30%	27%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

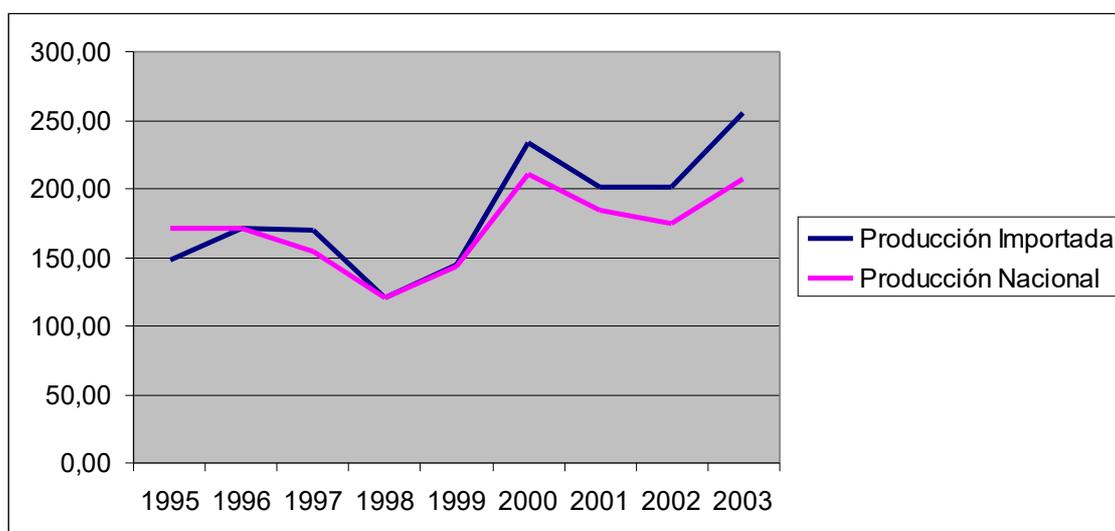
El CUADRO 7-8 expone los costos entre producción nacional e importada, al igual que el diferencial en costos, pautando cuanto se hubiese ahorrado (desahorrado) si se hubiese importado lo refinado en el país. Esta información es expresada en la GRAFICA 7-19 pero en metros cúbicos.

CUADRO 7-8 Diferencial Costos Importación versus Refinación nacional (US\$ corrientes)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo Refinación Nacional	231.383.044	329.148.057	260.702.117	263.641.060	273.732.514	460.042.593	378.685.350	262.068.124	387.357.346
Costo Importación	199.504.233	327.006.595	287.011.074	263.934.848	276.603.271	508.980.683	413.963.529	302.861.460	477.520.932
Diferencial Costos	31.878.811	2.141.462	-26.308.958	-293.788	-2.870.757	-48.938.090	-35.278.179	-40.793.336	-90.163.587

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

GRAFICA 7-19 Costos Importación vs. Refinación Nacional (US\$/m³)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

Se aprecia que los costos de refinación en Uruguay fueron en líneas generales menores que la paridad de importación. Los únicos años donde se aprecia una diferencia a favor de la importación son 1995 y 1996. Durante el resto de los años estudiados los costos de importación fueron sensiblemente mayores que los de refinación nacional. Por este motivo se puede concluir que la hipótesis a) no debe ser rechazada, es decir que en el período de estudio (1995-2003) resulta más costoso importar los refinados del petróleo que refinar la misma cantidad en ANCAP.

Cabe señalar que durante los años 1996 – 2001 se efectuaron swaps de petróleo teniendo disponibilidad de datos para el período 1999 – 2001. Para este, se obtuvo una disminución de los costos de producción en US\$ 11.378.000, US\$ 34.715.000 y US\$ 221.000 respectivamente¹²⁶. Además se fue informado que en el año 1998 se registraron pérdidas por este mismo concepto. Esta situación puede ser causante de las diferencias con la paridad visibles, especialmente en el año 2000. Para el 2002 debe recordarse la fuerte depreciación del peso uruguayo ocurrida a mediados de año ocasionando una caída en las erogaciones expresadas en dólares norteamericanos. Esto seguramente haya generado la caída que se aprecia entre el costo de producción del 2001 y el 2002.

¹²⁶ Información brindada por ANCAP específicamente para el presente estudio.

7.3 Realidad versus importación

En este esquema de análisis se efectuó la comparación del costo de ventas histórico incurrido por la Refinería de la Teja (que incluye refinados nacionales e importados), contra el costo de importar la misma cantidad e internalizar los mismos hasta el punto posterior al tancaje de productos terminados (Punto F del ESQUEMA 6-1).

Los costos de ventas involucran los siguientes puntos:

- Terminal de Este y oleoducto hasta la Teja
- Costo de Producción (refinados nacionales e importados) hasta el punto posterior al tancaje de productos terminados (punto F del ESQUEMA 6.1)
- Administración General de Combustibles.

Los costos de importación son los que se detallan en el anexo correspondiente a Paridad de Importación.

Los metros cúbicos utilizados son los vendidos por ANCAP en el período comprendido entre 1995 y 2003 inclusive según CUADRO 7-9.

CUADRO 7-9 Metros cúbicos vendidos por ANCAP

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Refinados en m ³	2.212.293	2.499.647	2.451.457	2.504.661	2.873.582	2.442.350	2.322.000	2.044.000	2.265.000

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

Por su parte los porcentajes utilizados de cada uno de los agregados fue como se detalla en el CUADRO 7-10.

CUADRO 7-10 Ponderadores ventas ANCAP

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PONDERADOR LPG	7%	6%	7%	7%	7%	9%	9%	9%	9%
PONDERADOR NAFTAS	22%	20%	20%	20%	18%	20%	22%	17%	17%
PONDERADOR GAS OIL	43%	47%	45%	47%	43%	46%	45%	50%	50%
PONDERADOR FUEL OIL	28%	27%	28%	25%	32%	25%	23%	23%	23%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

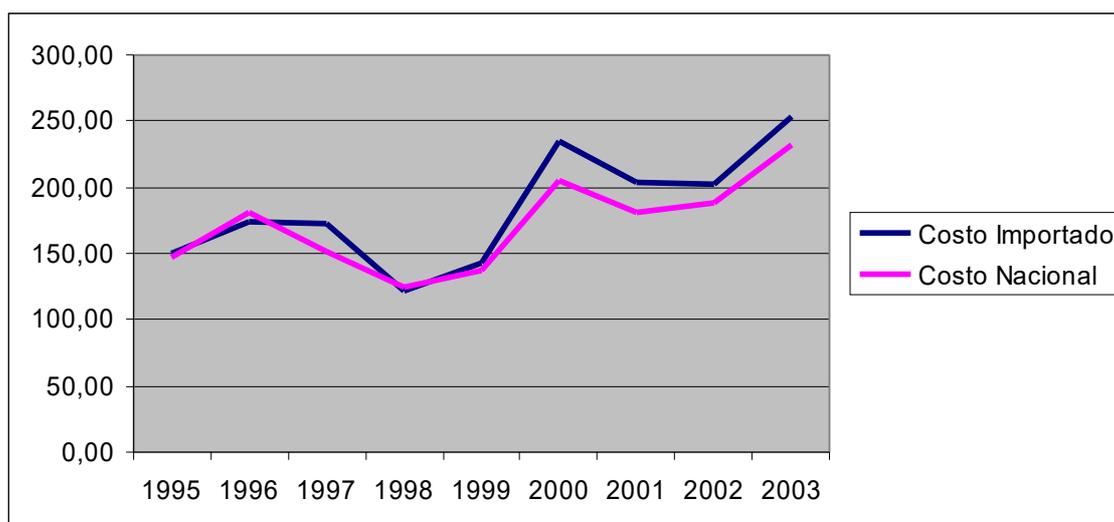
El CUADRO 7-11 expone los costos entre producción real e importada, al igual que el diferencial en costos, pautando cuanto se hubiese ahorrado (desahorrado) si se hubiese importado lo vendido por ANCAP. Esta información es expresada en la GRAFICA 7-20 pero en metros cúbicos.

CUADRO 7-11 Diferencial Costos Importación versus Producción Real
(US\$ corrientes)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo Real	324.583.513	451.756.742	372.903.201	311.692.889	392.505.141	499.742.787	419.993.822	384.893.591	526.650.088
Costo Importación	331.310.194	433.976.739	421.839.940	305.925.996	412.738.189	573.279.600	473.261.488	413.360.719	575.322.864
Diferencial Costos	-6.726.680	17.780.004	-48.936.739	5.766.893	-20.233.047	-73.536.813	-53.267.666	-28.467.128	-48.672.776

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

GRAFICA 7-20 Costos Importación versus Producción Real (US\$/m³)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

Se aprecia que los costos de ANCAP fueron nuevamente y en líneas generales menores que la paridad de importación. Los únicos años donde se observa una diferencia a favor de la importación son 1996 y 1998. Durante el resto de los años estudiados los costos de importación fueron sensiblemente mayores que los de refinación nacional. Se percibe que las tendencias de diferenciales se mantienen de forma similar al del apartado anterior 7.2 salvo para el año 1995 y 1998.

En este sentido cabe comentar que el año 1995 fue de baja producción nacional, debido a que esta empezó a operar cuando finalizó la remodelación de la Refinería de la Teja ya avanzado dicho año. Se puede suponer que los costos fijos no lograron licuarse en un volumen adecuado, que si se logró cuando se calcula con la cantidad vendida (suplida por importaciones). El año 1998, fue el de máxima producción de refinados nacionales para el período de estudio, pero, las ventas fueron aún mayores por 323.000 m³. Esto permite licuar mejor los costos fijos de la Refinería de la Teja. En este punto es necesario explicitar que mientras la producción nacional posee una serie de costos fijos, la alternativa de importación maneja costos totalmente variables. Además, debe tenerse en cuenta, que no sólo cambian los volúmenes manejados en cada escenario, sino que también los ponderadores de los mismos, necesarios para el cálculo de la paridad de importación complejiva. La interacción entre ellos aunado al costo fijo de la refinería, repercute en el diferencial final.

Por este motivo se puede concluir que la hipótesis b) no debe ser rechazada, es decir que en el período de estudio (1995-2003) resulta más costoso importar los refinados del petróleo que refinar e importar acorde a la realidad histórica de ANCAP.

Además se recuerda las diferencias en swaps de petróleo planteadas en el punto anterior para los años 1999, 2000 y 2001.

7.4 Realidad versus Importación para Consumo

Este esquema de análisis es idéntico al punto 7.2 salvo que la importación maneja solamente los volúmenes asociados al consumo interno¹²⁷ más los bunkers. Esto permite visualizar un escenario más verosímil de importación pura, dado que en dicho esquema, se puede suponer que sólo se importaría para abastecer al mercado interno y el de bunkers. Esto no descarta alternativas de triangulación de refinados pero por simplificación analítica se deja de lado esa eventualidad.

En este sentido la paridad seguiría el mismo esquema planteado en el anexo correspondiente trabajando con los siguientes volúmenes y composición para la importación:

CUADRO 7-12 Metros cúbicos de consumo interno y bunkers

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Refinados en m ³	2.024.293	2.299.647	2.358.457	2.423.661	2.761.582	2.326.350	2.137.000	1.906.000	2.063.200

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

CUADRO 7-13 Ponderadores refinados agregados para consumo interno y bunkers

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PONDERADOR LPG	8%	7%	7%	7%	7%	9%	10%	10%	10%
PONDERADOR NAFTAS	21%	19%	19%	19%	17%	19%	18%	16%	16%
PONDERADOR GAS OIL	47%	46%	45%	48%	42%	46%	49%	50%	50%
PONDERADOR FUEL OIL	24%	27%	29%	26%	33%	26%	24%	24%	24%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

Cabe resaltar que este esquema valúa dos tipos de volúmenes y composiciones en cuanto a refinados. Esta situación hace que sólo se pueda comparar el diferencial de costos por m³ y no en volumen absoluto de dinero. Esta es la verdadera diferencia con los otros escenarios de importación propuestos. Estos diferenciales en costos por m³ se pueden observar en el CUADRO 7-14 y GRAFICA 7-21.

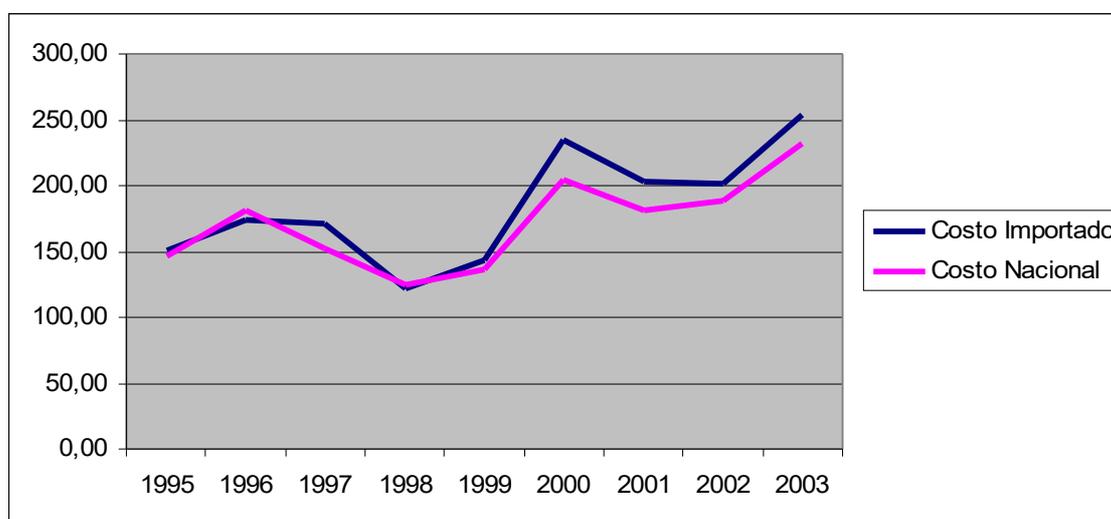
¹²⁷ No incluye el autoconsumo de la refinería, al suponer un escenario donde la misma no existe.

CUADRO 7-14 Diferencial Costos Importación para consumo versus Producción Real (US\$/m³ corrientes)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo Real	146,72	180,73	152,11	124,45	136,59	204,62	180,88	188,30	232,52
Costo Optimizado	150,90	173,47	171,41	121,80	143,07	234,27	203,13	201,64	253,46
Diferencial Costos	-4,181	7,256	-19,291	2,641	-6,474	-29,659	-22,253	-13,338	-20,940

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

GRAFICA 7-21 Costos Importación para Consumo Interno y Bunkers versus Producción Real (US\$/m³)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

Se puede apreciar que se mantiene el mismo esquema que el punto 7.3 pero mejorando la alternativa de importación, excepto para el año 1995. Una posible causa de esta excepción, es el alto porcentaje de exportación de Fuel oil para dicho año (68%)¹²⁸, cuyo valor es el más bajo de los agregados analizados. Siendo así, disminuiría el ponderador de los combustibles residuales, aumentando los otros cuyos valores son más elevados. Esto haría encarecer el costo unitario de la paridad.

Por este motivo se puede concluir que la hipótesis c) no debe ser rechazada, es decir que en el período de estudio (1995-2003) resulta más costoso importar los refinados del petróleo consumidos en el país (incluyendo bunkers) que refinar e importar acorde a la realidad histórica de ANCAP.

Esta optimización no toma el "vuelo" que se podría esperar dado que las exportaciones, representan un porcentaje menor en el volumen total manejado tal cual muestra el siguiente CUADRO 7-15.

¹²⁸ Este porcentaje es excepcional para el período de estudio, donde el promedio para exportación de fuel Oil, es de 19%.

CUADRO 7-15 Volumen total vendido versus exportaciones (m³).

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Ventas	2.212.293	2.499.647	2.451.457	2.504.661	2.873.582	2.442.350	2.322.000	2.044.000	2.265.000
Exportaciones	188.000	200.000	93.000	81.000	112.000	116.000	185.000	138.000	201.800
Exportaciones sobre total ventas	8%	8%	4%	3%	4%	5%	8%	7%	9%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

Nuevamente se recuerda las diferencias en costos asociadas a los swaps de petróleo para los años 1999, 2000 y 2001.

7.5 Plantas distribución versus transporte carretero

El presente apartado tiene como finalidad presentar los resultados de comparar los costos de las plantas de Paysandú, Juan Lacaze, Durazno, Treinta y Tres contra el costo que se incurriría si se distribuyera desde la Tablada a dicha zona haciendo uso del transporte carretero.

Los volúmenes manejados para las distintas plantas (CUADRO 7-16) fueron tomados de las memorias de ANCAP.

CUADRO 7-16 Volúmenes vendidos por planta analizada (m³)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Durazno	53.000	62.000	77.000	79.000	66.000	58.000	39.000	43.000	39.290
Juan Lacaze	115.000	127.000	168.000	157.000	120.000	103.000	114.000	113.700	36.077
Treinta y Tres	61.000	71.000	74.000	78.000	83.000	70.000	60.000	59.200	59.325
Paysandú	147.000	143.000	112.000	111.000	176.000	172.000	164.000	136.900	145.594

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

El resultado de los cálculos se aprecia en los CUADROS 7-17 a 7-20 donde figuran los costos diferenciales entre el actual sistema y el propuesto de transporte carretero para cada una de las plantas.

CUADRO 7-17 Diferencial costos planta Paysandú (Real vs. Carretero) en US\$ corrientes (1995-2003)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Esquema real	3.306.418	3.427.531	3.175.120	3.206.094	3.505.027	2.947.296	2.092.516	1.229.125	1.658.995
Esquema carretero	5.704.675	5.327.019	4.117.700	3.773.606	5.594.330	5.490.462	5.035.541	3.110.055	3.325.396
Diferencial de costos	-2.398.257	-1.899.488	-942.580	-567.511	-2.089.303	-2.543.166	-2.943.025	-1.880.930	-1.666.402
Diferencia %	-72,53%	-55,42%	-29,69%	-17,70%	-59,61%	-86,29%	-140,65%	-153,03%	-100,45%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP, MTOP y AFLECOM

CUADRO 7-18 Diferencial costos planta Juan Lacaze (Real vs. Carretero) en US\$ corrientes (1995-2003)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Esquema real	1.905.277	1.975.067	1.829.618	1.847.467	2.251.454	1.693.550	1.272.760	1.038.398	497.496
Esquema carretero	1.730.006	1.837.875	2.387.716	2.073.627	1.487.688	1.281.437	1.366.413	1.016.051	323.077
Diferencial de costos	175.271	137.192	-558.097	-226.160	763.766	412.114	-93.652	22.347	174.418
Diferencia %	9,20%	6,95%	-30,50%	-12,24%	33,92%	24,33%	-7,36%	2,15%	35,06%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP, MTOP y AFLECOM

CUADRO 7-19 Diferencial costos planta Treinta y Tres (Real vs. Carretero) en US\$ corrientes (1995-2003)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Esquema real	1.890.754	1.960.012	1.815.672	1.833.384	1.797.541	1.514.220	1.275.970	870.190	925.782
Esquema carretero	1.579.409	1.765.401	1.812.706	1.769.263	1.763.034	1.492.603	1.231.058	900.772	906.480
Diferencial de costos	311.344	194.610	2.966	64.122	34.508	21.617	44.913	-30.582	19.302
Diferencia %	16,47%	9,93%	0,16%	3,50%	1,92%	1,43%	3,52%	-3,51%	2,08%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP, MTOP y AFLECOM

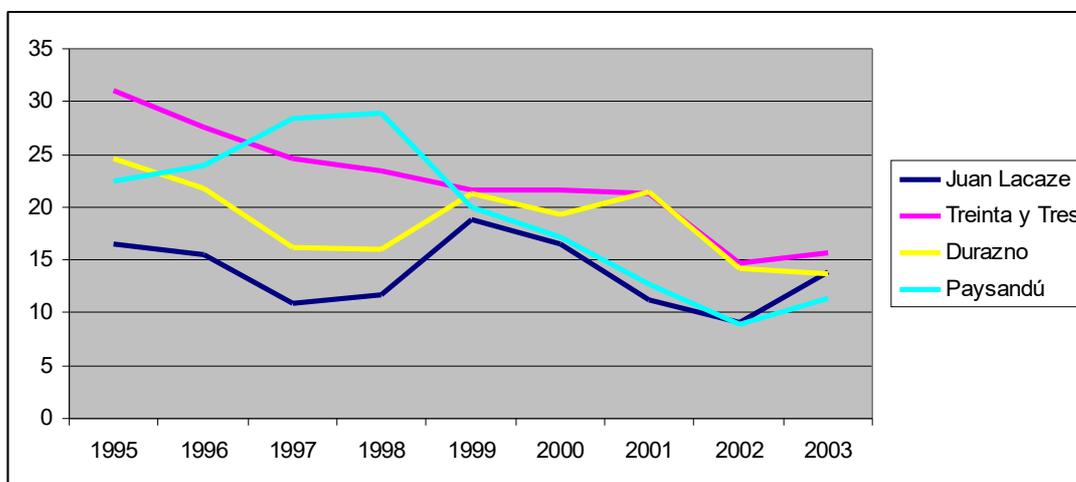
CUADRO 7-20 Diferencial costos planta Durazno (Real vs. Carretero) en US\$ corrientes (1995-2003)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Esquema real	1.302.748	1.350.468	1.251.016	1.263.220	1.409.269	1.118.580	835.279	609.535	539.232
Esquema carretero	977.057	1.096.945	1.344.557	1.279.716	1.000.423	883.147	571.297	466.330	428.392
Diferencial de costos	325.691	253.523	-93.540	-16.496	408.847	235.433	263.982	143.206	110.839
Diferencia %	25,00%	18,77%	-7,48%	-1,31%	29,01%	21,05%	31,60%	23,49%	20,56%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP, MTOP y AFLECOM

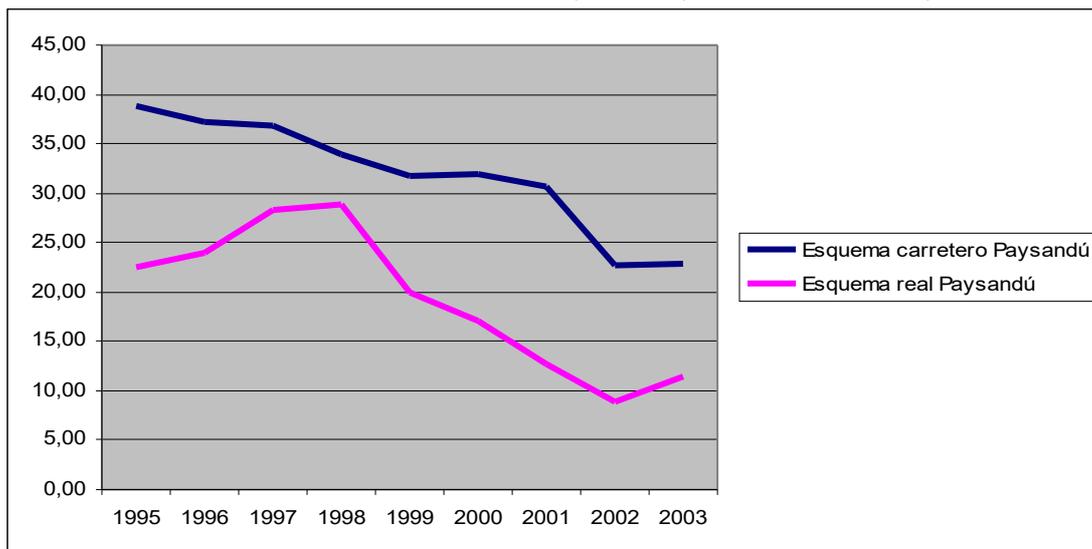
En la GRAFICA 7-22 se observa los costos de las cuatro plantas por m³ vendido, mientras que en las GRAFICAS 7-23 a 7-26 se exponen cada una de las plantas con su escenario alternativo carretero.

GRAFICA 7-22 Costo por m³ vendido de las plantas de Juan Lacaze, Durazno, Paysandú y Treinta y Tres (1995-2003)



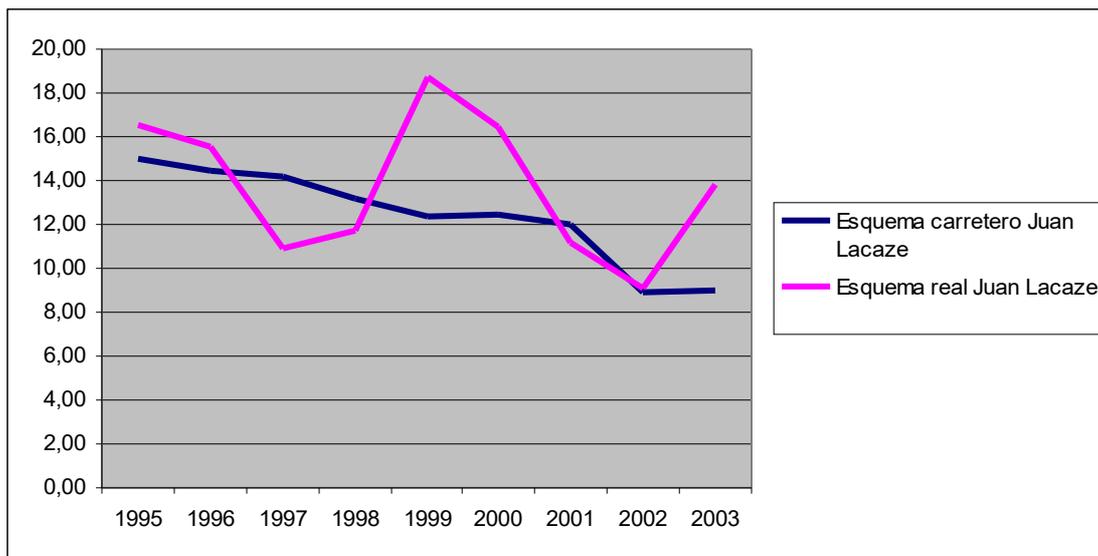
Fuente: elaboración propia en base a datos de ANCAP

GRAFICA 7-23 Diferencial costos planta Paysandú (Real vs. Carretero) en US\$/m3



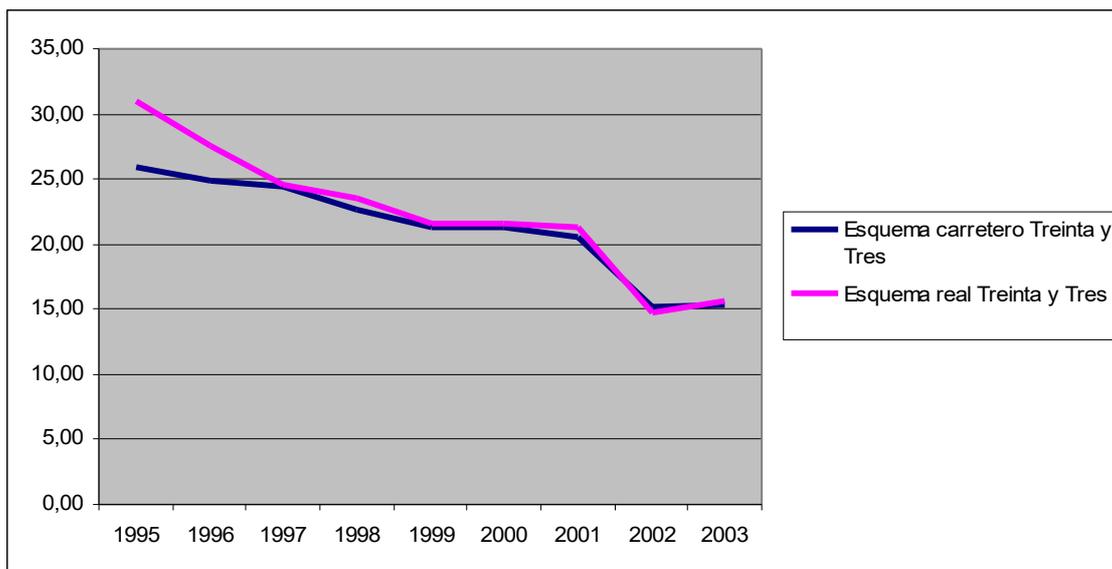
Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP, MTOP y AFLECOM

GRAFICA 7-24 Diferencial costos planta Juan Lacaze (Real vs. Carretero) en US\$/m3



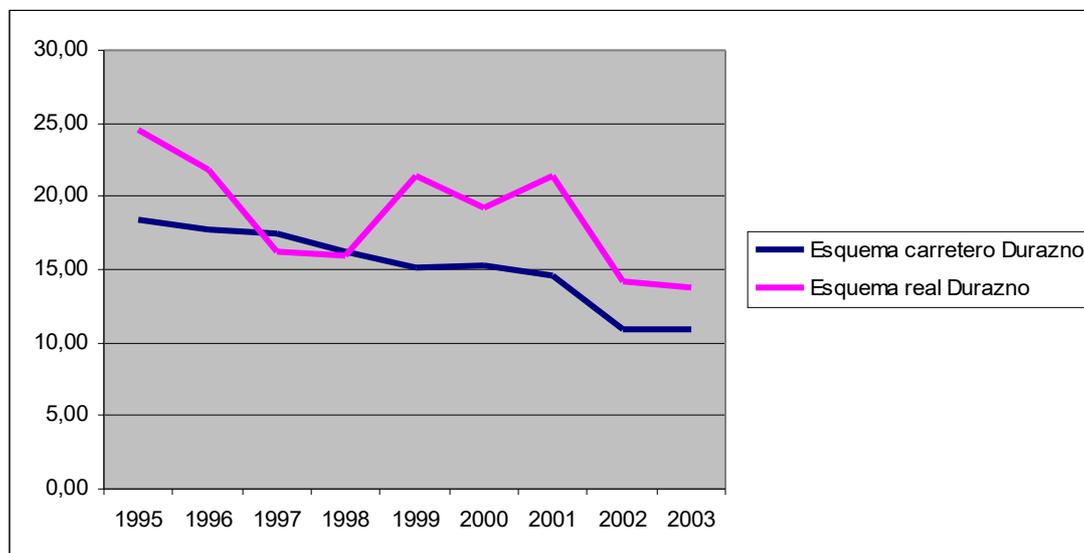
Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP, MTOP y AFLECOM

GRAFICA 7-25 Diferencial costos planta Treinta y Tres (Real vs. Carretero) en US\$/m³



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP, MTOP y AFLECOM

GRAFICA 7-26 Diferencial costos planta Durazno (Real vs. Carretero) en US\$/m³



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP, MTOP y AFLECOM

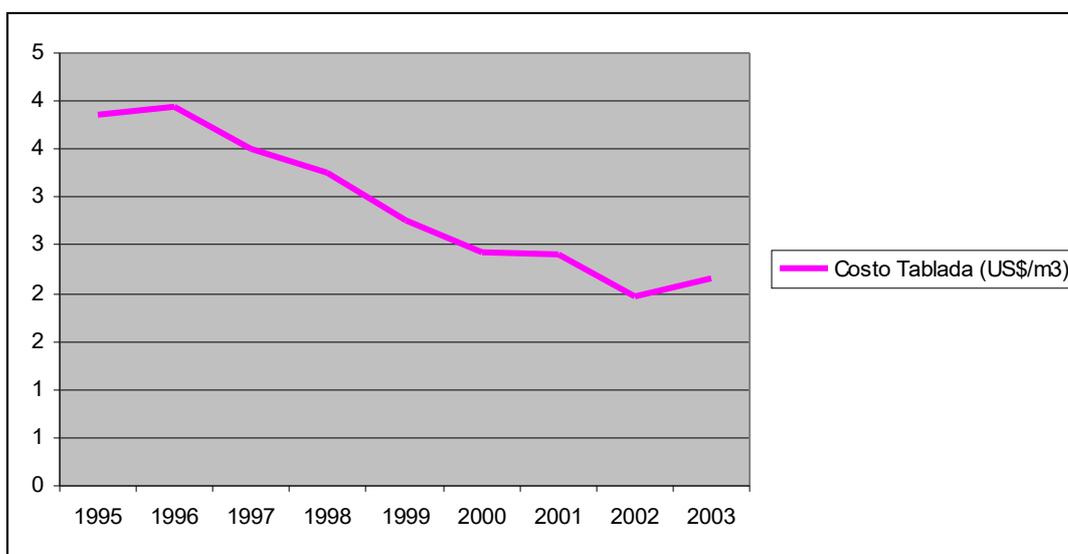
A modo de exposición se elaboro el CUADRO 7-21 y la GRAFICA 7-27 donde se observan los costos para la planta de La Tablada.

CUADRO 7-21 Costo planta de La Tablada en US\$

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Estimación de costos	3.857.197	3.998.486	3.704.028	3.740.162	3.295.923	2.813.139	2.649.614	2.013.373	1.953.623
m3 vendidos	1.000.000	1.015.000	1.056.000	1.152.000	1.198.000	1.157.000	1.099.000	1.021.081	901.845
Costo (US\$/m3)	3,86	3,94	3,51	3,25	2,75	2,43	2,41	1,97	2,17

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

GRAFICA 7-27 Costos Planta La Tablada (US\$/m3 vendido)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

Analizando la información arriba expuesta, se observa que en ningún caso el diferencial de costos es persistentemente positivo a lo largo de los años estudiados. Salvo para el caso de Paysandú, se aprecia una alternancia del diferencial de costos.

Antes de adentrarse en el análisis de los resultados, se entiende apropiado recordar lo mencionado en apartado 6.4.2, referente al problema costo / precio. Este análisis expondrá el diferencial de costos asociado a la alternativa histórica versus la propuesta de transporte carretero. En este sentido, si este diferencial diera un promedio negativo, se evaluará si dicho porcentaje puede representar un margen verosímil para el empresario del transporte. De este modo, cuando dicho diferencial promedio sea un valor positivo o negativo pero menor al 10%, se entenderá que el esquema propuesto es más económico que el histórico.

Paysandú

En el caso de la planta de Paysandú se aprecia que el esquema histórico de costos es persistentemente más barato que el propuesto de camiones cisterna. Esta diferencia se debe a las economías de escala generadas por el alto volumen vendido en dicha planta sumado al bajo costo unitario del transporte fluvial (forma de suministro de combustibles). Ligado a la economía de escala, Paysandú es una de las plantas que mayor cantidad de derivados vende en el interior del país (CUADRO 7-15) y además es la que a mayor distancia se encuentra de La Tablada (375 Kms). Recordando el problema costo / precio, se observa que en promedio, el diferencial de costos es del -79,48% en relación al costo histórico. Por tal motivo la hipótesis d) no es rechazada, vale decir se entiende es más costoso transportar por carretera los combustibles vendidos por la planta de Paysandú desde La Tablada que seguir el esquema histórico que hace uso de dicha planta y su sistema de abastecimiento.

Juan Lacaze

La planta de Juan Lacaze ubicada en el departamento de Colonia, fue clausurada a mediados del 2003 por la constatación de continuos robos. Esto hace que los volúmenes manejados y sus costos sean relativizados ante este escenario. Sin embargo y tomando en consideración dicha situación, se aprecia en el CUADRO 7-15 los volúmenes manejados y su quiebre en el 2003. Hasta dicho año esta planta despachaba un promedio de 127.213 m³.

Se observa que en promedio, el diferencial de costos (sin considerar el año 2003) es del 3,31% en relación al costo histórico. Por tal motivo la hipótesis e) es rechazada, vale decir se entiende es menos costoso transportar por carretera los combustibles vendidos por la planta de Juan Lacaze desde La Tablada que seguir el esquema histórico que hace uso de dicha planta y su sistema de abastecimiento.

Treinta y Tres

Esta planta vendió en promedio 68.400 m³ de combustibles durante el período de estudio, y se encuentra a una distancia de 275 kilómetros de La Tablada.

Observando la GRAFICA 7-25 se aprecia una repetida oscilación del diferencial de costos. Más allá de lo que implica a nivel absoluto dichas variaciones, los ahorros oscilan en promedio, un 3,94% de los costos históricos. Por tal motivo la hipótesis f) es rechazada, vale decir se entiende es menos costoso transportar por carretera los combustibles vendidos por la planta de Treinta y Tres desde La Tablada que seguir el esquema histórico que hace uso de dicha planta y su sistema de abastecimiento.

Durazno

Finalmente, pasando a la planta de Durazno, se recuerda que la misma dista de la Tablada en aproximadamente de 173 Kilómetros, mientras que la cantidad vendida durante el período de estudio ronda los 57.300 m³.

Se observa que salvo para los años 1997 y 1998 existe un diferencial de costos positivo a favor del esquema carretero, siendo el año 1999 el de mayor diferencia. Los ahorros oscilan en promedio un 17,86 % de los costos históricos. Por tal motivo la hipótesis g) es rechazada, vale decir se entiende es menos costoso transportar por carretera los combustibles vendidos por la planta de Durazno desde La Tablada que seguir el esquema histórico que hace uso de dicha planta y su sistema de abastecimiento.

A nivel genérico se aprecia que lo que se podría ahorrar en promedio a lo largo del período de estudio es aproximadamente US\$ 345.000 dólares por año, no siendo un cambio diferencial considerable, tomando en cuenta los montos manejados. Estos valores no son otra cosa que la suma de las diferencias generadas por las plantas de Durazno, Treinta y Tres y Juan Lacaze.

7.6 Resultados obtenidos vs. Antecedentes

El presente apartado tiene por objetivo encontrar las diferencias existentes entre los antecedentes relevados en el capítulo 5, y los resultados arribados en el presente estudio.

7.6.1 Refinación Nacional o Importación

Se tratará en esta sección, los agentes que de alguna forma cuantificaron los supuestos altos precios de los combustibles, atribuyendo los mismos a la refinación nacional. En este sentido, y siguiendo lo expuesto en el capítulo 3.2.1, cabe efectuar la distinción entre sobreprecio y sobre costo, partiendo de la base que toda información se analiza en el punto F del ESQUEMA 6-1 (puerta de la refinería) de modo complejo.

De esta manera, el sobreprecio analiza simplemente el precio final de los combustibles deduciendo de los impuestos y márgenes correspondientes para arribar al precio ex refinería, y se compara con el precio de los refinados importados puestos también en la puerta de la refinería.

Por su parte, el sobre costo, analiza simplemente el costo de producción en la puerta de la refinería, y se compara con el costo de los refinados importados puestos también en la puerta de la refinería.

La diferencia en ambos criterios radica en que yendo para atrás en los precios, puede dar valores que discrepen con los costos estrictamente de producción (ya que se pueden anexar divisiones o negocios no rentables, costos diferenciales impuestos por el estado, etc.). En este sentido se recuerda que el presente estudio procura dilucidar si la refinería de ANCAP, representa un mayor costo al país, que la alternativa de importar los refinados del exterior con el concomitante cierre de la misma.

Estas aclaraciones vienen a lugar, ya que siguiendo el capítulo de antecedentes, los grupos que podrían parecer antagónicos en cuanto a sus planteos, simplemente y a opinión de los autores, observaban la realidad desde ópticas distintas. Estas ópticas no eran más que una aproximación por precios y otra por costos. En este sentido, si lo que se busca es determinar el diferencial de precios finales entre ANCAP y una importadora eficiente, la aproximación por precios es la correcta. Sin embargo, si lo que se busca es determinar el diferencial entre costos de producción y costos de importación, la aproximación por costos es la correcta.

Lo arriba expuesto implica que si se sigue un esquema de precios, no se puede concluir que la producción es mas o menos costosa que la importación total de refinados. Es por este motivo, que para conciliar ambas perspectivas, se desarrollo un esquema por precios para el período 1995 – 2003.

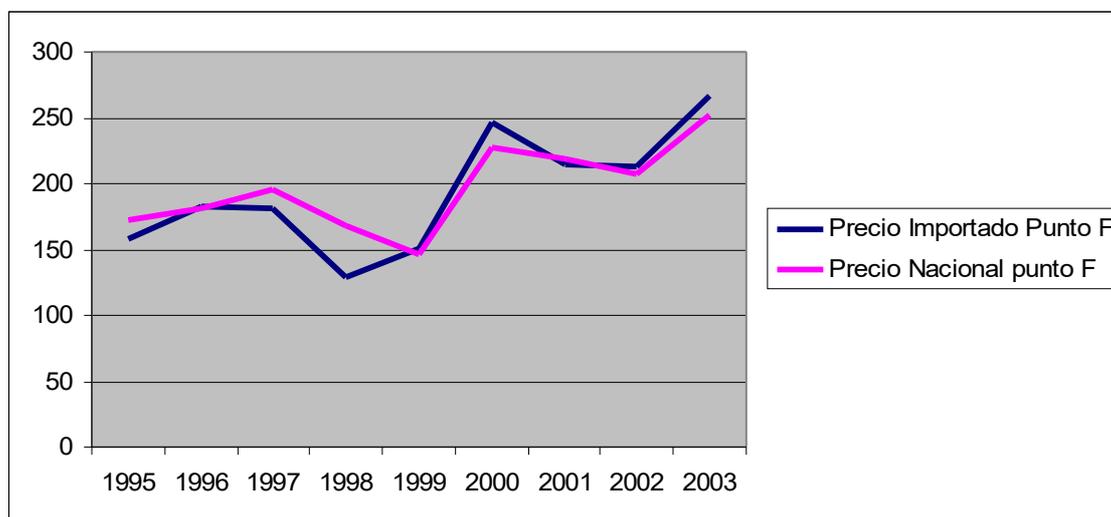
Este escenario, simplemente tomo lo facturado por la división combustibles (neto de impuestos), para luego restarle los costos de Distribución, Comercialización, Administración Central, IRIC e ICOME para poder compararse con los precios de refinados importados puestos en la puerta de la refinería. En síntesis se tomo un precio en el punto F del ESQUEMA 6-1, donde no se incluye la Administración Central. Por otro lado, se incluye un margen¹²⁹ de comercialización para la importación de refinados, de un 5% sobre el precio (con ICOME) valuado el punto E del ESQUEMA 6-1. Siguiendo esta línea de análisis, se presentan los resultados en el CUADRO 7-22 y GRAFICA 7-28.

CUADRO 7-22 Diferencial Precios Importación versus Precios Producción Nacional (US\$ y US\$/m³)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Precio nacional ex refinería	382.332.194	452.868.827	479.754.946	420.460.919	421.572.274	554.985.439	507.725.408	422.360.211	571.816.747
Precio importado ex refinería	348.196.893	456.097.496	443.341.989	321.517.377	433.774.782	602.503.540	497.385.685	434.418.952	604.630.657
Diferencial Costos	34.135.301	-3.228.668	36.412.957	98.943.542	-12.202.508	-47.518.101	10.339.723	-12.058.741	-32.813.909
Diferencial Costos (US\$/m ³)	15,430	-1,292	14,854	39,504	-4,246	-19,456	4,453	-5,900	-14,487

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

GRAFICA 7-28 Diferencial Precios Importación versus Precios Producción Nacional (US\$/m³)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

¹²⁹ Se sigue el esquema planteado por la URSEA en el punto 2.7: Margen Bruto de Comercialización de Importación.

El CUADRO 7-22 y la GRAFICA 7-28, presentan un escenario muy diferente al que se obtuvo cuando se analizó la refinería por sí sola.

En este sentido, para el período estudiado se concluye que se hubiese ahorrado en promedio US\$ 8.000.000 por año, valuando los precios en la puerta de la refinería. Es de resaltar que la Administración Central, no es tomada en cuenta para este diferencial, dado que se debería comparar con un óptimo de Administración (que escapa al alcance del presente estudio). No obstante y teniendo en cuenta que muchos de los entrevistados argüían un elevado costo administrativo, se recuerda el CUADRO 7-1, donde el costo promedio de la Administración Central, División Combustibles ronda los US\$ 27 millones. Finalmente cabe decir que este esquema de análisis difiere del usualmente utilizado en el medio petrolero, llamado *Netback*¹³⁰.

7.6.2 Logística de Comercialización

Se entiende oportuno recordar, que lo que se denomina Logística de Comercialización es atribuible solamente a las Plantas de Distribución de Combustibles. Ligado a este punto, los antecedentes en general coincidían en que las mismas eran obsoletas para los tiempos actuales. Se argüía que ellas eran más costosas para el ente, que la alternativa de distribución carretera. Sin embargo, el análisis efectuado en el presente estudio, muestra que la diferencia entre ambas alternativas no es significativa en comparación a los volúmenes de dinero manejados para el rubro Comercialización de ANCAP, cabe decir, los US\$ 345.000 de ahorro promedio anual representan tan sólo un 3% del costo total de las plantas.

7.6.3 Comparación Paridad estudio y URSEA

Un punto que se consideró importante mencionar, es que durante el transcurso del armado del presente estudio, la URSEA presentó una metodología de cálculo de paridad de importación, para Uruguay. Esta fue utilizada como insumo en el estudio realizando algunas modificaciones a la misma. En este sentido, en noviembre y diciembre del 2004 este organismo presentó los precios de paridad de importación, los cuales son comparados con el esquema seguido en este estudio, a modo de complemento, con la salvedad que el estudio trabaja en general en dólares norteamericanos corrientes y valuando los montos en el punto F del ESQUEMA 6-1. Cabe señalar que las mayores diferencias¹³¹ registradas, provienen de los precios FOB en los mercados de referencia y de los costos de tancaje. Estas diferencias son expuestas en el siguiente cuadro a modo de resumen.

CUADRO 7-23 Diferencias paridad estudio y URSEA (\$U a precios consumidor final)

	URSEA		ESTUDIO		PRECIO OFICIAL	
	NOV. 2004	DIC. 2004	NOV. 2004	DIC. 2004	NOV. 2004	DIC. 2004
GLP \$/kg.	28,41	26,46	28,27	26,31	25,00	25,00
GASOLINA 95 \$/lt	27,82	26,23	27,77	26,15	29,70	29,64
GAS OIL \$/lt	18,15	16,87	17,80	16,60	18,70	18,65
FUEL OIL \$/m3	9.243,44	8.238,20	8.740,02	7.953,09	7.691,00	7.961,00

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP, URSEA y EIA.

¹³⁰ Para una refinería, el Netback es el precio pagado por el consumidor final, menos los impuestos, costos de mercadeo y distribución desde la refinería al consumidor final. Este estudio modifica la presentación usual, principalmente ligado al problema de la Administración Cental.

¹³¹ Por mayores detalles dirigirse al anexo 10.5, de Paridad de Importación.

7.7 Impacto en la Economía

El presente apartado tiene por objetivo dilucidar cuales son los impactos directos e indirectos en los costos de insumos de cada actividad ante variaciones en los precios de los combustibles. Para este esquema se recuerda que la base para la elaboración de los resultados es la MCS del año 2000, y que las variaciones en los costos/ precios son a nivel del conjunto de derivados, vale decir, no se evalúa las modificaciones diferenciales en los precios de los combustibles.

7.7.1 Resultados Genéricos

La importancia de los combustibles derivados del petróleo, en las actividades de Uruguay, es de un peso significativo. Desde una óptica empresarial, resulta relevante exponer la participación de los principales insumos energéticos en el total de insumos por actividad. Para evaluar esto, se confecciono el CUADRO 7-24.

CUADRO 7-24 Participación combustibles y electricidad en el total de insumos por actividad

	ACTIVIDADES	Gasolinas	Fuel oil	Gas oil	Resto Combust.	Electricidad
1	Agricultura	3%	0%	23%	0%	1%
2	Ganadería	0%	0%	13%	0%	1%
3	Forestación	0%	0%	38%	0%	0%
4	Resto primarios	0%	0%	27%	0%	3%
5	Frigoríficos	0%	1%	0%	0%	2%
6	Lácteos	0%	1%	0%	0%	2%
7	Arroz - cebada cervecera	1%	0%	0%	0%	3%
8	Curtiembres	0%	1%	0%	0%	1%
9	Madera y papel	0%	3%	0%	0%	28%
10	Química básica y plásticos	0%	0%	1%	0%	28%
11	Cerámicas y cemento	1%	7%	1%	2%	43%
12	Exportadoras	0%	1%	0%	0%	17%
13	Mercado interno	1%	0%	2%	0%	13%
14	Importadoras	0%	0%	0%	0%	9%
15	Comercio mayorista	0%	1%	4%	1%	1%
16	Comercio minorista	0%	0%	0%	0%	6%
17	Hoteles y restaurantes	0%	1%	1%	1%	4%
18	Hospitales	0%	0%	0%	0%	1%
19	Otros servicios	1%	0%	3%	0%	5%
20	Construcción	0%	0%	3%	0%	11%
21	Servicios Financieros	0%	0%	0%	0%	1%
22	Refinería	0%	5%	0%	0%	1%
23	Energía eléctrica	0%	8%	3%	0%	36%
24	Gas ¹³²	70%	0%	0%	0%	7%
25	Agua	0%	0%	1%	0%	24%
26	Transporte pasajeros	8%	0%	26%	2%	1%
27	Resto de transporte	5%	0%	28%	1%	1%
28	Transporte ferroviario	0%	0%	14%	1%	0%
29	Comunicaciones	0%	0%	2%	0%	12%

¹³² Por problemas de agregación este sector refleja un insumo de gasolinas que no es correcto. El mismo está ligado a GLP de la propia refinería.

30	Correo	0%	0%	2%	0%	12%
----	--------	----	----	----	----	-----

Fuente: Elaboración propia en base a MCS (año 2000) del Departamento de Economía, Facultad de Ciencias Sociales.

El cuadro anterior, anexa la electricidad, a modo de presentar los dos principales insumos energéticos. Se desprende del mismo, como era de esperar, la gran incidencia que posee el sector petrolero sobre las actividades de transporte (aprox. 35%) y sector primario¹³³ (aprox. 19%).

A lo arriba descrito, se presentan los cuadros 7-25 y 7-26 donde se cuantifica el peso de los combustibles derivados del petróleo como insumo en el Valor Agregado Bruto (VAB) y el Valor Bruto de Producción (VBP) respectivamente.

CUADRO 7-25 Peso insumos derivados del petróleo sobre el VAB de cada actividad

	ACTIVIDADES	
1	Agricultura	34,15%
2	Ganadería	3,67%
3	Forestación	7,74%
4	Resto primarios	14,49%
5	Frigoríficos	2,42%
6	Lácteos	3,01%
7	Arroz - cebada cervecera	3,16%
8	Curtiembres	1,96%
9	Madera y papel	4,52%
10	Química básica y plásticos	1,82%
11	Cerámicas y cemento	10,04%
12	Exportadoras	1,83%
13	Mercado interno	3,09%
14	Importadoras	1,22%
15	Comercio mayorista	1,80%
16	Comercio minorista	0,08%
17	Hoteles y restaurantes	2,57%
18	Hospitales	0,37%
19	Otros servicios	1,44%
20	Construcción	2,62%
21	Servicios Financieros	0,02%
22	Refinería	7,89%
23	Energía eléctrica	3,55%
24	Gas	130,89%
25	Agua	0,39%
26	Transporte pasajeros	18,84%
27	Resto de transporte	33,24%
28	Transporte ferroviario	169,69%
29	Comunicaciones	0,59%
30	Correo	2,06%

Fuente: Elaboración propia en base a MCS (año 2000) del Departamento de Economía, Facultad de Ciencias Sociales.

¹³³ Porcentaje obtenido de ponderar cada actividad por su respectivo VAB.

CUADRO 7-26 Peso insumos derivados del petróleo sobre el VBP de cada actividad

	ACTIVIDADES	
1	Agricultura	14,76%
2	Ganadería	2,88%
3	Forestación	6,42%
4	Resto primarios	9,40%
5	Frigoríficos	0,70%
6	Lácteos	1,11%
7	Arroz - cebada cervecera	1,03%
8	Curtiembres	0,62%
9	Madera y papel	2,12%
10	Química básica y plásticos	0,80%
11	Cerámicas y cemento	5,18%
12	Exportadoras	0,84%
13	Mercado interno	1,50%
14	Importadoras	0,45%
15	Comercio mayorista	1,35%
16	Comercio minorista	0,07%
17	Hoteles y restaurantes	1,40%
18	Hospitales	0,20%
19	Otros servicios	1,14%
20	Construcción	1,43%
21	Servicios Financieros	0,02%
22	Refinería	3,27%
23	Energía eléctrica	2,69%
24	Gas	45,66%
25	Agua	0,28%
26	Transporte pasajeros	12,44%
27	Resto de transporte	16,86%
28	Transporte ferroviario	13,77%
29	Comunicaciones	0,48%
30	Correo	1,12%

Fuente: Elaboración propia en base a MCS (año 2000) del Departamento de Economía, Facultad de Ciencias Sociales.

Lo arriba expuesto relaciona los impactos directos de los combustibles derivados del petróleo en los niveles de actividad. Sin embargo, un punto altamente discutido es el peso que la refinería posee como demandante de insumos uruguayos. Para poder analizar dicho punto, el CUADRO 7-27 expone la participación de insumos de la Refinería. En el se aprecia que casi un 60% de sus insumos (petróleo y derivados) son importados. A nivel nacional, el sector que mayor insumo aporta a la petrolera, es el Comercio Mayorista con un 14,3% (aprox. US\$ 82.000.0000 del año 2000); siendo seguido de lejos por la Construcción con un 6,7% (aprox. US\$ 40.000.0000 del año 2000). En este sentido que se recuerda que este año la refinería comenzó una remodelación con un costo estimado de US\$ 120.000.000 (ver anexo 10.2), por lo que la incidencia en el sector de la construcción se puede considerar coyuntural y no permanente.

CUADRO 7-27 Participación insumos ANCAP

	ACTIVIDADES	
1	Agricultura	0,00%
2	Ganadería	0,00%
3	Forestación	0,00%
4	Resto primarios	0,00%
5	Frigoríficos	0,00%
6	Lácteos	0,00%
7	Arroz - cebada cervecera	0,00%
8	Curtiembres	0,00%
9	Madera y papel	0,01%
10	Química básica y plásticos	0,03%
11	Cerámicas y cemento	0,01%
12	Exportadoras	0,02%
13	Mercado interno	0,13%
14	Importadoras	57,01%
15	Comercio mayorista	14,30%
16	Comercio minorista	0,00%
17	Hoteles y restaurantes	1,14%
18	Hospitales	0,00%
19	Otros servicios	2,33%
20	Construcción	6,72%
21	Servicios Financieros	3,50%
22	Refinería	5,60%
23	Energía eléctrica	0,97%
24	Gas	0,00%
25	Agua	1,28%
26	Transporte pasajeros	0,00%
27	Resto de transporte	3,93%
28	Transporte ferroviario	0,19%
29	Comunicaciones	2,84%
30	Correo	0,00%

Fuente: Elaboración propia en base a MCS (año 2000) del Departamento de Economía, Facultad de Ciencias Sociales.

7.7.2 Impacto directo e indirecto

Este apartado describe el resultado obtenido de aplicar el Modelo de Multiplicadores Contables, a la MCS del año 2000. Los mayores impactos directos e indirectos ante una suba en los precios de los combustibles se dan en las siguientes actividades: Gas (48,6%), Transporte Ferroviario (24,8%), Resto del transporte (18,6%), Agricultura (18%), Transporte de pasajeros (13,45%), Resto primarios (11,18%), Arroz– Cebada Cervecera (9,8%). Le siguen en importancia el sector Cerámica y Cemento (7,65%) y Forestación (7,59%). En el resto de los sectores la incidencia es menor a las actividades expuestas anteriormente¹³⁴.

¹³⁴ La Refinería figura con un impacto del 105,16%, pero debe tenerse en cuenta que de ese valor, 100 puntos son atribuibles al cambio exógeno generado en el sector, por lo que el impacto real imputable a la interacción en la MCS, es solo la diferencia, es decir el 5,16%. Sin embargo, y solo a efectos de exposición, los resultados figurarán con el valor total obtenido.

CUADRO 7-28 Impactos directos e indirectos en la economía Uruguaya

	ACTIVIDADES	%
1	Agricultura	18,08%
2	Ganadería	3,91%
3	Forestación	7,59%
4	Resto primarios	11,18%
5	Frigoríficos	3,36%
6	Lácteos	3,36%
7	Arroz - cebada cervecera	9,80%
8	Curtiembres	2,47%
9	Madera y papel	4,39%
10	Química básica y plásticos	2,52%
11	Cerámicas y cemento	7,65%
12	Exportadoras	2,96%
13	Mercado interno	3,14%
14	Importadoras	2,67%
15	Comercio mayorista	2,00%
16	Comercio minorista	0,27%
17	Hoteles y restaurantes	2,51%
18	Hospitales	1,03%
19	Otros servicios	1,71%
20	Construcción	2,95%
21	Servicios Financieros	0,09%
22	Refinería	105,16%
23	Energía eléctrica	3,75%
24	Gas	48,62%
25	Agua	1,53%
26	Transporte pasajeros	13,45%
27	Resto de transporte	18,61%
28	Transporte ferroviario	24,80%
29	Comunicaciones	0,87%
30	Correo	2,24%

Fuente: Elaboración propia en base a MCS (año 2000) del Departamento de Economía, Facultad de Ciencias Sociales.

El cuadro anterior indica cuanto aumentan los costos de las diversas actividades ante variaciones en los precios de los combustibles. Este escenario de trabajo pauta una relación lineal entre los costos y precios. Vale decir que un aumento en los costos de \$x sea trasladado a los precios finales, modificándose estos en \$x. Esto implica tal cual fue mencionado en el apartado Metodológico que existe capacidad ociosa y coeficientes de producción fijos.

Ahora bien, cabe formularse la interrogante de cuanto pesa este conjunto de variaciones sobre el PIB uruguayo. En este sentido efectuando la sumatoria de cada una de las variaciones de las actividades por su correspondiente VAB, daría un deflactor del PIB ante una variación en los precios de los combustibles. Siguiendo este análisis, una duplicación en los precios de los combustibles haría caer el PIB en un 5,02% o su equivalente a para el año 2000, a US\$ 1.009.425.176.

7.7.3 Impacto en la Economía ante el escenario de Importación para el consumo (costos en punto F)

A partir de lo descrito en el punto 7.7.2, cabe exponer cuales hubiesen sido los aumentos o disminuciones en los costos de las diversas actividades (valuado a precios productor), ante un cambio en los precios de los combustibles, bajo el escenario de Importación estudiado en el apartado 7.3. Este análisis no es más que asignar la variación del vector v detallado en el capítulo 6.8, a la variación de precios de los combustibles. Esta última, se obtiene hallando cuanto representa el ahorro/ desahorro del costo complejo de los refinados, con relación a la facturación histórica neta de impuestos. Se recuerda además, que este escenario estudiaba el diferencial de costos entre importar o producir nacionalmente valuados en el punto F del ESQUEMA 6-1.

CUADRO 7-29 Variación de los costos de las actividades, ante un escenario de Importación para el consumo (1995 – 2003)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Variación Precio combustibles (%)	1,16%	-2,72%	7,11%	-0,87%	3,10%	9,58%	7,61%	5,25%	6,87%
Agricultura	0,21%	-0,49%	1,29%	-0,16%	0,56%	1,73%	1,38%	0,95%	1,24%
Ganadería	0,05%	-0,11%	0,28%	-0,03%	0,12%	0,37%	0,30%	0,21%	0,27%
Forestación	0,09%	-0,21%	0,54%	-0,07%	0,24%	0,73%	0,58%	0,40%	0,52%
Resto primarios	0,13%	-0,30%	0,80%	-0,10%	0,35%	1,07%	0,85%	0,59%	0,77%
Frigoríficos	0,04%	-0,09%	0,24%	-0,03%	0,10%	0,32%	0,26%	0,18%	0,23%
Lácteos	0,04%	-0,09%	0,24%	-0,03%	0,10%	0,32%	0,26%	0,18%	0,23%
Arroz - cebada cervecera	0,11%	-0,27%	0,70%	-0,09%	0,30%	0,94%	0,75%	0,51%	0,67%
Curtiembres	0,03%	-0,07%	0,18%	-0,02%	0,08%	0,24%	0,19%	0,13%	0,17%
Madera y papel	0,05%	-0,12%	0,31%	-0,04%	0,14%	0,42%	0,33%	0,23%	0,30%
Química básica y plásticos	0,03%	-0,07%	0,18%	-0,02%	0,08%	0,24%	0,19%	0,13%	0,17%
Cerámicas y cemento	0,09%	-0,21%	0,54%	-0,07%	0,24%	0,73%	0,58%	0,40%	0,52%
Exportadoras	0,03%	-0,08%	0,21%	-0,03%	0,09%	0,28%	0,23%	0,16%	0,20%
Mercado interno	0,04%	-0,09%	0,22%	-0,03%	0,10%	0,30%	0,24%	0,17%	0,22%
Importadoras	0,03%	-0,07%	0,19%	-0,02%	0,08%	0,26%	0,20%	0,14%	0,18%
Comercio mayorista	0,02%	-0,05%	0,14%	-0,02%	0,06%	0,19%	0,15%	0,10%	0,14%
Comercio minorista	0,00%	-0,01%	0,02%	0,00%	0,01%	0,03%	0,02%	0,01%	0,02%
Hoteles y restoranes	0,03%	-0,07%	0,18%	-0,02%	0,08%	0,24%	0,19%	0,13%	0,17%
Hospitales	0,01%	-0,03%	0,07%	-0,01%	0,03%	0,10%	0,08%	0,05%	0,07%
Otros servicios	0,02%	-0,05%	0,12%	-0,01%	0,05%	0,16%	0,13%	0,09%	0,12%
Construcción	0,03%	-0,08%	0,21%	-0,03%	0,09%	0,28%	0,22%	0,15%	0,20%
Servicios Financieros	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,00%	0,01%
Refinería	1,22%	-2,87%	7,48%	-0,92%	3,26%	10,07%	8,01%	5,52%	7,22%
Energía eléctrica	0,04%	-0,10%	0,27%	-0,03%	0,12%	0,36%	0,29%	0,20%	0,26%
Gas	0,56%	-1,32%	3,46%	-0,42%	1,51%	4,66%	3,70%	2,55%	3,34%
Agua	0,02%	-0,04%	0,11%	-0,01%	0,05%	0,15%	0,12%	0,08%	0,11%
Transporte pasajeros	0,16%	-0,37%	0,96%	-0,12%	0,42%	1,29%	1,02%	0,71%	0,92%
Resto de transporte	0,22%	-0,51%	1,32%	-0,16%	0,58%	1,78%	1,42%	0,98%	1,28%
Transporte ferroviario	0,29%	-0,68%	1,76%	-0,22%	0,77%	2,38%	1,89%	1,30%	1,70%
Comunicaciones	0,01%	-0,02%	0,06%	-0,01%	0,03%	0,08%	0,07%	0,05%	0,06%
Correo	0,03%	-0,06%	0,16%	-0,02%	0,07%	0,21%	0,17%	0,12%	0,15%

Fuente: Elaboración propia en base a MCS (año 2000) del Departamento de Economía, Facultad de Ciencias Sociales.

Lo anteriormente expuesto, demuestra que los impactos en los costos de las actividades no hubiesen sido de gran magnitud, bajo el escenario simulado. Cabe destacar que las variaciones de mayor incidencia (sin considerar las actividades de refinería y gas) hubiesen sido en el sector transporte y agropecuario. Se percibe que en promedio los costos de los insumos valuados a precios de productor hubiesen aumentado. Igualmente se entiende apropiado cuantificar dichas variaciones en dólares corrientes, recordando que esta aproximación toma la estructura económica del año 2000 y por ende los insumos utilizados por cada sector son los correspondientes de dicho año, que se extrapolan para el resto de los años estudiados.

CUADRO 7-30 Variación costo insumos a precios de productor ante un escenario de importación para consumo (US\$ corrientes del año 2000)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total variación insumos	11.987.551	-28.145.480	73.496.354	-9.016.067	31.993.165	98.963.175	78.635.972	54.225.368	70.924.771

Fuente: Elaboración propia en base a MCS (año 2000) del Departamento de Economía, Facultad de Ciencias Sociales.

El CUADRO 7-30 expone un claro aumento de los costos totales de los insumos, arrojando en promedio un aumento de US\$ 42.500.000.

7.7.4 Impacto en la Economía ante el escenario de Importación para el consumo (precios en el punto F)

Luego de los resultados establecidos en el apartado 7.6 sobre “Resultados Obtenidos vs. Antecedentes”, se entiende que la cuantificación en el impacto en la economía de dicho diferencial resulta obligada. En este sentido se siguió el mismo esquema que el precedente apartado, modificando los diferenciales en precios según consta en el CUADRO 7-22.

CUADRO 7-31 Variación de los costos de las actividades, ante un escenario de Importación para el consumo valuado a precios (1995 – 2003)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Variación Precio combustibles (%)	-5,89%	0,49%	-5,29%	-14,97%	1,87%	6,19%	-1,48%	2,22%	4,63%
Agricultura	-1,06%	0,09%	-0,96%	-2,71%	0,34%	1,12%	-0,27%	0,40%	0,84%
Ganadería	-0,23%	0,02%	-0,21%	-0,59%	0,07%	0,24%	-0,06%	0,09%	0,18%
Forestación	-0,45%	0,04%	-0,40%	-1,14%	0,14%	0,47%	-0,11%	0,17%	0,35%
Resto primarios	-0,66%	0,06%	-0,59%	-1,67%	0,21%	0,69%	-0,17%	0,25%	0,52%
Frigoríficos	-0,20%	0,02%	-0,18%	-0,50%	0,06%	0,21%	-0,05%	0,07%	0,16%
Lácteos	-0,20%	0,02%	-0,18%	-0,50%	0,06%	0,21%	-0,05%	0,07%	0,16%
Arroz - cebada cervecera	-0,58%	0,05%	-0,52%	-1,47%	0,18%	0,61%	-0,14%	0,22%	0,45%
Curtiembres	-0,15%	0,01%	-0,13%	-0,37%	0,05%	0,15%	-0,04%	0,05%	0,11%
Madera y papel	-0,26%	0,02%	-0,23%	-0,66%	0,08%	0,27%	-0,06%	0,10%	0,20%
Química básica y plásticos	-0,15%	0,01%	-0,13%	-0,38%	0,05%	0,16%	-0,04%	0,06%	0,12%
Cerámicas y cemento	-0,45%	0,04%	-0,40%	-1,14%	0,14%	0,47%	-0,11%	0,17%	0,35%
Exportadoras	-0,17%	0,01%	-0,16%	-0,44%	0,06%	0,18%	-0,04%	0,07%	0,14%
Mercado interno	-0,19%	0,02%	-0,17%	-0,47%	0,06%	0,19%	-0,05%	0,07%	0,15%
Importadoras	-0,16%	0,01%	-0,14%	-0,40%	0,05%	0,17%	-0,04%	0,06%	0,12%
Comercio mayorista	-0,12%	0,01%	-0,11%	-0,30%	0,04%	0,12%	-0,03%	0,04%	0,09%
Comercio minorista	-0,02%	0,00%	-0,01%	-0,04%	0,01%	0,02%	0,00%	0,01%	0,01%
Hoteles y restaurantes	-0,15%	0,01%	-0,13%	-0,38%	0,05%	0,16%	-0,04%	0,06%	0,12%
Hospitales	-0,06%	0,01%	-0,05%	-0,15%	0,02%	0,06%	-0,02%	0,02%	0,05%
Otros servicios	-0,10%	0,01%	-0,09%	-0,26%	0,03%	0,11%	-0,03%	0,04%	0,08%
Construcción	-0,17%	0,01%	-0,16%	-0,44%	0,06%	0,18%	-0,04%	0,07%	0,14%
Servicios Financieros	-0,01%	0,00%	0,00%	-0,01%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
Refinería	-6,19%	0,52%	-5,57%	-15,75%	1,96%	6,51%	-1,55%	2,34%	4,87%
Energía eléctrica	-0,22%	0,02%	-0,20%	-0,56%	0,07%	0,23%	-0,06%	0,08%	0,17%
Gas	-2,86%	0,24%	-2,57%	-7,28%	0,91%	3,01%	-0,72%	1,08%	2,25%
Agua	-0,09%	0,01%	-0,08%	-0,23%	0,03%	0,09%	-0,02%	0,03%	0,07%
Transporte pasajeros	-0,79%	0,07%	-0,71%	-2,01%	0,25%	0,83%	-0,20%	0,30%	0,62%
Resto de transporte	-1,10%	0,09%	-0,99%	-2,79%	0,35%	1,15%	-0,27%	0,41%	0,86%
Transporte ferroviario	-1,46%	0,12%	-1,31%	-3,71%	0,46%	1,54%	-0,37%	0,55%	1,15%
Comunicaciones	-0,05%	0,00%	-0,05%	-0,13%	0,02%	0,05%	-0,01%	0,02%	0,04%
Correo	-0,13%	0,01%	-0,12%	-0,34%	0,04%	0,14%	-0,03%	0,05%	0,10%

Fuente: Elaboración propia en base a MCS (año 2000) del Departamento de Economía, Facultad de Ciencias Sociales.

Lo anteriormente expuesto, demuestra que los impactos en los costos de las actividades no hubiesen sido de gran magnitud, bajo el escenario simulado. Sin embargo y a diferencia del punto 7.7.3 donde se registraba un promedio de aumento en los costos, bajo este esquema sucede lo opuesto. En cuanto a las incidencias, los sectores mas afectados son los mismos, dado que los coeficientes de producción se mantienen fijos bajo la metodología utilizada. Igualmente se entiende apropiado cuantificar dichas variaciones en dólares corrientes, recordando que esta aproximación toma la estructura económica del año 2000 y por ende los insumos utilizados por cada sector son los correspondientes de dicho año, que se extrapolan para el resto de los años estudiados.

CUADRO 7-32 Variación costo insumos a precios de productor ante un escenario de importación para consumo valuado a precios (US\$ corrientes del año 2000)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total variación insumos	-60.832.184	5.110.933	-54.687.330	-154.690.159	19.295.010	63.948.137	-15.263.934	22.969.991	47.815.621

Fuente: Elaboración propia en base a MCS (año 2000) del Departamento de Economía, Facultad de Ciencias Sociales.

Siguiendo la linealidad de exposición, el CUADRO 7-32 expone una disminución de los costos totales de los insumos, arrojando en promedio una reducción de US\$ 14.000.000.

A modo de conclusión, se puede decir que los impactos en la economía son negativos en promedio si analizamos solamente los costos de refinación nacional versus la importada, mientras que si lo que se observa son los precios (yendo para atrás desde los precios finales al punto F del ESQUEMA 6-1), se obtiene un impacto positivo en la economía. Este punto no hace mas que enfatizar la importante diferencia entre un análisis de costos de producción, y precios en la puerta de la refinería (punto F). A esto se entiende apropiado recordar las pérdidas generadas por swaps de petróleo en 1998 y ganancias asociadas a los años 1999, 2000 y 2001.

8. Conclusiones

A modo de repaso se exponen las hipótesis del presente trabajo:

I) Hipótesis vinculadas a los procesos de producción y/o importación:

- a. En el período de estudio (1995-2003) resulta más costoso importar los refinados del petróleo que refinar la misma cantidad en ANCAP.
- b. En el período de estudio (1995-2003) resulta más costoso importar los refinados del petróleo en su totalidad que seguir el actual esquema de ANCAP que involucra refinación nacional e importación.
- c. En el período de estudio (1995-2003) resulta más costoso importar los refinados del petróleo para el consumo nacional (excluyendo exportación) que seguir el actual esquema de ANCAP que involucra refinación nacional e importación.

III) Hipótesis vinculadas al proceso de distribución física de los refinados:

- d. En el período de estudio (1995 – 2003) resulta más costoso transportar por carretera los combustibles vendidos por la planta de Paysandú desde La Tablada que seguir el esquema histórico que hace uso de dicha planta y su sistema de abastecimiento.
- e. En el período de estudio (1995 – 2003) resulta más costoso transportar por carretera los combustibles vendidos por la planta de Juan Lacaze desde La Tablada que seguir el esquema histórico que hace uso de dicha planta y su sistema de abastecimiento.
- f. En el período de estudio (1995 – 2003) resulta más costoso transportar por carretera los combustibles vendidos por la planta de Treinta y Tres desde La Tablada que seguir el esquema histórico que hace uso de dicha planta y su sistema de abastecimiento.
- g. En el período de estudio (1995 – 2003) resulta más costoso transportar por carretera los combustibles vendidos por la planta de Durazno desde la Tablada que seguir el esquema histórico que hace uso de dicha planta y su sistema de abastecimiento.

Siguiendo lo arriba expuesto, se puede afirmar que las 3 primeras hipótesis vinculadas a los procesos de producción y/o importación son confirmadas.

Por otro lado y vinculadas al proceso de distribución física de los refinados, se puede decir que la hipótesis d) es confirmada, mientras que las otras 3: e), f) y g) son refutadas.

En este sentido, se ha demostrado que la Refinería de la Teja resulta en general menos costosa para el país que la importación de refinados del petróleo en el período de estudio. Las opiniones vertidas en sentido contrario, se entiende sean atribuibles a una comparación de precios finales y no a lo que estrictamente implica el costo de refinación en Uruguay. Esta diferencia entre precios y costos, es entendida como el principal punto de desencuentro entre los agentes que debatieron sobre la alternativa de importar o refinar en Uruguay. Sin embargo y tal cual se mencionó a lo largo del trabajo, no es correcto inferir ineficiencias en el proceso de refinación de ANCAP, realizando análisis basados en precios.

Por lo expuesto, los resultados obtenidos confirman que las diferencias en los precios finales de los combustibles derivados del petróleo en Uruguay comparados con referentes internacionales, no son atribuibles a los costos de producción ni a la utilización de las plantas del interior del país. Estas diferencias estriban en primer lugar, en los altos impuestos aplicados a los precios de ANCAP (IMESI e IVA), para pasar luego a los costos fiscales que se funden en los procesos productivos (extracostos, transferencias a rentas generales, etc.) haciendo difuso el verdadero costo del ente y perjudicando la reputación de una empresa que actualmente factura cerca de un 8% del PIB Uruguayo.

Se entiende que para poder mejorar el sector de energéticos derivados del petróleo en Uruguay, se debería sincerar los costos reales de ANCAP, de los impuestos por el Estado. Una modificación impositiva, donde simplemente se grave el producto final, despojando los costos reales del ente, de los fiscales, podrían limpiar la cadena comercial de costos tergiversados políticamente, manteniendo la recaudación fiscal intacta. Paso seguido, se podría abrir la competencia del mercado uruguayo, pero siempre luego de haber retirado el lastre impuesto por el propio estado. La apertura comercial, sin las modificaciones necesarias que permitan la competencia en igualdad de condiciones, podrían acarrear un alto costo al país.

A lo expuesto cabe realizar una serie de puntualizaciones que se consideran de peso. En primer lugar el análisis efectuado no estaría estableciendo si la refinería es eficiente o no. Lo único que plantea es si es más o menos costoso importar que producir dado el esquema histórico vigente. Lo mismo ocurre en lo que atañe a la logística de comercialización, pero comparando el sistema logístico histórico versus el transporte carretero.

También cabe señalar que este estudio trabaja con escenarios hipotéticos que distan de la realidad histórica. Es decir, si efectivamente se deseara sustituir la actividad nacional productiva por la importada, se deberían realizar una serie importante de cambios los cuales no son contemplados en la presente. Lo mismo correría para una modificación de la logística de comercialización. Por lo tanto se entiende necesario explicitar algunos de estos puntos no contemplados, sin intentar ser taxativo en su enumeración:

1) Ampliación calado del puerto de La Teja.

En el estudio se trabaja siguiendo el esquema de la URSEA, el cual trabaja con el actual calado. Esto implica un aumento de los costos al tener que trabajar con buques de poco tonelaje, y sumado a esto el uso del alije. De desearse importar la producción nacional, se debería proceder al dragado del puerto a modo de facilitar un esquema más dinámico y económico. Este estudio no toma en consideración este problema.

2) Ampliación estructura logística del puerto de La Teja

Asociado al punto anterior, se debería instrumentar modificaciones para poder operar un volumen significativamente mayor al estipulado históricamente. De no ser así se generaría un “cuello de botella” con los puntos 1 y 2. A modo sencillo, el consumo promedio nacional implica un volumen de 2.300.000 m³ de refinados anuales. Si estos fuesen importados en embarcaciones de 30.000 TPM, se requeriría una cantidad de aproximadamente 75¹³⁵ embarcaciones, dando un promedio aproximado de un buque cada 5 días. Este problema nuevamente no es contemplado en el presente estudio.

¹³⁵ Partiendo del promedio de consumo nacional en el período de estudio, se efectúa un promedio ponderado de las densidades de los 4 agregados de combustibles acorde a su consumo, para luego ser dividido entre embarcaciones de 30.000 TPM.

3) Ampliación del tancaje del complejo La Teja/ Planta de la Tablada

Factor crucial a nivel de seguridad energética. Un desabastecimiento de combustible siendo este un ingrediente fundamental en la economía, podría ocasionar serios problemas sociales y una pérdida importante del PIB. Ante un escenario de importación total, no se podría utilizar el “blending¹³⁶” de refinados intermedios para satisfacer las variaciones de la demanda. Siendo así se requeriría disponer de un stock mayor de los refinados para evitar desabastecimientos. Esto encarecería el costo de almacenaje al requerirse una desinstalación por un lado (plantas interior) concomitantemente con una ampliación de tanques en la Teja y la Tablada.

Este problema no es contemplado en el presente estudio y se parte del supuesto que la estructura de tancaje podría manejar un cambio de sistema.

4) Eliminación de la estructura productiva desde José Ignacio al complejo de Refinación junto con las plantas del interior

Se parte del supuesto que ante un escenario de importación total, la estructura productiva nacional no existe por lo que se evita caer en los problemas de liquidación de activos, pérdidas asociadas a ello, etc. Lo mismo ocurre con el caso de las plantas de distribución del interior del país.

5) Eliminación del personal asociado a estos procesos productivos/ logísticos

Punto crítico, dada la importante cantidad de personal capacitado ligado especialmente al proceso productivo. La eliminación de la producción nacional acarrearía graves problemas a los empleados siendo los más perjudicados aquellos que poseen una capacitación específica, lo que limitaría su absorción en otros sectores productivos nacionales. Este punto es nuevamente obviado suponiendo que la estructura productiva y su personal asociado no existe en un esquema de importación/ distribución desde la Tablada.

6) Otros varios

En este punto estarían comprendidos los aspectos tales como la función estratégica de la refinería. Para calcular el “costo estratégico” que implica la interrupción del suministro de refinados (por ejemplo por conflictos bélicos), se debería asignar una probabilidad a dicha ocurrencia y a su vez multiplicar dicha probabilidad por el costo que acarrearía dicha interrupción en la economía, siendo el factor tiempo muy relevante en el análisis. Este esquema podría cuantificar dicho “costo estratégico” a modo de aproximación.

Además de este costo, existen otros elementos tales como efectos de “spill over”¹³⁷ asociados a la producción nacional, proveedores locales, evaluación social de proyectos, etc. Los mismos no son desconocidos pero a efectos prácticos no son tratados explícitamente.

¹³⁶ Mezclado

¹³⁷ Efecto derrame.

A modo de conclusión, se entiende que lo que se ha debatido estos últimos años sobre la ineficiencia de la Refinería de la Teja, no representaba en absoluto el principal problema asociado a los altos precios de los refinados en Uruguay. Como todo análisis sería deseable que la atención se centrara en los verdaderos problemas de ANCAP que no distan tanto del resto de las empresas públicas. Esto podría resumirse en dos puntos:

- 1) Los costos del estado impuestos a las empresas públicas, los cuales no permiten competir a las mismas, en igualdad de condiciones ante empresas privadas,
- 2) El grave inconveniente de operar bajo el régimen de derecho público¹³⁸ limitando su accionar en un mundo caracterizado por el alto dinamismo y competitividad.

¹³⁸ El pasaje a derecho privado, se refiere al marco legal sobre el que operaría la misma, y no el pasaje de la propiedad estatal a privada.

9. Bibliografía

Aboal Diego, (2001), "Elasticidad de Corto y Largo Plazo de la Demanda de Gasolina en Uruguay: Una Aplicación de Modelos de Corrección de Error", (versión preliminar) CINVE.

Adelman, M.A. (1994) "The world oil market: Past and Future", The Energy Journal, volume 15

Altomonte H. y Rogat J. (2004) "Fuel Pricing Policies in South America and México", ECLAC, UNEP RISO CENTRE.

Amengual, D. y Cubas, G., (2002), "Imposición optima a las naftas y el Gas oil, Una estimación de las demandas de combustibles para transporte en Uruguay", Trabajo Monográfico, Universidad de la República, Facultad de Ciencias Económicas y Administración.

ANCAP, Memorias y Balances 1995 – 2003

ANP (Agencia Nacional del Petróleo), Brasil, "La defensa de la concurrencia en el Mercado de Combustibles". www.anp.br

Antmann, Pedro, Ponencias técnicas del seminario "E N E R G Í A: aportes hacia una política de Estado" "Situación presente y perspectivas del sector energía en Uruguay y en la Región Cono Sur. Propuestas para optimizar el aprovechamiento de las posibilidades de inversión directa en la infraestructura del sector", <http://www.agendauruguay.org.uy/agenda/energia/energia.htm>.

Aranguren, J.J. (2002), "Seminario: Mercado de Combustibles líquidos en Argentina". http://www.iae.org.ar/seminario_schammah.pdf.

Asociación de Ingenieros Químicos del Uruguay, "La Energía y la Actividad de Refinación en el Uruguay", trabajo que se empezó a preparar en una comisión de la AIQ con vistas a presentarlos en un seminario auspiciado por la fundación 1815 presidida por el Gral. Seregni a fines del 2001, pero finalmente no se logró presentar.

Atkinson, A.B y J.E. Stiglitz (1980), "Lectures on Public Economics". McGraw-Hill, Londres.

Bergara, M. (1999), "El Marco Institucional, el Proceso Económico y los Servicios Públicos", Universidad ORT.

Burdette, M. Zyren, J. (2003) "Gasoline price pass-through", www.eia.doe.gov

Cabral, L. (1997) "Economía Industrial", Universidad Nova de Lisboa, Editorial McGraw-Hill

Chiang, C.A. (1999) "Métodos Fundamentales de Economía Matemática", Universidad de Connecticut, Editorial Mc.Graw-Hill, Tercera Edición.

Coloma, G. (1999), "Análisis del comportamiento del mercado Argentino de combustibles líquidos", Universidad del CEMA.
http://www.aaep.org.ar/espa/anales/pdf_98/coloma.pdf.

Cristini, M, Moya R. y Bermúdez, G. (diciembre de 2002)"Documento de Trabajo N° 75 Infraestructura y costos de logística en la Argentina *FIEL*(La Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas) Buenos Aires,
www.fiel.org/publicaciones/Documentos/

De Oliveira, A., Guimaraes C. "A framework for the assessment of the oil price".

Diamond, P.A. y Mirrless, J.A. (1971) "Optimal Taxation and Public Production", American Economic Review, 61,8-27,261-278.

Dirección Nacional de Energía (DNE), www.dne.gub.uy

Dromi, R. (1997) "Empresas Públicas de estatales a privadas" Ediciones Ciudad Argentina, Buenos Aires.

Dumont, JC. (2000) "SAM Multiplier Analysis",
http://132.203.59.36/PEP/Group/mpia-rain/SAM_fichiers/FicheMultiplificateur.pdf

EIA, (2002) "Gasoline type proliferation and price volatility", www.eia.doe.gov

EIA, (2004) "Petroleum Supply Annual 2003", www.eia.doe.gov

EIA, "Oil Market Basics: A primer on oil markets combined with hotlinks to oil price and volume data available on the Internet" (Office of Oil and Gas, Energy Information Administration), <http://www.eia.doe.gov>

Espinosa, A. Política energética y combustibles: los temas en discusión,
(<http://www.ps.org.uy/correo/correo0110-09.htm>).

Facultad de Ciencias Económicas y de Administración, UDELAR (2004), Tomos 1-4 de Contabilidad de Costos, Oficina de Apuntes del CECEA.

Fuentes, R, Paredes, R. y Vatter J. (1994), "Desregulación y Competencia en el Mercado de la Gasolina", Estudios Públicos, 56, Chile.
http://www.cepchile.cl/dms/archivo_1391_173/rev56_fuentes.pdf.

Guichon, D.F., (2002), "Mercados de Combustibles en la Argentina", Director Nacional de Economía de los Hidrocarburos, Ministerio de Economía.
http://www.globalcompetitionforum.org/regions/s_america/Argentina/mercadodecombustibles.pdf.

Guinovart Firpo, B. R. VIII (28-31 Oct. 2003), "La modernización de recursos humanos en el marco de una administración pública orientada a resultados: un reto para la gobernabilidad", Congreso Internacional del CLAD sobre la Reforma del Estado y de la Administración Pública, Panamá. pág.6.
<http://unpan1.un.org/intradoc/groups/public/documents/CLAD/clad0047410.pdf>.

Harberger, A. "The Fundamentals of economic progress in the underdeveloped countries", American Economic Association, p.134-146.

Hirshleifer, J. y Glazer, A. (1994) "Microeconomía, Teoría y Aplicaciones", quinta edición.

Hossein, Y. (1984) "The effect of the discount rate on depletion of exhaustible resources", Journal of Political Economy, volume 92. p. 841-851.

I.M. Crawford, I.M. (1977) "Decisiones del mercadeo agrícola y de alimentos en países en vías de desarrollo", Capítulo 8 Gestión del Canal y Distribución Física. www.rlc.fao.org/prior/desrural/mercadeo/Cap8.PDF

Laens, S. y Rius, A. (octubre de 1991), CINVE, "Un instrumento para el análisis estructural: La Matriz de Contabilidad Social", SUMA 6(11);59-87, Montevideo.

Lattanzio, S. (octubre 2001). "Prospectiva Tecnológica del Uruguay 2015, Sector energía, Segmento Refinación" .

Madanmohan Ghosh, M. Whalley, J. (2000) "STATE-OWNED ENTERPRISES, SHIRKING AND TRADE LIBERALIZATION", <http://www.nber.org/papers/w7696>

Marquez, D.M. (2000), "El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo y el Mercado de Derivados en Chile", Division de Recursos Naturales e Infraestructura, Proyecto, CEPAL/OLADE. www.eclac.cl

Martínez, A. (1984) "Diccionario del Petróleo Venezolano", Editorial Ateneo de Caracas.

Ministerio de Transporte y Obras Públicas, Instituto de Planificación de Transporte e Infraestructura (1999) " Estudio de Integración Regional en el Transporte de Carga" Informe Final Uruguay.

Mira, J. (2001) "Gestión del Transporte" Centro Intermodal de Logística S.A (CILSA) Instituto de Logística Iberoamericano (ILI)

Montaño, C.Q. (2004), "Evolución de la Política de Precios de los Combustibles Líquidos y Proyecciones UPME", Subdirector de Planeamiento Energetico UPME, Colombia. [http://www.minminas.gov.co/minminas/pagesweb.nsf/0/60851b536b8540b105256ee0004a3d91/\\$FILE/SecHidroc.pdf](http://www.minminas.gov.co/minminas/pagesweb.nsf/0/60851b536b8540b105256ee0004a3d91/$FILE/SecHidroc.pdf).

Oficina de Apuntes del CECEA, (1996), Materia "Economía Descriptiva I, Libro Número 1, INSUMO PRODUCTO", Facultad de Ciencias Económicas y Administración.

OLADE, (1997), "Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Enfoques para la Política Energética. www.eclac.cl

OLADE, ARPEL, THE WORLD BANK, (2002) "Latin American and Caribbean Refinery Sector Development Project", Apendix C, Region 3. [http://wbln0018.worldbank.org/esmap/site.nsf/files/226-02+LAC+-+Annex+-+Refinery+Sector+Development+Report.pdf/\\$FILE/226-02+LAC+-+Annex+-+Refinery+Sector+Development+Report.pdf](http://wbln0018.worldbank.org/esmap/site.nsf/files/226-02+LAC+-+Annex+-+Refinery+Sector+Development+Report.pdf/$FILE/226-02+LAC+-+Annex+-+Refinery+Sector+Development+Report.pdf).

Patiño, E. (2003) ¿Pueden bajar los combustibles? 3a. Conferencia - Ciclo 2003, KPMG Uruguay.

PetroPerú: (1996), "Venta de la Refinería La Pampilla, Economía Política de la Privatización", Publicado en Revista de la Facultad de Ciencias Económicas de la UNMSN.

http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtual/libros/CSociales/Privatizacion/cap_3.htm

Porteiro, Julio César (2003); "Evaluación de proyectos de inversión, Perspectiva Empresarial" FCU, primera edición.

Posner, R.A. (1974), "The Social Cost of Monopoly and Regulation", NBER Working Paper. www.nber.org

Pyatt, G. & Thorbecke, E. (1976), "Planning Techniques for A Better Future", Geneva: International Labour Office.

Rico, R.M, Pérez, E. A. (Octubre de 2000), XV JORNADA DE ECONOMIA, BANCO CENTRAL DEL URUGUAY. LA DESREGULACION DEL MERCADO ENERGÉTICO. www.bcu.gub.uy

Roland – Holst, D.W y Ferran, S. (2001), "Modeling Prices in a SAM Structure", <http://pareto.uab.es/fsancho/Papers/RevEconStat95.pdf>.

Round, J. (2004), "Social Accounting Matrices and SAM-based Multiplier Analysis", *Department of Economics, University of Warwick, United Kingdom*

S.Berg y J. Tschirtart (1988), "Natural Monopoly Regulation, Principles and Practice", Cambridge University Press, www.ceterisparibus.net/arsiv/h_sen9.pdf

Sancho, F. y Cardenote M. A. (2004) "The missing link in key sectors análisis". <http://pareto.uab.es/wp/2004/63104.pdf>

Sapag, N, Sapag R. (2000) "Preparación y Evaluación de Proyectos" cuarta edición, McGraw Hill.

SEN, H. (1996) "Social Accounting Matrix (SAM) and its implications for macroeconomic planning", Unpublished Assessed Article, Bradford University, Development Project Planning Centre (DPPC), Bradford, UK

Shantong, L. Ying, G. y Jianwu, H. (2004) " SAM-based Multiplier Análisis for China`s Economy", Development Reserch Center, The State Council, P.R.C. <http://inforumweb.umd.edu/WorkPaper/INFORUM/Internacional/IWCXII/Papers/Li/Li.pdf>

Shell Internationale Petroleum Maastchappij B.V., The Hague (1987), "A glossary of terms for manufacturing economics".

Stolovich, L. Ponencias técnicas del seminario "E N E R G Í A: aportes hacia una política de Estado", "Empresas públicas energéticas: Protagonismo Estratégico o Marginalización". <http://www.agendauruguay.org.uy/agenda/energia/energia.htm>

Talvi, E. El monopolio de los servicio públicos: ¿cuánto le cuesta a los uruguayos?, <http://www.agendauruguay.org.uy/agenda/energia/energia.htm>

Tierno, A. “Una visión global sobre el futuro del petróleo y el gas natural como fuentes energéticas”, exposición realizada en la II Reunión de Geología Ambiental y Ordenamiento Territorial del MERCOSUR”.

Varian, Hal R. (1996) “Microeconomía Intermedia, un enfoque actual”, cuarta edición, University of California, Berkeley.

Sitios Web mas relevantes:

ANCAP, www.ancap.com.uy

Banco Central del Uruguay, www.bcu.gub.uy

Council of Supply Chain Management Professionals (CSCMP), www.cscmp.org

Dirección Nacional de Energía, www.dne.gub.uy

Dirección Nacional Impositiva, www2.dgi.gub.uy

Energy Information Administration, www.eia.doe.gov

Platt's, www.platts.com

Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua, www.ursea.gub.uy

10. ANEXOS

10.1 Fuente datos

Para la confección del presente trabajo, se debió recurrir a una gran cantidad de fuentes de datos. Las mismas por tener variados criterios de registración, ocasionaron que mucha de la información registrara diferencias persistentes que no seguían ningún patrón regular.

Por otro lado, al estar circunscripto el estudio, al ente estatal, mucha de la información proviene necesariamente del mismo ente. Esto sucede con los datos ligados a:

- Costos de la empresa
- Parte del World Scale base y su variación
- Otros datos de fletes

A esta fuerte dependencia del ente estatal, se debe sumar a que algunos datos de fletes marítimos fueron estimados al no poder obtener la totalidad de los datos para el período de estudio.

Estos problemas con los datos, se deben en parte a que las empresas internacionales que se dedican a brindar dicha información, cobran la misma a valores elevados para ser costeados por trabajos netamente académicos.

Es de resaltar que la mayor parte de los datos utilizados en el presente trabajo provienen de fuentes confiables al ser usados los balances y estados contables oficiales del ente, los cuales fueron muy amablemente facilitados para este trabajo. El resto de los datos que resultan de estimaciones y datos brindados por el ente exclusivamente para este trabajo fueron analizados y probados en la medida de lo factible, de modo de evitar caer en errores contables que distorsionaran el trabajo.

Sin embargo y con relación a lo anterior, este trabajo no pretende ni tiene intención alguna de ser una auditoria de ANCAP. Lo que si se pretende es arrojar luz a un debate que convulsionó la sociedad Uruguaya durante el 2001, 2002 y 2003, mediante un análisis micro y macroeconómico.

En este sentido los principales proveedores de información fueron:

- ANCAP
- DNE
- EIA
- URSEA
- AFLECOM S.A

10.2 Resumen de actividades efectuadas por ANCAP en el período 1994 - 2003

AÑO 1994

Precio promedio del Crudo: U\$S 16.51/BI¹³⁹

En el año 94 la refinería no opero debido a una remodelación general lo que implico que en todo ese año los combustibles derivados del petróleo fueran importados.

AÑO 1995

Precio promedio del Crudo: U\$S 16.71/BI

Inicio de actividades de la refinería remodelada. Hay que tener en cuenta que las unidades se fueron incorporando de apoco hasta lograr la configuración óptima. Debido a esto último se suplió la producción nacional con importaciones. Después de haberse alcanzado la configuración optima, la remodelación permitió un aumento de la producción respecto de años anteriores. Durante los primeros meses del año se procedió a la puesta en marcha y servicio de la refinería por lo que fue en esos primeros meses donde se importo más.

Obras: Construcción de tanques de gasolina (20000 m³) y Gas oil (30000 m³) en la teja y instalaciones anexas para movimiento y exportación de gasolina. Comenzaron la construcción de una esfera de gas licuado en la tablada (2500 m³). Se terminó la construcción de un tanque de deslastre de 5000 m³ en Jose Ignacio.

AÑO 1996

Precio promedio del Crudo: U\$S 19.96/BI

El caudal de procesamiento se vio afectado debido a que la refinería no operó con su configuración completa, debiéndose recurrir a importaciones de derivados.

Obras: Nuevo sistema de expedición automática en la Tablada, remodelación del muelle de la teja (aumento de caudal de GLP, etc.)

AÑO 1997

Precio promedio del Crudo: U\$S 17.33/BI

La refinería operó utilizando su configuración completa en este año. La producción tuvo un leve descenso respecto del año 1996 debido a un paro programado de unidades. El suministro del mercado interno se completó con importaciones.

Obras: En la teja se culminaron las obras de cargadero de Jet A1, nuevas calderas de Usina de vapor, etc. En la tablada se terminó el nuevo sistema de expedición de combustibles.

AÑO 1998

Precio promedio del Crudo: U\$S 14.39/BI

Se inició el proyecto de remodelación de la Refinería de la Teja que hará posible la producción de gasolina sin plomo. En cuanto a las condiciones de performance de la refinería se obtuvieron índices de caudal procesado y conversión superiores al año anterior. Esto se debió a que no hubo paros por mantenimiento a lo largo del año. Se perdió dinero por la operativa de Swaps de crudo, dado que el mismo cayo fuertemente dicho año.

Obras: Compra e instalación de tres tanques de crudo, construcción de un oleoducto para gas licuado, construcción de tanques metálicos para la tablada, hubo también remodelaciones en las plantas del interior del país.

¹³⁹ BI, sigla que refiere al Barril

AÑO 1999

Precio promedio del Crudo: U\$S 16.27/BI

El año 99 para la refinería pauto un proceso de consolidación de su operación y se continuo con el proceso de mejora de los indicadores de gestión. La producción tuvo un descenso debido a un paro programado por mantenimiento de unidades. Este paro fue el causante de una mayor importación de refinados (gasolinas y Jet A1).

Obras: Finalizaron los trabajos previos para iniciar el Sistema de Existencias y Movimientos de crudos y derivados del petróleo (SEM) a saber:

- Instalación de equipos de tele medición en todas las plantas de distribución del interior del país y La Tablada
- Reforma del cargadero de camiones en la teja
- Adecuación de tanques de crudo en la teja y José Ignacio
- Cargadero de camiones en Juan Lacaze

También culminaron los trabajos de construcción de tanques para gasolinas eco-supra en la tablada, despacho de Fuel oil en el muelle.

En el área contable se implementa el sistema S.A.P. a partir de el 1ero de septiembre de ese año.

Se realizan Swaps de petróleo con la consecuente disminución de costo de ventas en US\$ 11.378.000.

AÑO 2000

Precio promedio del Crudo: U\$S 27.88/BI

Durante este ejercicio se comenzaron las obras de ampliación de la Refinería de la Teja. El costo aproximado de esta reforma ronda los U\$S 120 000.000. Al 31 de diciembre de ese año se llevaban invertidos U\$S 18.904.175. Referente a los indicadores de producción de la refinería, fue un año en el que la capacidad procesamiento y la conversión mejoraron respecto del año anterior pero disminuyeron si se lo compara con al año 98. Las ventas tuvieron una caída también este año lo que ayudo en la caída del output de la refinería. Las importaciones cayeron dado que no hubo paros por mantenimiento de unidades en este año.

Obras:

1) La Teja

Construcción de dos tanques de petróleo, un tanque para nafta de aviación, un sistema de movimiento de stock, modernización de las instalaciones eléctricas, mantenimiento de los tanques

2) Plantas de Distribución

Renovación de los cargaderos de camiones en la planta de distribución de la Teja, modernización de Juan Lacaze, mantenimientos de los tanques de la Tablada

Se realizan swaps de petróleo con la consecuente disminución de costo de ventas en US\$ 34.715.000.

AÑO 2001

Precio promedio del Crudo: U\$S 23.27/BI

Los índices de desempeño de la refinería como el caudal de refinado y la utilización de las unidades descendieron levemente respecto de los del año anterior, debido a la caída de las ventas. En este año no hubo ventas a UTE para la generación eléctrica ni de Fuel oil ni de Gas oil. Los volúmenes importados fueron menores a el año anterior debido a una mayor utilización de las unidades de la refinería.

Obras: Se sigue adelante con el proyecto de ampliación de la refinería, se estima que el final de obra será a mediados del 2003. Mejora del margen de refinación (diseñado por la consultora internacional KBC, duración 2 años), remodelación de los cargaderos de Fuel oil, planta de tratamientos secundarios de efluentes de la pileta de decantación, nuevos tanques, medidores en el puerto, mejoras en la tablada, Durazno y Paysandú.

Se realizan swaps de petróleo con la consecuente disminución de costo de ventas en US\$ 221.000.

AÑO 2002

Precio promedio del Crudo: U\$S 23.39/BI

Durante el 2002 se reiniciaron las obras de ampliación de la refinería, que permitiría la ampliación de la capacidad de las unidades, así como también producir gasolinas sin plomo. También se completó el proyecto de mejora del margen de refinación (diseñado por la consultora KBC) el cual produjo una mejora del margen bruto en un 10% respecto de años anteriores. En cuanto a los índices de desempeño de la refinería, el caudal de refinado y la capacidad de las unidades, aumento levemente respecto del año anterior. Hay que destacar que en el mes de octubre de ese año la refinería estuvo parada por remodelación que se extendió hasta el 2003. El mercado interno decreció un 9% en general. La importación de derivados se incrementó respecto del año anterior por causa del paro por remodelación de la refinería.

El paro fue realizado entre septiembre y diciembre del 2002.

Obras:

Proyecto para el montaje de dos nuevos tanques en la teja, colocación de membranas de aluminio en tanques de las plantas, mantenimiento del oleoducto, cambio de un tramo de este, etc.

Contrato de venta anticipada de gasolina y Gas oil:

Durante el año 2002 y ante problemas que enfrentó la petrolera para poder continuar con la ampliación de la refinería¹⁴⁰, se instrumentó la comercialización de excedentes de gasolina y Gas oil. Con fecha 24 de junio del 2002 ANCAP aceptó la oferta de VITOL SA por U\$S 12.000.000 referente a la compra de excedentes exportables de los mencionados combustibles en las siguientes condiciones:

EL pago se efectuó el 27/06/2002 y el comienzo de la entrega se realizó con fecha 1/06/2003, pautando la finalización de las entregas de combustibles para el 31/12/2003.

El 16 de septiembre de 2002 ANCAP vuelve a firmar un acuerdo con VITOL S.A por U\$S 20.000.000 referente a la compra de excedentes exportables. Este vez se fija un volumen de 180.000 m³ con comienzo de las entregas el 1/06/2003 y que finalizarían el 30/06/2005. El monto se desembolsó el 09/2002.

AÑO 2003

Con fecha 6 de marzo de 2003 ANCAP firma otro convenio de entrega de excedentes exportables con GLENCORE International Ag por U\$S 40.000.000. Esta vez se hace sólo con gasolina y las fechas de desembolso y entrega son las siguientes: El desembolso debió hacerse el 10/03/2003, el comienzo de las entregas comenzó el 1/09/2003 y la finalización será el 30/09/2005.

El 15 de diciembre de 2003, ANCAP negoció con GLENCORE International AG, incrementar las entregas de 640.000 m³ a 1.040.000 m³ hasta mayo de 2007 para cancelar el monto de U\$S 40.000.000.

Fuente: Memorias y Balances Anuales de ANCAP

¹⁴⁰ ANCAP celebró con el consorcio integrado por la empresa Techint Compañía Técnica Internacional SACI Argentina, Techint Cía. Técnica Internacional SACI Uruguay y ABB Lummus Global Inc., un contrato para la ampliación de la Refinería de la Teja.

El 29 de diciembre de 2000 ANCAP celebró con diversos bancos un contrato de crédito de uso de bien mueble (Sale & Lease Back) para financiar dicha ampliación.

El contrato preveía que, con la frecuencia que Techint ABB y ANCAP acordaran, aquella facturaría a ANCAP parte de los bienes de la obra para la ampliación de la planta. Una vez aceptadas esas facturas, ANCAP podría vender dichos bienes a los bancos locales, para que éstos a su vez se los concedan en leasing, siempre que correspondan a bienes que en ese momento sean elegibles como objeto de leasing. Dicho procedimiento operó hasta el mes de enero de 2002, fecha en la cual se produjo el último desembolso. Los mismos fueron suspendidos debido a que el contrato de crédito de uso de bien mueble (Sale & Lease Back) establece (cláusula quinta, literal g)) como requisito previo a cada desembolso que las calificaciones otorgadas a ANCAP por las empresas calificadoras de riesgo Standard & Poor's Corporation y Moody's Investors Service no sean inferiores a un valor establecido. Desde el mes de febrero de 2002 estas calificaciones fueron inferiores a las exigidas por el contrato mencionado, por lo que los bancos suspendieron los desembolsos a partir de dicho mes.

10.3 Sociedades de ANCAP

El ente estatal es propietario en forma directa (diciembre 2003) de acciones de diversas sociedades dentro de las que se destacan:

- a) Del 100% de Ancsol S.A.F.I. la cual es propietaria de las siguientes sociedades:
 - Del 83,4% de las acciones de Petrolera del Conosur S.A. (sociedad anónima argentina registrada en la bolsa de comercio de Buenos Aires), sociedad que incorporó por absorción el patrimonio correspondientes a las actividades de distribución de combustibles que realizaba la empresa Carboclor S.A. (ex SOL Petróleo S.A.)
 - Del 74,26% de Carboclor S.A. (sociedad anónima argentina registrada en la bolsa de comercio de Buenos Aires), cuya principal actividad es la industrialización y comercialización de solventes químicos.
 - Del 27,81% de Combustibles del Litoral S.A. (sociedad anónima argentina), la cual participa en actividades de prospección, exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos en el exterior principalmente en Argentina.
- b) Del 99,74% de Petrouuguay S.A. (sociedad anónima argentina)
- c) Del 99% de la Distribuidora Uruguay de Combustibles S.A. (DUCSA, siendo esta una sociedad anónima uruguaya). Esta sociedad se dedica a distribuir derivados del petróleo comercializados por ANCAP en plaza.
- d) Del 40% de Gas Uruguay S.A. (sociedad anónima Uruguay) integrada junto con Acodike Supergas S.A. y Riogas S.A. Esta sociedad se dedica a la comercialización a granel de gas licuado de petróleo con destino a grandes clientes.
- e) Del 55% de Cementos del Plata S.A. (sociedad anónima uruguaya) siendo el otro socio la empresa argentina Loma Negra C.I.A.S.A.
- f) Del 100% de CABA S.A. sociedad anónima uruguaya que se dedica a la comercialización de bebidas alcohólicas y alcoholes.
- g) Del 20% de Gasoducto Cruz del Sur S.A. (sociedad anónima uruguaya) dedicada a la distribución de gas natural
- h) Del 45% de Conecta S.A. dedicada a la distribución de gas

Fuente: Administración nacional de Combustibles Alcohol y Pórtland (ANCAP), Informe dirigido al directorio referente a la auditoria de Estados Contables correspondientes al ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre del 2003, consultora KPMG, 27 de mayo del 2004.

10.4 Costos ANCAP

Para obtener los costos de ANCAP, en los diversos escenarios trabajados se recurrieron a estados contables, información complementaria a los balances y planillas electrónicas específicamente confeccionadas por el ente para el presente estudio. En la medida de lo posible se intentó utilizar la información contable pre existente, sin embargo y específicamente en escenarios como el de Producción Nacional vs. Importación se debió recurrir al uso de las planillas electrónicas anteriormente mencionadas dado que los balances disponibles son agregados, es decir no discriminan entre costos de refinados nacionales y costos de refinados importados.

Las fuentes utilizadas para determinar los costos fueron las siguientes:

- Memorias ANCAP 1995 – 2002
- Balances ANCAP 1995 – 2003
- Informes Complementarios a los Balances ANCAP 1995 – 2003
- Información brindada por ANCAP especialmente para el presente trabajo
- DNE
- Otros diversos

Por otro lado para todo el trabajo se utilizó el tipo de cambio promedio anual interbancario comprador billete del BCU. En tal sentido se detalla en el CUADRO 10-1 los valores obtenidos.

CUADRO 10-1 Tipo de cambio usado
(Promedio anual interbancario comprador billete \$U/US\$)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Tipo de Cambio promedio anual	6,349	7,965	9,3568	10,4675	11,334	12,095	13,31	21,21	28,158

Fuente: BCU

Adicionalmente a lo arriba expuesto, existió cierta complicación para individualizar costos de los balances obtenidos. Esto se debió al cambio de criterios contables motivados por la implementación del sistema SAP¹⁴¹ en el año 1999 y por la tercerización de los balances contables públicos, a consultoras externas (KPMG¹⁴²). Este último elemento es de importancia considerable al modificar los criterios de información suministrada de un punto de vista netamente contable a uno con fuerte peso narrativo. Por este motivo en muchos de los puntos se trabajará de forma diferente para el período 1995 – 1999 que para el período 2000 – 2003.

¹⁴¹ Empresa fundada en 1972, especializada en software empresarial. <http://www.sap.com/index.epx>

¹⁴² Balances Contables efectuados por consultora KPMG años 2000, 2001, 2002 y 2003. KPMG Ltda. Montevideo Plaza de Cagancha 1335 - Piso 7 Uruguay 11.100 Montevideo

10.4.1 Costo de producción escenario “Producción Nacional vs. Importación”

Para el cálculo del costo de producción se utilizaron los datos ligados a:

- Costo de la Terminal del Este
- Costo Producción
- Costo Administración Refinería
- Metros cúbicos refinados

a) Costo de la Terminal del Este

El costo de la Terminal del Este engloba: los costos de la boya petrolera, los tanques de almacenamiento de petróleo que posee la empresa en José Ignacio y los costos del oleoducto que comunica dichos tanques con los que se encuentran en la Refinería de la Teja. Dichos valores fueron suministrados por ANCAP especialmente para este trabajo y se presentan a continuación en el CUADRO 10-2.

CUADRO 10-2 Costos Terminal del Este (US\$ corrientes)

AÑO	Costo anual Terminal del Este
1995	9,191,260
1996	8,522,461
1997	6,038,054
1998	5,198,414
1999	5,202,908
2000	4,709,123
2001	4,809,681
2002	2,835,274
2003	3,032,044

Fuente: ANCAP

b) Costos de producción

Los datos asociados a los costos de refinación y de materia prima al igual que el punto anterior fueron provistos por ANCAP, específicamente para el presente estudio. El costo de producción engloba el costo de materia prima insumida, el costo de refinación y tancaje de refinados en la Teja (tramo C-F del ESQUEMA 6-1 ANCAP).

CUADRO 10-3 Costos de producción (US\$ corrientes)

AÑO	Costo de producción
1995	213.568.097
1996	312.285.889
1997	245.242.295
1998	248.862.575
1999	262.110.500
2000	449.350.183
2001	368.677.997
2002	256.075.609
2003	381.539.763

Fuente: ANCAP

c) Costo Administración Refinería

Los rubros administrativos tratados en este trabajo son lo que atañen a la administración de la Refinería (Administración General Combustibles) y la ligada a la administración del resto de las actividades (Administración Central Combustibles). En este sentido y como ya se mencionó, en el período de estudio (más precisamente en el año 1999) hubo un cambio en el sistema y confección de los estados contables. Las principales complicaciones que surgieron por estos problemas fueron las siguientes:

- Administración General Combustibles incluía lubricantes.
- Administración General Combustibles es desglosada en los estados contables hasta 1999. Luego de este año se anexaba a Administración General de todos los negocios (costo agregado dentro de Administración Central).

Tomando estos problemas en consideración, se procedió como sigue:

- Administración General División Combustibles hasta 1998

De los estados contables en pesos se obtuvo la relación Administración General Combustibles/ Administración General Combustibles y Lubricantes. A partir de dicha relación, se aplica este coeficiente sobre el valor en dólares¹⁴³ de la Administración General de Combustibles y Lubricantes obtenido de los Estados contables complementarios. Esto permite obtener el costo de la Administración General de Combustibles, eliminando la parte asociada a Lubricantes.

¹⁴³ Dólares Norteamericanos corrientes

- Administración General División Combustibles después de 1998

Para el año 1999, se tomó el valor promedio de la relación Administración General Combustibles/ Administración General Combustibles y Lubricantes del período 1995 – 1998. Este valor que dio un resultado del 3,02% fue aplicado al valor de Administración General Combustibles y Lubricantes en dólares del balance complementario del año 1999.

A partir de dicho año, y por simplificación se tomo como premisa que solamente el costo de Administración General Combustibles y Lubricantes se anexó a Administración Central¹⁴⁴. Por tal motivo se tomo la relación promedio de: Costo de Administración General de Combustibles/ (Administración Central Total + Administración General Combustibles y Lubricantes) y se proyectó para el período 2000 - 2003. En este sentido el valor obtenido fue del 15%.

Luego de seguir los pasos anteriormente mencionados se obtuvo los costos de Administración de la Refinería de la Teja, tal cual se expone en el CUADRO 10-4.

CUADRO 10-4 Costo Administración Refinería (US\$ corrientes)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Adm. General de Combustibles	8.623.687	8.339.707	9.421.768	9.580.071	6.419.106	5.983.287	5.197.672	3.157.241	2.785.538

Fuente: Elaboración propia en base a datos ANCAP

d) Metros cúbicos refinados

Nuevamente y al igual que los puntos anteriores los datos de producción fueron provistos por ANCAP. Los datos que se exponen en este apartado tratan agregados. Sin embargo el ente estatal suministro la información detallada de los productos refinados, necesaria para obtener la paridad de importación. Por tal motivo la composición de los mismos se detalla en dicho apartado, exponiendo aquí solamente el volumen total refinado necesario para obtener los costos complejos.

¹⁴⁴ A efectos del estudio dicha premisa no afecta los resultados dado que al comparar costos la única modificación significativa es el pasaje de Administración General de Combustibles y Lubricantes a la Administración Central. Cabe señalar que por criterios de asignación de costos un porcentaje considerable de la Administración de la Refinería es pasado a la Administración Central en el año 1999. Este valor implica casi un 30% del valor original. Sin embargo dado que la metodología es seguir el esquema de costos provisto por el ente, esta modificación de criterio es incorporada en el presente estudio, reduciendo considerablemente dicho costo.

CUADRO 10-5 Metros cúbicos refinados nacionalmente

AÑO	m3 refinados
1995	1.348.056
1996	1.917.214
1997	1.685.259
1998	2.181.598
1999	1.914.671
2000	2.179.898
2001	2.055.578
2002	1.505.037
2003	1.871.896

Fuente: ANCAP

e) Costo Final

Para obtener el costo final de producción y administración hasta el punto F del esquema ANCAP, se toman los valores de los puntos a, b, c y d.

El resultado final de dicho esquema se expresa en el CUADRO 10-6.

CUADRO 10-6 Costos Producción Nacional hasta el punto F del esquema ANCAP.

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Terminal del Este	9.191.260	8.522.461	6.038.054	5.198.414	5.202.908	4.709.123	4.809.681	2.835.274	3.032.044
Costo Producción	213.568.097	312.285.889	245.242.295	248.862.575	262.110.500	449.350.183	368.677.997	256.075.609	381.539.763
Adm. General de Combustibles	8.623.687	8.339.707	9.421.768	9.580.071	6.419.106	5.983.287	5.197.672	3.157.241	2.785.538
Total Costo Producción en punto F	231.383.044	329.148.057	260.702.117	263.641.060	273.732.514	460.042.593	378.685.350	262.068.124	387.357.346
m3 producidos	1.348.056	1.917.214	1.685.259	2.181.598	1.914.671	2.179.905	2.055.578	1.505.037	1.871.896
Costo Complejivo	171,64	171,68	154,70	120,85	142,97	211,04	184,22	174,13	206,93

Fuente: Elaboración propia en base a datos ANCAP

10.4.2 Costos de producción para los escenarios: “Realidad vs. Importación” y “Realidad vs. Importación para Consumo”

Para estos dos escenarios se recurrió a los estados contables del ente así como los balances complementarios del período 1995 - 2003. Vale realizar la precisión que la diferencia entre estos escenarios no radica en el costo asociado a la petrolera sino en la paridad de importación. Es por este motivo, que el punto 10.4.2 engloba a ambos escenarios.

Los puntos tratados en los balances complementarios de la división combustibles por gerencia y factor de costos engloban:

- Producción (materia prima y costos producción)
- Técnica (mantenimiento)
- Laboratorio Teja
- Administración Refinería

Estos costos tienen la particularidad que no incluyen el ICOME¹⁴⁵. Por su parte si incluyen los costos para la división lubricantes. Es por este motivo que para depurar dichos costos a modo de obtener lo que estrictamente corresponde a la división combustibles, se debió restar el costo de los lubricantes.

Además se agrega un quinto punto asociado a la ventas de refinados necesaria para el cálculo de costos complejo:

- m3 vendidos/ consumidos

a) Costo Lubricantes

Para obtener el costo de producción de los lubricantes se tomó el costo de venta de lubricantes en pesos uruguayos de los balances contables del período 1995-1999. Estos valores luego fueron convertidos a dólares haciendo uso del tipo de cambio interbancario promedio anual comprador billete.

Para los años 1999 -2003, no se contó con estados contables desagregados como en los años anteriores. Por tal motivo de los balances complementarios se obtuvo la facturación en dólares de la división lubricantes. En este sentido se procedió a determinar el porcentaje que representaban los costos de venta con relación a lo facturado (neto de IMESI) para los años 1995 - 1999. Una vez determinada esta relación, se optó por extraer una tendencia en cuanto a costos y proyectar para los años 2000 – 2003. El valor asignado a los costos en relación a la facturación para los años 2000 – 2003 fue de 65%. Se optó por proyectar este esquema de costos en parte tomando en consideración la fuerte contracción económica existente en Uruguay en los últimos 3 años del estudio pautando una relación costos (en US\$)/facturación(en \$U convertida a dólares) mayor a la media histórica. El CUADRO

¹⁴⁵ Impuesto a la Compra de Moneda Extranjera.

10-7 detalla el costo asignado a lubricantes luego de efectuar las anteriores operaciones.

CUADRO 10-7 Costo de producción Lubricantes (US\$ corrientes)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo Producción Lubricantes	9.256.174	7.860.965	7.031.567	6.587.182	7.860.965	8.209.500	7.454.850	4.758.650	5.338.450

Fuente: Elaboración propia en base a datos ANCAP

b) Costo Final

Para obtener el costo final de producción y administración hasta el punto F del ESQUEMA 6-1, se toman los valores del punto a y se procede a procesarlos junto con los valores de Producción, Técnica y Laboratorio y Administración de la Refinería¹⁴⁶. En este sentido los costos finales reales son los expuestos en el CUADRO 10-8.

CUADRO 10-8 Costos Producción hasta el punto F del esquema ANCAP
(US\$ corrientes)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo Producción	325.216.000	451.278.000	370.513.000	308.700.000	393.947.000	501.969.000	422.251.000	386.495.000	529.203.000
Costo Lubricantes (restado)	9.256.174	7.860.965	7.031.567	6.587.182	7.860.965	8.209.500	7.454.850	4.758.650	5.338.450
Costo Producción Combustibles	315.959.826	443.417.035	363.481.433	302.112.818	386.086.035	493.759.500	414.796.150	381.736.350	523.864.550
Adm. General de Combustibles	8.623.687	8.339.707	9.421.768	9.580.071	6.419.106	5.983.287	5.197.672	3.157.241	2.785.538
m3 venidos	2.212.293	2.499.647	2.451.457	2.504.661	2.873.582	2.442.350	2.322.000	2.044.000	2.265.000
Costo Complexivo Punto F	146,72	180,73	152,11	124,45	136,59	204,62	180,88	188,30	232,52

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

¹⁴⁶ Para la administración de la Refinería favor referirse al punto c) de 10.4.1.

10.4.3 Otros costos estudiados

El presente estudio no sólo realizó evaluaciones de costos hasta el punto F del ESQUEMA 6-1 de ANCAP, sino que se siguió avanzando en la cadena de costos hasta llegar al consumidor final. En este sentido se detallan a continuación estos costos y la metodología utilizada para su obtención. A efectos de exposición se tratará primero los rubros de Comercialización y Distribución para luego pasar al rubro Administración Central, todos ellos asociados a la división Combustibles.

a) Comercialización y Distribución

Los rubros de Comercialización y de Distribución son tratados en este trabajo tal cual son expuestos en los balances complementarios suministrados por ANCAP. Esto es, Comercialización esta ligada básicamente a las Plantas del Interior y abastecimiento, mientras que la Distribución incluye los siguientes puntos: Fletes, Márgenes de Comercialización, Margen de Inversión, Bonificaciones y Comisiones, Tasa de Inflamables, Descuentos Fuel oil y otros, 60% Margen publicidad lubricantes. En este sentido y como ya se mencionó, en el período de estudio (más precisamente en el año 1999) hubo un cambio en el sistema y confección de los estados contables.

Las principales complicaciones que surgieron por estos problemas fueron las siguientes:

- Comercialización y Distribución incluían ambos a lubricantes.
- Comercialización y Distribución son desglosados en los estados contables hasta 1998 inclusive. Luego de este año se consolidaba toda la información.

Tomando estos problemas en consideración, se procedió como sigue:

- Costos de Comercialización y Distribución hasta el año 1998

De los estados contables se obtuvieron los costos de Comercialización y de Distribución en pesos uruguayos para lubricantes y combustibles por separado pudiéndose así establecer el porcentaje correspondiente a los mismos.

Los porcentajes que provienen de los estados contables asociados a lubricantes fueron aplicados a los valores de comercialización y distribución en dólares americanos que se encontraban en los informes complementarios para poder desglosar la parte de asociada a combustibles.

- Costos de comercialización y distribución después del año 1998

Se tomaron los promedios de los porcentajes de años anteriores (1995-1998) para cada rubro y se proyectaron para los años 1999 a 2003. Así para el rubro comercialización se proyectó el promedio de años anteriores para la parte asociada a lubricantes que ronda el 2,05%, mientras que para distribución se proyectó 5,34% y 4,78% correspondiente a los rubros de margen de comercialización y bonificaciones y comisiones asociados a lubricantes.

Finalmente, el CUADRO 10-9 expone los costos de comercialización y el cuadro 10-10 los gastos de distribución de combustibles.

CUADRO 10-9 Costos de Comercialización (1995-2003)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Comercialización	14.263.957	14.123.624	14.146.451	15.152.703	12.817.450	12.645.061	10.411.851	7.956.300	7.784.891

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Informes Complementarios ANCAP

CUADRO 10-10 Gastos de Distribución (1995-2003)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Distribución	124.149.251	136.221.364	147.687.857	153.990.714	148.276.039	136.680.911	129.530.071	85.682.964	88.461.327

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Informes Complementarios ANCAP

b) Administración Central Combustibles

Como se explicó en el punto c) del apartado 10.4.1, los rubros administrativos tratados en el presente trabajo están relacionados a la administración de la Refinería (Administración General Combustibles) y a la administración del resto de las actividades (Administración Central Combustibles). En este apartado se vera entonces la metodología seguida para establecer los costos de la Administración Central asociada a la división combustibles (en adelante simplemente Administración Central). Por este motivo, y a los efectos de calcular los costos de Administración Central se tomaron datos provenientes de los estados contables, así como también datos de los informes complementarios a estos.

De los informes complementarios se tomaron los costos asociados a Administración Central Total en dólares americanos. En este caso la información proveniente de los estados contables estaba disponible hasta el año 1999 por lo que se hicieron proyecciones para los años siguientes.

Tomando estos problemas en consideración, se procedió como sigue:

- Administración Central Combustibles hasta 1999

De los estados contables se obtuvieron los porcentajes de costos de Administración Central Combustibles / Costos de Administración Central Total en pesos uruguayos para combustibles pudiéndose así establecer el porcentaje correspondiente a los mismos. Dichos porcentajes fueron aplicados a los valores de Administración Central Total en dólares americanos que se encontraban en los informes complementarios para lograr separar la parte de combustibles.

- Administración Central Combustibles después del 1999

Se contaba para años posteriores a 1999 con los valores de Administración Central Total provenientes de los informes complementarios. Por lo tanto para poder proyectar correctamente se debió extraer de años anteriores la relación Administración Central Combustibles / Administración Central Combustibles Total. Dicha relación para el año 1999 fue de (78,5%), por lo que se proyectó este porcentaje sobre los valores de Administración Central Total para el periodo 2000 - 2003.

Finalmente, el CUADRO 10-11 resume los valores arribados para la Administración Central.

CUADRO 10-11 Administración Central Combustibles (1995-2003)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Administración Central Combustibles	29.718.962	29.301.098	28.930.145	30.362.264	34.168.878	31.312.535	27.201.150	16.522.894	14.577.649

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

10.5 Paridad de Importación

Para calcular la paridad de importación se siguió básicamente la propuesta efectuada por la URSEA¹⁴⁷, que se encuentra disponible en su sitio Web. A esta propuesta se le efectuó una serie de simplificaciones y modificaciones las cuales se detallan a continuación.

A modo de exposición el presente anexo está dividido en dos bloques, a decir el primero ligado a cambios de la paridad final de la URSEA, mientras que el segundo realiza una serie de aclaraciones complementarias ligadas a la construcción de la paridad.

10.5.1 Puntos Cubiertos

De la paridad arriba mencionada propuesta por la URSEA, se cubren los costos asociados a los puntos 2.1 al 2.10. Sin embargo se efectúan algunas modificaciones:

- 2.7 (Margen bruto de comercialización de importación) no es incluido por trabajar puramente con un esquema de costos.
- 2.84 (Costo financiero por adelanto de impuestos a la importación) no es incluido. Ver motivos a continuación.
- 2.8.5 (Otros costos de internación) es modificado. Ver motivos a continuación.
- 2.10 (Costos de almacenaje en la terminal de La Teja) es modificado. Ver motivos a continuación.

El resto de los costos usados son obtenidos de los balances de ANCAP, al estar suponiendo un escenario donde ANCAP importa directamente y no un agente privado que arrienda las instalaciones al ente.

A partir de lo expuesto, se plantean en el trabajo tres escenarios:

A) Producción Nacional vs. Importación

En este esquema sólo se compara el costo de la refinería tomando exclusivamente la producción nacional de refinados, vs. La importación de la misma cantidad de refinados (a nivel agregado). Ambas valuaciones se realizan culminando en los tanques de la Teja (punto F del esquema 4-1 de ANCAP).

B) Realidad vs. Importación.

Este esquema plantea los costos reales incurridos en el período de estudio vs. la importación de refinados, ambos tomando valuados con los volúmenes importados y producidos por ANCAP. Ambas valuaciones se realizan culminando en los tanques de la Teja (punto F del esquema 4-1 de ANCAP).

¹⁴⁷ "METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS DE PARIDAD DE IMPORTACIÓN DE PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO – VERSIÓN FINAL MONTEVIDEO, NOVIEMBRE DE 2004, URSEA. http://www.ursea.gub.uy/carga.php?l=43&p=http://www.ursea.gub.uy:8080/web/docs.nsf/Informes_Web_C?OpenView

C) Realidad vs. Importación nacional consumida

Este esquema plantea los costos reales incurridos en el período de estudio vs. La importación de refinados sólo para consumo nacional (donde los costos reales se basan en los volúmenes efectivamente manejados, mientras la paridad manejaría sólo el consumido nacionalmente).

A demás de lo arriba expresado, se intentó exponer la información histórica de la paridad para todos los ítems, pero lamentablemente no toda pudo ser recabada. Por tal motivo, en los casos que no se dispuso de datos históricos ni se pudo deducir los mismos, se optó por tomar los valores actuales planteados por la URSEA¹⁴⁸. Se entiende que las distorsiones que ello acarree no serán relevantes al estudio, al no estar en juego los valores significativos del mismo. En este sentido, de no explicitarse algún tipo de valor o cálculo, se entiende que se están tomando los mismos de la URSEA.

10.5.2 Agregados

Para el presente estudio, se optó por efectuar una agregación de los refinados producidos/ importados a modo de simplificar la operativa en cuanto al análisis de costos siguiendo un criterio de densidades. A nivel internacional las paridades de importación al igual que sucede en Uruguay se publican para los productos más representativos del mercado. En este caso se utilizarán 4 agregados de los derivados:

- Gases.....(cuyo referente será el GLP)
- Refinados Livianos(cuyo referente será la Nafta 95)
- Refinados Medios....(cuyo referente será el Gas oil)
- Residuos.....(cuyo referente será el Fuel oil)

Dentro de cada agregado, la paridad de importación tomará el principal producto de cada grupo como representativo del mismo. Ante diversas fuentes consultadas, esta metodología es comúnmente aplicada y no representa una distorsión relevante para el estudio.

CUADRO 10-12 Agregados de refinados

Grupo	Referente
Gases	GLP ¹⁴⁹
Refinados Livianos	Nafta Supra 95
Refinados Medios	Gas oil
Residuos	Fuel oil

Fuente: Confección propia

En tal sentido, tomando la producción nacional, se observa que el GLP representa el 90% del grupo Gases; la Supra 95 el 58% del grupo de refinados livianos; para los refinados medios el Gasoil representa el 82% del grupo y finalmente, para los residuos, el Fuel oil representa el 50% de dicho grupo.

Esta división permite de forma simplificada obtener un proxy del costo complejo de importar lo que efectivamente produjo la refinería en el período de

¹⁴⁸ Específicamente refiriéndose a los costos de transporte del GLP.

¹⁴⁹ Según criterio de la URSEA, se utiliza un 35% de Propano y 65% de Butano para producir Gas Licuado de Petróleo (GLP) o sus siglas en inglés LPG.

estudio, o por el contrario, el total de lo producido e importado por el ente, dependiendo del escenario que se desee trabajar. La fuente de los datos para esta agregación fueron las memorias de ANCAP, junto con información suministrada por el ente.

Si en lugar de la producción nacional se toman las ventas de ANCAP, estos valores no hacen más que incrementar, enfatizando la importancia de los referentes de cada grupo.

Los siguientes cuadros representan los ponderadores utilizados en cada escenario y por los cuales se agruparon los diversos derivados. De esta forma, se obtuvo el ponderador de cada grupo siendo simplemente este, el porcentaje en m^3 que representa cada agregado en el total considerado.

CUADRO 10-13 Producción Nacional en m³ y Ponderadores.

Producto	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LPG	74.255	65.457	111.461	134.175	111.521	127.693	134.114	103.026	109.608
BUTANO / PROPANO(*)	635	0	0	20.108	16.783	20.843	20.655	10.680	9.656
TOTAL m3	74.890	65.457	111.461	154.283	128.304	148.536	154.769	113.706	119.264
N.SUPRA	238.164	217.163	287.185	329.783	271.214	297.977	244.645	162.578	259.870
N.ECOSUPRA	11.109	24.508	25.268	60.982	72.309	75.590	83.372	53.187	42.009
NAFTA PETROQUIM.	0	20.750	0	42.714	48.875	31.859	57.115	3.093	0
N.ESPECIAL	53.519	70.210	78.198	63.167	62.578	74.174	69.119	89.432	141.794
N.AVIACION	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N.LIVIANA	21.074	22.671	16.791	18.596	15.216	21.610	14.089	14.870	7.896
N.S/PLOMO	180	37	0	145	0	0	156	0	0
SOLVENTE 60/80	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOLVENTE 1197	0	567	3.073	1.629	0	6.403	17.232	10.056	2.005
DISAN	541	327	126	292	292	152	289	314	459
DISAN AROMATICO	18	0	0	0	0	0	0	0	0
AGUARRAS	3.806	5.131	6.506	4.240	4.408	2.809	4.600	3.753	2.288
AG.AROMATICO	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DILUY.P/MC	1.426	3.105	2.899	3.712	3.893	2.213	2.263	999	1.494
DILUY.P/RC	1.456	5.289	3.284	3.391	3.367	2.627	1.959	1.647	1.538
HEXANO	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL m3	331.293	369.758	423.330	528.651	482.152	515.414	494.839	339.929	459.353
JET A1	29.607	52.623	46.522	75.578	88.464	90.539	66.961	50.197	30.658
JET B	501	622	535	860	593	431	831	691	331
QUEROSENO	33.526	45.346	26.966	34.452	43.264	35.542	30.730	19.005	12.858
QUERO.INSECT.	429	118	273	123	148	140	109	246	182
GAS OIL	399.786	603.100	491.503	677.500	525.453	717.028	672.987	523.451	722.067
DIESEL OIL	18.481	115.091	32.801	23.749	27.668	27.790	12.689	11.348	18.080
TOTAL m3	482.330	816.900	598.600	812.262	685.590	871.470	784.307	604.938	784.176
F.O.P (**)	307.889	360.423	258.374	356.557	317.444	319.532	262.973	171.749	237.962
F.O.C	44.877	60.164	54.564	67.209	60.777	70.007	70.778	42.209	52.719
F.O.E	390	664	3.923	18.253	1.570	305	122	0	0
F.O.I	86.085	189.619	175.624	168.970	154.782	205.749	236.006	212.757	212.743
CEMENTO ASFALTICO	20.302	54.229	59.383	75.413	84.052	48.892	51.784	19.749	5.679
ASF.OXIDADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL m3	459.543	665.099	551.868	686.402	618.625	644.485	621.663	446.464	509.103
TOTAL m3	1.348.056	1.917.214	1.685.259	2.181.598	1.914.671	2.179.905	2.055.578	1.505.037	1.871.896
PONDERADOR LPG	6%	3%	7%	7%	7%	7%	8%	8%	6%
PONDERADOR NAFTAS	25%	19%	25%	24%	25%	24%	24%	23%	25%
PONDERADOR GAS OIL	36%	43%	36%	37%	36%	40%	38%	40%	42%
PONDERADOR FUEL OIL	34%	35%	33%	31%	32%	30%	30%	30%	27%

Fuente: Planillas suministradas por ANCAP

Si en lugar de usar la producción nacional se utiliza las ventas de en dicho período el resultado final es el siguiente:

CUADRO 10-14 Ponderadores Ventas ANCAP

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Refinados en m3	2.212.293	2.499.647	2.451.457	2.504.661	2.873.582	2.442.350	2.322.000	2.044.000	2.265.000
PONDERADOR LPG	7%	6%	7%	7%	7%	9%	9%	9%	9%
PONDERADOR NAFTAS	22%	20%	20%	20%	18%	20%	22%	17%	17%
PONDERADOR GAS OIL	43%	47%	45%	47%	43%	46%	45%	50%	50%
PONDERADOR FUEL OIL	28%	27%	28%	25%	32%	25%	23%	23%	23%

Fuente: Planillas suministradas por ANCAP y memorias ANCAP

Nota: Datos del 2003, fueron confeccionados con las ventas efectivas brindadas por ANCAP, pero por no disponer de datos sobre su composición se copio la composición del año anterior.

Finalmente si sólo se toma en consideración los volúmenes efectivamente consumidos en el país (incluyendo bunkers):

CUADRO 10-15 Ponderadores Consumo Nacional y Bunkers

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Refinados en m3	2.024.293	2.299.647	2.358.457	2.423.661	2.761.582	2.326.350	2.137.000	1.906.000	2.063.200
PONDERADOR LPG	8%	7%	7%	7%	7%	9%	10%	10%	10%
PONDERADOR NAFTAS	21%	19%	19%	19%	17%	19%	18%	16%	16%
PONDERADOR GAS OIL	47%	46%	45%	48%	42%	46%	49%	50%	50%
PONDERADOR FUEL OIL	24%	27%	29%	26%	33%	26%	24%	24%	24%

Fuente: Confección propia en base a memorias e informes suministrados por ANCAP.

Nota: Datos del 2003, fueron confeccionados con las ventas efectivas brindadas por ANCAP, pero por no disponer de datos sobre su composición se copio la composición del año anterior.

Para estos esquema se supone la existencia ex - ante de un stock de reserva (buffer stock) equivalente a 3 meses, parámetro considerado a nivel mundial como óptimo en condiciones normales de operación. Por simplificación no se tomarán los supuestos ajustes que debieran realizarse para mantener los stocks de reserva equiparables al consumo anual (3 meses de consumo según el año). Las diferencias que ello acarree no se consideran relevantes al tener gran homogeneidad los valores analizados, tal como se puede apreciar. Ligado a este punto, el costo de tancaje si considerará estos ajustes en el stock de reserva (ver apartado correspondiente).

10.5.3 Precios de los combustibles en los mercados de referencia

Los precios de los combustibles fueron suministrados en su mayoría por ANCAP. No obstante, todos los valores fueron verificados con los valores informados por la EIA¹⁵⁰. Sin embargo, cambiando un poco el esquema de la URSEA, se efectuó una serie de modificaciones:

Unleaded¹⁵¹ 89 de USGC¹⁵² para 1995 y 1996:

Por no disponer de datos para 1995 y 1996 de la Unl. 89, se obtuvo la variación promedio de Unl. 87 y Unl. 89 para el período 97-03, y luego se estimó el precio de la Unl. 89 multiplicando dicho valor promedio (1,027845363) por los valores de Unl. 87 de 1995 y 1996.

Gasoil de USGC:

El cálculo de paridad propuesto por la URSEA, sigue la sugerencia de la petrolera ANCAP de incluir el mercado de Lavera (Italia) en el cálculo (50% USGC y 50% Italia) para el precio del Gasoil. Sin embargo para este estudio se entiende que es conveniente seguir usando el mercado de referencia del golfo como único referente por los siguientes motivos:

- El mercado de referencia es simplemente un referente de precios para evaluar el costo oportunidad de producir versus importar. Se entiende que el Golfo posee estas características también para el Gasoil sin necesidad de agregar otros mercados de referencia.
- Al examinar las memorias del ente estatal se observa que en general dicho combustible no es importado de Europa. Más aún durante el período 1995-2002, las importaciones de Gasoil provenientes de Europa representaron sólo el 14% como media. Mientras, Argentina principal proveedor del ente en Gasoil para dicho período represento el 43% como media.
- A esto se suma que la utilización de dicho esquema haría incrementar persistentemente la paridad complexiva de importación, dada por la diferencia de precios entre ambos mercados y el peso del gasoil sobre el total producido, tal cual refleja el siguiente recuadro:

¹⁵⁰ Historical Petroleum Price Data, U.S. Department of Energy, Energy Information Administration (EIA), <http://www.eia.doe.gov/neic/historic/hpetroleum2.htm#Heating>

¹⁵¹ Unleaded o su abreviación Unl. siguiendo la denominación sajona de Combustible sin plomo.

¹⁵² United States Gulf Cast (USGC) o Costa del Golfo de Estados Unidos.

CUADRO 10-16 Precios FOB Gas oil

AÑO	GASOIL FOB MED 02 US\$/m3	USGC Nº 2 US\$/m3
1995	145	124,15
1996	183	155,85
1997	164	145,28
1998	111	100,38
1999	142	124,15
2000	252	213,96
2001	205	182,26
2002	202	174,34
2003	247	213,96

Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por ANCAP

- A lo arriba expuesto se suma que la paridad de importación para Gasoil en Argentina¹⁵³, Chile¹⁵⁴ y otros países de América Latina¹⁵⁵ utilizan como único mercado de referencia el Golfo de Estados Unidos.

Fuel oil de USGC:

Se tomo como referente el Fuel oil de USGC para homogeneizar los precios de una sola fuente y poder generalizar los fletes de la paridad Argentina que usa el USGC como única referencia. Los valores del Fuel oil fueron obtenidos de la EIA¹⁵⁶ aplicando promedios anuales a los datos obtenidos.

A modo de explicitar los dos valores del Fuel oil según la fuente, se pasa a detallar a continuación los mismos:

¹⁵³ El valor FOB adoptado corresponde al promedio mensual del precio del producto en la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Los patrones de comparación son: para la nafta súper: la "premium unleaded 93"; para la nafta común: la "unleaded 87"; y para el gasoil: el "N° 2 fuel". Fuente: <http://energia.mecon.gov.ar/Publicaciones/Febrero-02.pdf>

¹⁵⁴ "En los últimos dos años, ENAP ha continuado aplicando la política de precios vigente desde enero de 1999, basada en el seguimiento semanal de la paridad de importación. En términos resumidos, este concepto significa que la empresa elige la mejor alternativa de costos que se ofrece para cualquier importador de traer un producto a Chile desde un mercado de referencia, que en el caso actual corresponde al de la Costa del Golfo de México, en Estados Unidos." Fuente: <http://www.enap.cl/framearea.asp?cod=8>

¹⁵⁵ **Precio de referencia:** El valor promedio de los precios diarios de un producto derivado del petróleo, publicados en el Platt's Oilgram US Marketscan, tomando los valores máximo y mínimo a fin de determinar el precio promedio aritmético mensual. También se conoce como el índice de mercado de productos refinados para Nueva York y la Costa del Golfo de los Estados Unidos, que es ampliamente utilizado en América Latina como base para las fórmulas de fijación de precios.

¹⁵⁶ (<http://www.eia.doe.gov/neic/historic/hpetroleum2.htm#Heating>)

CUADRO 10-17 Precio FOB Fuel oil de Nueva York y Golfo

AÑO	NY 1%S (US\$/m3)	Gulf Coast Residual Fuel oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price CIF (US\$/m3)
1995	100,63	91,88
1996	119,5	109,54
1997	106,92	100,73
1998	75,47	75,8
1999	94,34	95,67
2000	157,23	163,75
2001	132,08	136,22
2002	138,36	141,26
2003	169,81	177,14

Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por ANCAP, EIA

Por otro lado, a diferencia de la paridad de la URSEA, se registra sólo un tipo de Fuel oil, siendo este del 1% de Azufre (1 % S), al entenderse, según fuentes consultadas, que es el que en general prima en el territorio nacional. Anticipándose a la siguiente sección, cabe resaltar que a pesar de modificarse el origen de la importación se seguirá trabajando con el escenario de un buque de 50.000 toneladas métricas para este combustible, junto con su respectivo factor de ajuste. En forma resumida y habiendo efectuado las anteriores aclaraciones, se detalla a continuación los precios utilizados para el presente análisis:

CUADRO 10-18 Precio FOB Gas Licuado de Petróleo

AÑO	Mont Belv C3 cents per gallon	Mont Belv C4 cents per gallon	35% C3 y 65% C4 cents per gallon	LPG US\$/m3
1995	32	38	35,9	94,83
1996	42	47	45,25	119,53
1997	37	44	41,55	109,75
1998	26	31	29,25	77,26
1999	34	41	38,55	101,83
2000	58	67	63,85	168,66
2001	47	54	51,55	136,17
2002	41	50	46,85	123,75
2003	57	67	63,5	167,74

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 10-19 Precio FOB Gasolinas

AÑO	USGC Unid 87 cents per gallon	USGC Uni 89 cents per gallon	USGC Uni 89 US\$/m3
1995	51	52,42	138,47
1996	60	61,67	162,90
1997	59	60	158,49
1998	42	43	113,58
1999	52	54	142,64
2000	83	85	224,53
2001	73	76	200,75
2002	72	74	195,47
2003	88	90	237,74

Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por ANCAP

CUADRO 10-20 Precio FOB destilados Medios

AÑO	USGC Nro 2 cents per gallon	USGC Nº 2 US\$/m3
1995	47	124,15
1996	59	155,85
1997	55	145,28
1998	38	100,38
1999	47	124,15
2000	81	213,96
2001	69	182,26
2002	66	174,34
2003	81	213,96

Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por ANCAP

CUADRO 10-21 Precio FOB Pesados

AÑO	Gulf Coast Residual Fuel oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price CIF (C/gal)	Gulf Coast Residual Fuel oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price CIF (US\$/m3)
1995	34,78	91,88
1996	41,47	109,54
1997	38,13	100,73
1998	28,70	75,80
1999	36,22	95,67
2000	61,99	163,75
2001	51,57	136,22
2002	53,48	141,26
2003	67,06	177,14

Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por EIA

10.5.4 Costo de los Fletes

La disponibilidad de datos ha sido uno de los más grandes escollos del presente trabajo tal cual detalla el anexo correspondiente. Dentro de esos problemas se encuentran los precios de fletes internacionales.

World Scale (WS)

No obstante las dificultades para obtener datos de la World Scale (WS), se pudo obtener a través de ANCAP el factor de ajuste de la misma (promedio anual) para todo el período en consideración y el de base para los años 1994, 2000 y 1998.

La información brindada por ANCAP para el WS base de los años 2004, 2000 y 1998 es la siguiente:

CUADRO 10-22 Fletes Oceánicos

Flat rate 2004		
Houston - Montevideo	12.32	U\$/tm
Lavera - Montevideo	12.06	U\$/tm
NY - Montevideo	11.51	U\$/tm
Flat rate 2000		
Houston - Montevideo	9.99	U\$/tm
Lavera - Montevideo	9.92	U\$/tm
NY - Montevideo	9.36	U\$/tm
Flat rate 1998		
Houston - Montevideo	10.55	U\$/tm
Lavera - Montevideo	10.50	U\$/tm
NY - Montevideo	9.93	U\$/tm

Fuente: ANCAP

En lo que atañe al factor de ajuste, este se comparó con información obtenida de la OCDE¹⁵⁷, para el período 1995-1999. Las variaciones apreciadas resultaron ser similares.

¹⁵⁷ Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) o sus siglas en inglés OECD.

CUADRO 10-23 Factor de ajuste anual fletes

%WS	Sucios 50KT	Sucios 50KT/100	Limpios 30 KT	Limpios 30KT/100
1995	175	1,75	255	2,55
1996	165	1,65	235	2,35
1997	180	1,8	230	2,3
1998	135	1,35	185	1,85
1999	130	1,3	190	1,9
2000	245	2,45	260	2,6
2001	195	1,95	280	2,8
2002	150	1,5	270	2,7
2003	220	2,2	275	2,75

Fuente: ANCAP

Se debe aclarar que el factor de ajuste utilizado para productos sucios (Fuel oil) es el que corresponde a NY-MVDEO. En tal sentido, por no disponer de datos sobre el mismo para HOUSTON – MVDEO, se tomo el anterior, bajo el supuesto que la distorsión ocasionada es mínima.

CUADRO 10-24 Factor de Ajuste y WS base promedio anual

	Evolución tarifas de buques 1995- 1999					
	MERCADO SPOT			(Worldscale) 1 año (\$/tpm/mes)		
	30.000	130.000	250.000	30.000	130.000	250.000
	dwt	dwt	dwt	dwt	dwt	dwt
1995 (promedio)	245	81	49	11,8	3,2	1,7
1996 (promedio)	235	92	57	11,2	4,6	2,3
1997 (promedio)	241	99	61	15,7	5	2,5
1998 (promedio)	187	85	61	11,2	4,8	2,9
1999 (promedio)	191	74	45	10,6	4,3	3,2

http://www.oecd.org/linklist/0,2678,en_2649_34367_2307973_1_1_1_1,00.htm

Fuente:

Siguiendo la información de la OCDE se proyectó los datos del WS Houston – Montevideo para los años 1995, 1996, 1997 y 1999. Se usó el supuesto que la relación existente entre el WS base para Houston – Montevideo y las variaciones existentes en los datos promedios de la OCDE se mantienen constantes. A partir de lo anterior se procedió como indica el siguiente cuadro:

CUADRO 10-25 Estimación WS Houston - Montevideo 1995-1999

	Estimación WS Houston - Montevideo 1995-1999			
	30.0000 dwt	30.000 dwt	Variación	Estimado
	Houston-MVDO	Promedio OECD		Houston-MVDO
1995 (promedio)		11,8		11,12
1996 (promedio)		11,2		10,55
1997 (promedio)		15,7		14,79
1998 (promedio)	10,55	11,2	0,941964286	10,55
1999 (promedio)		10,6		9,98

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la OCDE

Por otro lado para los valores del 2001, 2002 y 2003 se dedujo el WS base utilizando la paridad de importación Argentina publicada en <http://energia.mecon.ar>:

CUADRO 10-26 WS Houston - Montevideo Base 2001-2003

AÑO	WS base
2001	8,94
2002	8,54
2003	11,79

Fuente: Confección propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la República Argentina

Finalmente los valores obtenidos fueron comparados con valores suministrados por Baltic Exchange (www.balticexchange.com) utilizando BITR Clean (Baltic Clean Tanker Index) para la ruta T3¹⁵⁸.

Flete GLP

Por no disponer de datos históricos se generalizó el flete del GLP para todo el período de estudio utilizando el provisto por la URSEA de US\$ 80 /tm. Por representar un porcentaje menor en el total producido por el ente, se entiende que las distorsiones que pueda acarrear dicha generalización incidirá de forma marginal en el resultado final.

10.5.5 Costos Despachos

La URSEA en el punto 2.8.5 plantea un costo de US\$ 1.100 por despacho de importación. Este factor varía acorde a los volúmenes y composición de las importaciones que se efectúen, siendo un factor importante para ello las densidades de cada producto. Este factor es lo que permite el pasaje de toneladas métricas a m³ y viceversa.

A modo de simplificar el esquema se procedió a suponer que todos los productos son importados en buques de 30.000 toneladas métricas.

La fórmula utilizada fue la siguiente:

$$\text{Costo Despachos anuales} = \sum_{i=1}^{i=4} ((m^3 \text{ totales} * P.C._i) / G.E._i) / 30.000 * 1.100$$

donde:

m³ totales son los m3 producidos nacionalmente o los producidos e importados por ANCAP, dependiendo del escenario a trabajar.

P.C._i es el Ponderador del Combustible i.

G.E._i es la Gravedad Específica o densidad del Combustible i.

¹⁵⁸ Route TC3: CPP/UNL Caribbean to USAC. Aruba to New York with delays canceling 6/10 days in advance. Maximum age 20 years. Assessment basis – Oil pollution Act premium paid. Fuente: Baltic Exchange, www.balticexchange.com

10.5.6 Costos Tancaje

La URSEA, en su propuesta de paridad plantea los costos que debería incurrir un agente importador, el cual incurre en los mismos costos asociados a una empresa pública (Icome), pero que a diferencia de ANCAP, arrienda las instalaciones de almacenaje al ente público¹⁵⁹. Por tal motivo los costos de tancaje no son fiel reflejo de los costos propios del ente.

Este hecho acarrea un problema dado que a la hora de comparar alternativas, se debería comparar los costos reales de almacenaje ya que lo que busca el presente trabajo es comparar alternativas para el mismo ente. Por tal motivo se recurrió a bibliografía existente en este aspecto al igual que datos suministrados por ANCAP.

La EIA¹⁶⁰ sugiere que en promedio el costo de almacenaje de refinados rondaría los US\$/m³ 1,04 mensuales y US\$/m³ 3,15 para rentar dicho almacenaje mensualmente. Por otro lado en Argentina¹⁶¹ la tarifa es de aproximadamente US\$/m³ 1,22 por mes como máximo para almacenaje de hidrocarburos. A modo de poder generalizar se aplico un coeficiente de 0,4 al costo de renta de almacenaje de la URSEA (US\$/m³ 5 y US\$/m³ 3 por mes para gas y combustibles líquidos respectivamente). Por tal motivo los costos serían los siguientes:

GLP.....US\$/m³ 2 por mes
Combustibles líquidos.....US\$/m³ 1,2 por mes.

El costo de almacenaje planteado según los escenarios, viene a representar lo que realmente sucedería si se importara (dependiendo del escenario estudiado). Para su cálculo se partió del supuesto de la existencia de un stock de reserva de 3 meses del volumen total del año, como factor de seguridad al no disponer de refinería propia bajo estos esquemas. Para esto, se procedió a tomar el volumen anual, multiplicarlo por 1/2 como media del stock variable durante el año, y en lo que atañe al stock de reserva este fue tomado como el volumen equivalente a 3 meses de cada uno de los años analizados (1/4 de año). Siendo así el volumen total tomado para calcular los costos de almacenaje es representado por el volumen total multiplicado por (1/2 + 1/4) arrojando el valor de 3/4 o 0,75 como media en stock.

Por tal motivo, para calcular el costo de almacenaje se recurrió a la siguiente fórmula¹⁶²:

$$\text{Costo Almacenaje anual} = (\text{Volumen}_{\text{GLPI}}) * 0,75 * 2 + (\text{Volumen}_{\text{Comb.liq.i}}) * 0,75 * 1,2$$

¹⁵⁹ Este esquema de trabajo es deducido ya que los costos de tancaje propuestos por la URSEA se alejan de lo que realmente implican para ANCAP. Por otro lado, el costo que se publica en la URSEA, es el costo que internacionalmente se maneja para el arrendamiento de tanques, en líneas generales.

¹⁶⁰ Generally, long-term storage costs can become significant. On an average basis, it costs approximately \$2 per barrel to hold gasoline in inventory at a refinery storage facility for a year and approximately \$6 per barrel for a company to rent a storage facility for the same length of time. Thus, storing gasoline in rented tank space costs roughly 1 cent per gallon per month. Fuente: http://www.senate.gov/~gov_affairs/042902gasreport/sectioniii.pdf

¹⁶¹ Secretaría de Energía Argentina, Resolución 5/2004 Apruébense las tarifas máximas de transporte de hidrocarburos por oleoductos y poliductos, y las tarifas de almacenaje, uso de boyas y manipuleo de hidrocarburos líquidos. Bs. As., 8/1/2004. Fuente: <http://infoleg.mecon.gov.ar/txtnorma/91762.htm>

¹⁶² Partiendo del supuesto que existe un consumo homogéneo en el año (verificado con la realidad), el costo mensual de stock se obtiene dividiendo el volumen total del año entre 12 para luego multiplicarlo por el costo mensual. Ese monto deberá luego multiplicarse por 12 para obtener el costo anual. Por simplificación matemática al dividir y multiplicar por 12, se omite estas operaciones en la formulación.

Donde:

Volumen_{GLPi}.....Volumen de GLP en el año i
 Volumen_{Refliq.i}.....Volumen resto refinados en el año i
 0,75.....Coeficiente dado de sumar ½ a ¼.
 2.....Costo por m3 de Stock mensual GLP
 1,2.....Costo por m3 mensual de Stock resto refinados

CUADRO 10-27 Costos Almacenaje para Producción Nacional (US\$ corrientes)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo anual tancaje	1.258.184	1.764.767	1.583.610	2.056.008	1.800.186	2.051.036	1.942.882	1.422.757	1.756.265

Fuente: Confección Propia

CUADRO 10-28 Costo Almacenaje Ventas ANCAP (US\$ corrientes)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo anual tancaje	2.082.600	2.346.600	2.312.400	2.441.400	2.712.300	2.320.800	2.221.800	2.025.000	2.038.500

Fuente: Confección Propia

CUADRO 10-29 Costo Tancaje Consumo y Bunkers (US\$ corrientes)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo anual tancaje	1.913.400	2.166.600	2.228.100	2.367.900	2.607.900	2.216.400	2.048.100	1.900.800	2.038.500

Fuente: Confección Propia

Debe hacerse mención que esta forma de proceder es sólo un proxy de los costos de tancaje. Lo que realmente ocurre es que los costos de tancaje son costos fijos de personal, mantenimiento, etc. relativamente independiente de los stocks operados, siendo en sí un resultado residual.

Ante la solicitud al ente estatal para proveer de información al respecto, fue suministrado por ANCAP el costo de tancaje total para el período 1999 – 2003 que no sólo incluye refinados sino también petróleo. Efectuando comparaciones con los costos totales brindados por el ente y los obtenidos por este trabajo, se entiende que los costos estimados podrían reflejar una aproximación verosímil de los costes del ente.

CUADRO 10-30 Costos Tancaje Total ANCAP (US\$ corrientes)

AÑO	1999	2000	2001	2002	2003
Costos anuales Tancaje (USD)	8.274.662	4.985.302	4.078.543	2.909.082	3.034.066

Fuente: ANCAP

10.5.7 Costos Comercialización y Administración Central

Los costos de Administración son los obtenidos de los libros de Información Complementaria del Balance General de ANCAP, comprendiendo estos el período de estudio. Por razones lógicas el cálculo de la paridad de importación no incluye el costo asociado a la administración de la refinería.

Por último cabe mencionar que por simplificación se dividió la Comercialización en dos (comercialización y distribución) para facilitar mejor la composición de los mismos. Por más información ver anexo costos ANCAP.

10.5.8 Banco República

Además de lo anteriormente expuesto vale explicitar una serie de operaciones efectuadas para los agregados manejados.

Comisiones del BROU:

Estas comisiones fueron las siguientes durante el período de estudio:

- Año 95 hasta 30/06/2001 fue del 1%.
- Del 1/07/2001 hasta el 30/01/2002 fue del 1.1%.
- Del 31/02/2002 hasta la confección de este trabajo fue del 3%.

Por lo arriba expuesto se tomo como valor de comisión:

- Un 1% para el tramo 1995-2000.
- Para el año 2001 se uso 1,05 que representa la operación $(1*6+1.1*6)/12$.
- Para el año 2002 se uso 2,683 que representa la operación $(1.1*2+3*10)/12$.
- Para el año 2003 se uso 3%.

Tasas Consulares del BROU:

Las mismas fueron las siguientes durante el período de estudio:

- Del año 95 hasta 28/02/2002 fue del 0%
- Del 1/03/2002 hasta la confección de este trabajo fue del 2%

Por lo arriba expuesto se tomo como valor de las tasas:

- Un 0% para el tramo 1995 – 2001.
- Para el año 2002 se tomo un 1,67% que representa la operación $(0*2+2*10)/12$
- Para el año 2003 se tomo un 2%

10.5.9 Adelanto IVA importaciones/ Ventas

Para las importaciones que están grabadas con IVA, existe un doble pago al estado. Por un lado el que se atribuye al IVA de la importación (sobre valor CIF) y otro sobre un anticipo a las ventas. Este último vendría a representar un pago por adelantado del IVA que se cobrará al momento de la venta suponiendo un mark-up sobre el costo de la importación.

Por entender que los costos financieros asociados a esta materia no estaban incluidos en los estados contables de ANCAP, se procedió a eliminar los mismos del análisis. No obstante lo anterior, se calcularon los mismos de modo de corroborar que dichos costos planteados por la URSEA, no arrojasen resultados sensiblemente diferentes a los que se seguirán en el presente estudio. Por tal motivo lo que sigue a continuación son los argumentos usados para el cálculo de dicha alternativa.

Los porcentajes asociados al anticipo de IVA variaron en el tiempo, según los decretos:

220/998 del 12 de agosto de 1998
282/001 del 24 de julio del 2001
323/002 de agosto del 2002.

Actualmente son del 10% para IVA tasa básica y 3% para IVA tasa mínima. Por simplificación se tomaron los actuales valores porcentuales, y se aplicaron en los años que corresponde asignar los costos. El único ítem que tiene tratamiento diferencial fue el fuel-oil al cual se le multiplicó el anticipo de IVA sobre ventas por (4/12) por entrar en vigencia el decreto en agosto del 98.

Para calcular los costos financieros asociados a dichos pagos se tomo la tasa Libor Londres a 6 meses siguiendo el esquema planteado por la URSEA.

El riesgo país fue representado haciendo uso del Uruguayan Bond Index (UBI) promedio anual.

Para obtener 2 meses de costo se uso un esquema de interés compuesto elevando la tasa de interés de 6 meses anualizada por (1/6).

Por lo anteriormente expuesto, el cálculo del costo financiero se siguió la siguiente fórmula:

$$(1 + \text{Tasa Libor 6 meses promedio anual} + \text{UBI promedio anual})^{(1/6)}$$

Supergas

Se empezó a cobrar IVA al Supergas a partir de febrero de 1999. Por ende antes de esa fecha se asigna un costo financiero para el anticipo de IVA a las importaciones igual a cero. Para el año de la transición se tomo como criterio asignar 11/12 del costo financiero imaginando una importación lineal en el período en cuestión.

Gasoil

Se comenzó el cobro de IVA al gasoil en febrero del 2003. Por ende antes de esa fecha se asigna un costo financiero igual a cero por el anticipo de IVA. Para el año de la transición se tomo como criterio asignar 11/12 del costo financiero imaginando una importación lineal en el período en cuestión.

Fuel oil

El Fuel oil cambia su tributación del 22% al 23% de IVA en mayo del 1995. Se optó por tomar el promedio de IVAs efectuando la operación $(22*4+23*8)/12=22,67$ para el año 1995.

Efectuando estos cálculos, se apreció una variación no mayor al 0,60% de los valores¹⁶³ obtenidos para el análisis Producción Nacional vs. Importada, y valores similares para el resto de los escenarios. Por ende la formulación de los costos financieros es eliminada del análisis.

10.5.10 Gastos Terminal marítima

La URSEA incluye los gastos asociados a la terminal marítima de la Teja en Otros costos de internación. Comparando con lo que realmente sucede en la terminal marítima se aprecia que el valor asignado por el organismo representa lo que sucedió en algunos años. Sin embargo los costos fueron sensiblemente elevados en años como el 2001 cuando superó el dólar por m3. A modo de simplificación se opta por seguir el esquema del organismo energético.

¹⁶³ Valores de costos complejivos y no individuales por producto.

10.6 Logística de Comercialización. Plantas interior versus camiones cisterna.

El estudio se concentró en el estudio de las plantas de Juan Lacaze, Treinta y Tres Durazno y Paysandú, se comparo el costo de cada una de las plantas con el costo de llevar la cantidad vendida (por planta) mediante camiones cisterna de 22m³ desde La Tablada a la zona donde se ubica cada planta. Se estudiará planta por planta la conveniencia o no de la misma con relación a la alternativa carretera propuesta.

El presente anexo se dividirá en dos partes; la primera asociado a los costos históricos de las plantas de distribución del interior del país, y la segunda detallando la metodología seguida para obtener los costos de distribución a cada una de las plantas estudiadas desde La Tablada, aplicando la propuesta carretera.

10.6.1 Costo plantas del interior

ANCAP posee cinco plantas de distribución de combustibles en el interior del país y una en Montevideo, a saber: Juan Lacaze en el departamento de Colonia, una pequeña planta en el Aeropuerto de Carrasco (departamento de Canelones), una planta en el departamento de Durazno, una en el de Treinta y Tres, una en el departamento de Paysandú. Por su parte en Montevideo posee 2 plantas de expendio: La Teja y La Tablada.

Las funciones que cumplen dichas plantas son las de almacenamiento y centro de distribución. Cada planta cuenta con un parque de tanques y un cargadero de camiones. Cabe señalar que la planta de Juan Lacaze, fue cerrada a mediados del 2003 debido a continuos robos de combustible, y la de Carrasco fue cerrada a mediados del 2001, dado un acuerdo con la empresa Shell para suministro conjunto. Sin embargo, y aún cerradas, igualmente siguieron existiendo costos asociados a ellas. Para el caso particular de Juan Lacaze esta situación posee mayor importancia dado que dejó de vender refinados a diferencia de Carrasco.

Con relación a los costos de las plantas, la información suministrada por ANCAP consistió en lo siguiente:

- Los costos de cada una de las plantas para los años 1999 a 2003 incluyendo el costo de los fletes de llevar los derivados las mismas.
- Los costos totales de todas las plantas para los años 1995 a 2003 incluyendo el costo de los fletes de llevar los derivados hasta las mismas.

Por razones de exposición y de información disponible, de las 7 plantas arriba mencionadas, se tomarán sólo 6 de ellas para el análisis, dejando de lado la planta de La Teja. En este sentido cuando se trate al conjunto de las plantas se estará omitiendo dicha planta de expendio. Habiendo efectuado esta salvedad, a continuación se expone el costo total de las seis plantas de distribución tratadas.

CUADRO 10-31 Costo total plantas de distribución en US\$ (1995-2003 sin Teja)

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo Platas	13.008.936	13.485.452	12.492.351	12.614.219	12.931.880	10.693.144	8.636.468	6.209.608	5.849.022

Fuente: ANCAP. (No incluye la Teja)

Dado que sólo se disponía de los costos desagregados para el período 1999 - 2003, se debió estimar para el período 1995 – 1998 los mismos a partir de los costos totales, estos si brindados para todo el período de estudio.

La metodología seguida para la estimación de los costos del período 1995 – 1998 fue la siguiente:

- Se calculó cuanto representaba cada planta en el total de costos expuestos en el CUADRO 10-31, para los años en los cuales se contaba con información desagregada (1999-2003). Dado que la participación fue estable a lo largo de los años mencionados, se procedió a extraer el promedio de las participaciones, para luego aplicárselo al período 1995 - 1998. La información obtenida y estimada se presenta a continuación en los cuadros 10-32, 10-33 y 10-34.

CUADRO 10-32 Participación de los costos de cada planta en el total de costos (1999-2003)

PLANTA	Juan Lacaze	Treinta y Tres	Durazno	Paysandú
Promedio de participación (1999-2003)	14,65%	14,53%	10,01%	25,42%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

CUADRO 10-33 Estimación de costos para las plantas (1995-1998)

AÑO	1995	1996	1997	1998
Estimación de costos Juan Lacaze	1.905.277	1.975.067	1.829.618	1.847.467
Estimación de costos Durazno	1.302.748	1.350.468	1.251.016	1.263.220
Estimación de costos Paysandu	3.306.418	3.427.531	3.175.120	3.206.094
Estimación de costos Treinta y Tres	1.890.754	1.960.012	1.815.672	1.833.384

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

CUADRO 10-34 Costos de las plantas de distribución del Interior (1999-2003)

AÑO	1999	2000	2001	2002	2003
Costos Juan Lacaze	2.251.454	1.693.550	1.272.760	1.038.398	497.496
Costos Durazno	1.409.269	1.118.580	835.279	609.535	539.232
Costos Paysandú	3.505.027	2.947.296	2.092.516	1.229.125	1.658.995
Costos Treinta y Tres	1.797.541	1.514.220	1.275.970	870.190	925.782

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP

10.6.2 Cálculo del costo de distribución mediante camión cisterna desde La Tablada

Supuestos efectuados

- a) Se toma como centro de distribución capilar a las plantas del interior evaluadas, la Planta ubicada en la Tablada. Su estructura y ubicación son consideradas aptas para un esquema de distribución carretero a nivel nacional.
- b) Siguiendo el ESQUEMA 6-1 de ANCAP se comparará el costo histórico del tramo F – Hi contra el mismo tramo efectuado por transporte carretero. Como el costo de distribución es el mismo desde dicha planta al consumidor final (tramos Hi – I/ K), este esquema sólo comparara el tramo desde la Tablada hasta el sitio donde se ubican cada una de las plantas estudiadas. Por ende se supone por simplificación que los camiones parten de la Tablada y arriban al lugar donde se encontrarían las plantas para luego dirigirse a las estaciones de servicio o consumidor final
- c) Los camiones saldrían siempre con la carga máxima, que para este caso es de 22 m³ ¹⁶⁴. Esto resulta válido aclararlo, dado que ANCAP, fija como pedido mínimo, un 80% de la capacidad máxima de las cisternas. Sin embargo, y según fuentes consultadas esta disposición no es respetada.
- d) No se considera la posible inversión en infraestructura para la Tablada, ante un aumento de su demanda para abastecer las plantas del interior. Sin embargo, y ante diversas fuentes consultadas, la extensión del horario de trabajo podría suplir los cambios antes mencionados.

Datos

Los datos fueron recabados de dos fuentes: AFLECOM S.A (Asociación de Fleteros de Combustible), quien brindó el precio de los fletes para el período requerido y la Dirección Nacional de Transporte la cual brindo el precio histórico de los peajes.

¹⁶⁴ Según fuentes consultadas, los camiones de 22m³ son los más comunes en el mercado de fletes y aptos para el esquema propuesto.

Precios de los fletes

En general y desde el año 1995 AFLECOM S.A. publica boletines de precios de fletes y agregados¹⁶⁵ para los combustibles¹⁶⁶. Estos boletines son publicados tantas veces como ajustes de precios existan. Para el período estudiado existen dos boletines para cada año¹⁶⁷ que se distribuyen en general de forma homogénea para todo el período. Considerando esta situación junto con la baja inflación registrada hasta el 2002, se optó por simplificación tomar un promedio simple de los precios reflejados en los boletines.

En dichos boletines se encuentran los precios divididos por tramo de kilómetros, por ejemplo de 0 a 35 Kms, de 35Kms a 120 Kms y así sucesivamente hasta llegar a al escalafón de 270 y más.

A los efectos de este estudio simplemente se tomaron los tramos relevantes de acuerdo con los kilómetros existentes entre la Tablada y cada una de las plantas tratadas.

El precio de los fletes es medido por m³/km recorrido y depende de si lo que se transporta es un producto blanco o negro. En el caso de los productos negros el flete resulta un 10 % más elevado a lo largo del período de estudio. En este sentido, y por carencia de datos¹⁶⁸, para el cálculo de los fletes se tomaron los precios para productos blancos salvo en el caso de Paysandú. Esta última, es la única planta del interior que expende además de productos blancos, Fuel oil, por lo que se optó tomar para ésta los precios de fletes de productos negros.

¹⁶⁵ Como ser mangueras adicionales, bombeo, horas de espera, etc.

¹⁶⁶ Teniendo en cuenta que los precios de los fletes los fija ANCAP

¹⁶⁷ Salvo para el año 2002 en el cual hubo tres publicaciones.

¹⁶⁸ No se contó con los volúmenes vendidos de cada refinado para cada una de las plantas estudiadas.

Costo de los peajes

Para el costo de los peajes, se siguió la evolución de sus tarifas¹⁶⁹ según los decretos correspondientes¹⁷⁰. Se tomó por simplificación, el promedio simple de cada año a los efectos de tener un único valor.

Dentro de las tarifas se ha elegido a los vehículos de cuatro ejes dado que corresponden a los camiones aptos para cargar 22 m³.

Dado que para años anteriores al 98, Uruguay poseía peajes en concesión y estatales con precios diferenciados, se debió discriminar cada peaje según el caso.

Tipo de cambio

Encontrándose todos los boletines y los precios de los peajes publicados en pesos uruguayos corrientes, se debió convertirlos a dólares norteamericanos mediante un tipo de cambio. Para seguir una linealidad en el estudio se optó por usar el tipo de cambio promedio anual interbancario comprador billete. Esta posición esta apuntalada con lo expresado en el punto "Precios de Fletes" ligado a la distribución homogénea de los boletines. Finalmente, El CUADRO 10-35 expone el costo total del esquema carretero propuesto.

CUADRO 10-35 Costos transporte carretero (1995-2003)

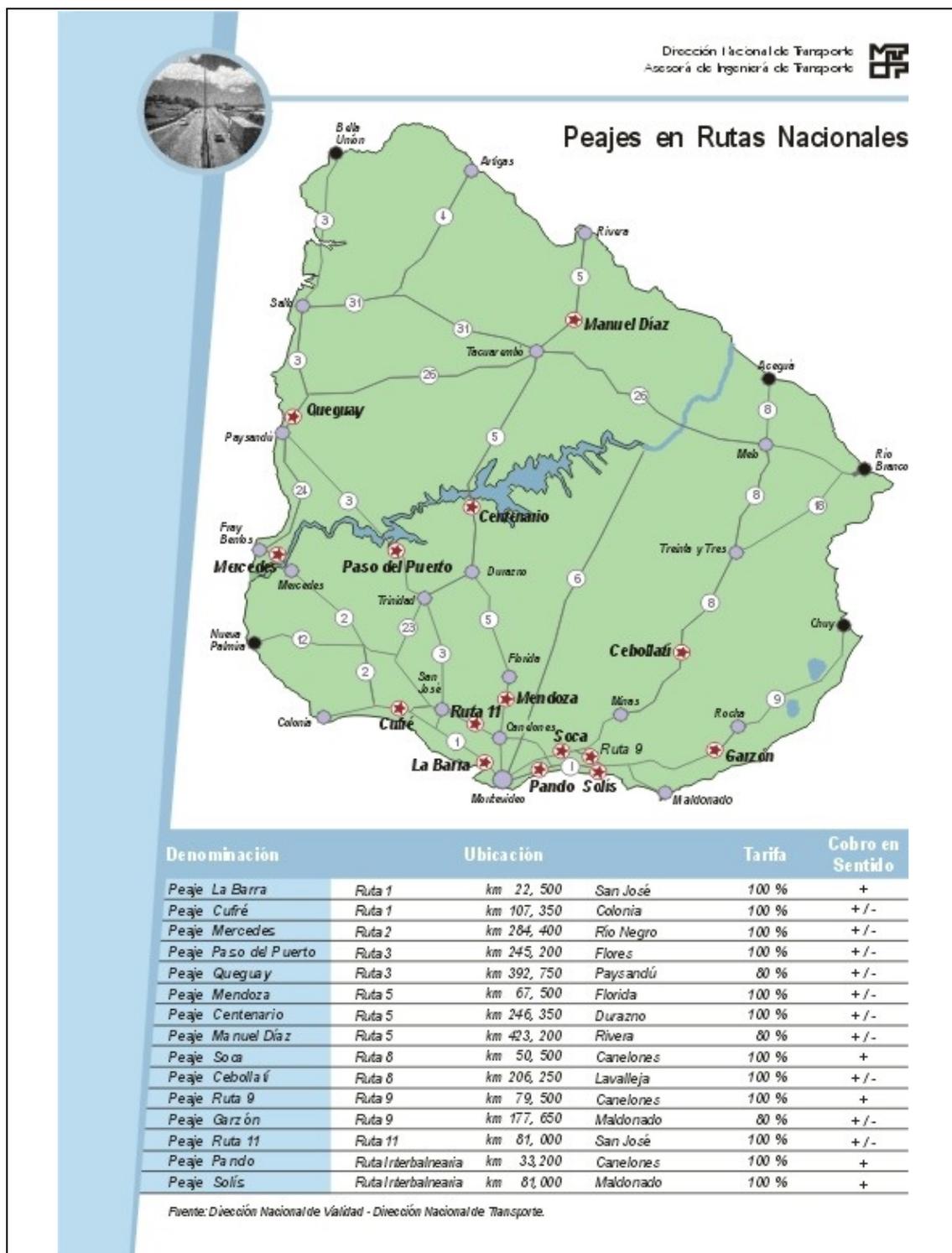
AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Juan Lacaze	1.730.006	1.837.875	2.387.716	2.073.627	1.487.688	1.281.437	1.366.413	1.016.051	323.077
Treinta y Tres	1.579.409	1.765.401	1.812.706	1.769.263	1.763.034	1.492.603	1.231.058	900.772	906.480
Durazno	977.057	1.096.945	1.344.557	1.279.716	1.000.423	883.147	571.297	466.330	428.392
Paysandú	5.704.675	5.327.019	4.117.700	3.773.606	5.594.330	5.490.462	5.035.541	3.110.055	3.325.396

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCAP, AFLECOM y MTOP.

¹⁶⁹ Sin IVA

¹⁷⁰ Para los peajes nacionales hasta el 97, DECRETO 143/95, DECRETO 283/95, DECRETO 434/95, DECRETO 123/96, DECRETO 313/96, DECRETO 459/96, DECRETO 94/97, DECRETO 252/97. Para los peajes de la concesión: DECRETO 144/95, DECRETO 282/95, DECRETO 438/95, DECRETO 122/96, DECRETO 312/96, DECRETO 460/96, DECRETO 93/97, DECRETO 252/97, DECRETO 454/97, DECRETO 80/98, DECRETO 206/98, DECRETO 352/98, DECRETO 87/99, DECRETO 231/99, DECRETO 374/99, DECRETO 98/00, DECRETO 217/000, DECRETO 356/000, DECRETO 117/001, DECRETO 298/001, DECRETO 467/001, DECRETO 111/002, DECRETO 291/002, DECRETO 466/002, DECRETO 122/003, DECRETO 309/003, DECRETO 521/003

MAPA 10-1 Peajes en rutas del Uruguay



Fuente: Dirección Nacional de Transporte, Uruguay.