

recursos naturales e infraestructura

El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) y el mercado de los derivados en Chile

Miguel Márquez D.



NACIONES UNIDAS



División de Recursos Naturales e Infraestructura

Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ “Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe”

Santiago de Chile, diciembre de 2000

Este documento fue preparado por el consultor Miguel Márquez D. y coordinado por el Sr. Hugo Altomonte, Oficial de Asuntos Económicos de la División Recursos Naturales e Infraestructura. El autor agradece la ayuda prestada por el ingeniero José Aguilera y los comentarios de los ingenieros Claudio Klenner y Pedro Maldonado.

La coordinación del Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ está a cargo del Sr. Hugo Altomonte, e-mail: [haltomonte@eclac.cl], fax (56-2) 208-02-52.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Publicación de las Naciones Unidas

LC/L.1452-P

ISBN: 92-1-321680-7

Copyright © Naciones Unidas, diciembre de 2000. Todos los derechos reservados

Nº de venta: S.00.II.G.132

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Resumen	7
I. Antecedentes	9
II. El mercado del petróleo y de los derivados en Chile	11
A. La producción de crudo y la refinación	12
B. Transporte, distribución y almacenamiento de productos	16
C. Una economía altamente dependiente del petróleo importado	19
III. Regulación y disputabilidad en el mercado de los derivados del petróleo en Chile	21
A. Algunas precisiones y conceptos	21
B. La determinación de los precios de los derivados del petróleo	22
IV. El FEPP: el mecanismo, su evolución y una estimación de los impactos de su aplicación	25
A. El Fondo de Estabilización de los Precios del Petróleo (FEPP)	25
B. Su evolución	27
C. Una estimación de los impactos de un incremento en los precios del petróleo sin FEPP	29
D. El nuevo FEPP	32
V. Conclusiones y recomendaciones	35
Bibliografía	39
Anexos	41
Serie Recursos Naturales e Infraestructura: números publicados	57

Índice de cuadros

Cuadro II-1	Crudo procesado y capacidad de refinación, 1998	13
Cuadro II-2	Utilidades de ENAP y de sus refinerías, 1996-1999	16
Cuadro II-3	Capacidad Instalada de Almacenamiento	17
Cuadro II-4:	Evolución de las participaciones en la distribución mayorista de combustibles líquidos	18
Cuadro IV-1	Precio Paridad Importación (PPI _m) para el caso de la gasolina de 93 octanos	26
Cuadro II-5	Evolución de las participaciones en la distribución del gas licuado de petróleo (GLP)	19
Cuadro IV-2	Principales impactos derivados de un aumento de precios en 30% en los precios del crudo internacional en algunas variables de la actividad económica nacional	30

Índice de recuadros

Recuadro II-1	PETROX, RPC Y Gregorio	14
Recuadro III-1	Precio al público de los derivados del petróleo y los elementos que lo componen.....	23
Recuadro IV-1	Mecanismo del Fondo de Estabilización de Precio del Petróleo (FEPP)	27
Recuadro IV-2	Cuadro Comparativo de la Ley de Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEDPP)	33

Índice de gráficos

Gráfico II-1	Consumo total de energéticos por fuentes, 1998	11
Gráfico II-2	Consumo nacional, importaciones y producción nacional de petróleo 1983-1998	12
Gráfico II-3	Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) - (Organización General Grupo de Empresas ENAP y Centro Corporativo ENAP).....	15
Gráfico II-4	Participación en el mercado de la distribución de combustibles líquidos, 1998	18
Gráfico II-5	Participación en el mercado del gas licuado de petróleo (GLP), 1998	19
Gráfico IV-1	Evolución semanal del FEPP	28
Gráfico IV-2	Caso del diesel: evolución de los precios de paridad, de referencia y del crudo Brent	31

Índice de cuadros, recuadros y gráficos de los anexos

Anexo-1	Principales estadísticas del consumo, producción e importación del petróleo y sus derivados.....	43
Cuadro 1-a	Consumo de energéticos por fuentes, 1998	43
Cuadro 1-b	Producción nacional e importación de crudo, 1998	43
Cuadro 1-c	Evolución en el consumo de los derivados del petróleo, 1988-1998	44
Cuadro 1-d	Importaciones de crudo por país de origen, 1999.....	44

Anexo-2	Ejemplo del Cálculo del FEPP	45
Gráfico 2-a	Valores para el cálculo DEL FEPP de acuerdo al ejemplo	45
Cuadro 2-a	Ejemplo para la determinación de los precios de paridad – semana 1	46
Cuadro 2-b	Ejemplo de paridad de importación - Semana 2.....	46
Cuadro 2-c	Procedimiento para el cálculo semanal del precio de paridad	47
Cuadro 2-d	Valores de Precios Paridad de Importación para el mes hipotético en estudio.....	48
Gráfico 2-b	Variación del precio paridad	48
Anexo-3	Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC)	49
Cuadro 3-a	Resultados de la corrida del Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC).....	50
Anexo-4	Precios de paridad del diesel de referencia y del crudo Brent (1998-2000)	53
Anexo-5	Definición de los principales derivados del petróleo y plantas de procesamiento.....	55
Recuadro 5-a	Derivados del petróleo.....	55
Recuadro 5-b	Plantas de procesamiento	56

Resumen

El presente estudio de “El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) y el mercado de los derivados en Chile”, expone el conjunto de aspectos que permiten analizar y evaluar el mecanismo mencionado en un contexto más amplio que aquél, propio a su funcionamiento. En efecto, una cabal comprensión del FEPP requiere que su evaluación y análisis deba ser realizado en el contexto de una elevada y creciente dependencia del petróleo de la economía nacional, de los elevados grados de concentración o de limitada disputabilidad del mercado de los derivados, y de la ausencia de un marco regulatorio para el desenvolvimiento de las actividades en este sector.

Se analiza el mercado de los derivados en Chile, que abarca desde la producción y refinación de petróleo, pasando por el transporte, hasta su almacenamiento y distribución, y se exponen los elementos que dan cuenta de una economía chilena altamente dependiente del petróleo importado.

También se analiza el mercado de los derivados del petróleo en Chile, así como las condiciones de escasa competencia, oligopolio y de no disputabilidad en algunos de los segmentos de este mercado. Se aborda asimismo, el tema clave de la determinación de los precios de los derivados del petróleo en el mercado nacional como preámbulo para entender la forma de operar del FEPP.

El capítulo III se consagró al FEPP; mecanismo creado en enero de 1991 mediante la Ley N° 19 030. Éste, operó con el objetivo de mantener cierta estabilidad en los precios de los derivados del petróleo en el mercado nacional, atenuando las variaciones de los precios de venta de los derivados del petróleo en el mercado interno.

Se incluyen datos respecto de su mecanismo de funcionamiento y su evolución. Como una forma de evaluar su funcionamiento, se compararon los costos erogados por el FEPP y aquellos que derivarían para la economía en su conjunto de no disponer de un mecanismo como éste. Para ello se utilizó el Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC). Las estimaciones obtenidas permiten afirmar que los impactos sobre la economía en general podrían ser relevantes.

Finalmente, se exponen los cambios introducidos a principios de 2000 y las principales características del Nuevo FEPP creado con la Ley N° 19 681.

El último capítulo resume las conclusiones, las que básicamente señalan que pese a las limitaciones de las cuales adolecía el FEPP, éste habría cumplido parcialmente su objetivo de suavizar los impactos derivados de los aumentos de los precios del petróleo a nivel internacional. No obstante, dada la elevada “petrolización” de la economía chilena y la tendencia al alza de los precios del petróleo, o al menos su mantención en niveles elevados, se requiere de la adopción de políticas petroleras y energéticas que permitan diversificar la matriz energética, el fomento del uso racional de la energía y del fomento y desarrollo de las fuentes renovables de energía.

I. Introducción

El presente estudio se inscribe en el conjunto de actividades desarrolladas por el proyecto Energía y Desarrollo Sustentable de CEPAL/OLADE/GTZ (Comisión Económica para América Latina y el Caribe/Organización Latinoamericana de Energía/Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, sociedad alemana de cooperación técnica), tendientes a abordar el tema de la regulación, en este caso, del sector petrolero y de los derivados del petróleo en Chile.

Uno de los rasgos distintivos de la economía chilena en estos últimos años ha sido la constante reestructuración de los mercados, adjudicando al sector privado un papel determinante en las inversiones y dinámica de crecimiento, y un rol de subsidiariedad de parte del Estado.

En Chile, el mercado de los combustibles líquidos y del Gas Licuado de Petróleo (GLP), (Liquid Petroleum Gas (LPG)), fue liberalizado a mediados de los años setenta y, formalmente, existe plena libertad para importar, producir, distribuir y comercializar los derivados del petróleo. En los hechos, la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) abastece cerca de un 85% del mercado de derivados y el restante corresponde a importaciones de compañías distribuidoras privadas.

El mercado de los hidrocarburos, y en particular el mercado de los derivados y del GLP, carece de un marco regulatorio adecuado.¹ Parcialmente, esta función es ejercida por la Comisión Nacional de Energía (CNE) e indirecta e informalmente por ENAP, vía el cálculo

¹ Se encuentra en preparación una Ley de Combustibles de parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE), o anteproyecto, en el cual participaron diversas dependencias y ministerios.

de precios de los derivados del petróleo, atendiendo al criterio de precios paridad, o paridad de importación y en menor medida, por el Ministerio de Economía y Minería.

La importancia de ENAP en la regulación de un mercado en el que coexisten aspectos oligopólicos y de un mercado disputable es notable. Tal importancia se acrecienta al constatarse la inexistencia de disposiciones legales que otorguen un adecuado marco regulatorio, institucional y de funcionamiento al mercado de los derivados. La legislación vigente aún no se ha hecho eco de aspectos que ponen en entredicho las reformas liberalizadoras, ya que persisten, en ciertas etapas de la cadena que conforma el sector petrolero, altas barreras de entrada y se mantienen elevados grados de concentración, aspectos que, por un lado, pondrían en tela de juicio la eficiencia en la asignación de los recursos desde el punto de vista del conjunto del sector y de la economía, y por el otro, garantizarían rentabilidades elevadas a las grandes empresas del sector.

En los hechos, el proceso de reestructuración del mercado de los derivados en Chile, no ha sido acompañado de cambios en la institucionalidad que incorpore los intereses de todos los actores —de las empresas pero también de los consumidores— y que tienda a garantizar una asignación más eficiente de los recursos, considerando su condición de importador neto de petróleo.

La elevada dependencia nacional del petróleo importado y los impactos negativos sobre la economía del país, derivado de la incertidumbre en los precios del crudo a nivel internacional, parecieran justificar la adopción de mecanismos que permitan mitigar los impactos de tales variaciones y, en este contexto, la mantención y perfeccionamiento del FEPP como único mecanismo del cual disponen las autoridades.

En efecto, Chile carece de mecanismos estructurales que lo preserven de la excesiva vulnerabilidad que ostenta en este ámbito y de los impactos negativos asociados. Las perspectivas de un mercado en mutación, en el que destacan la búsqueda de procesos de asociación con privados por parte de la ENAP, de la internacionalización de las actividades de dicha empresa, de un proceso de integración vertical y horizontal en este mercado, y de una virtual separación del rol de ENAP en tanto regulador informal y promotor del desarrollo, parecieran otorgar un interés que supera a aquél que surge de las discusiones en torno a las modificaciones al FEPP.

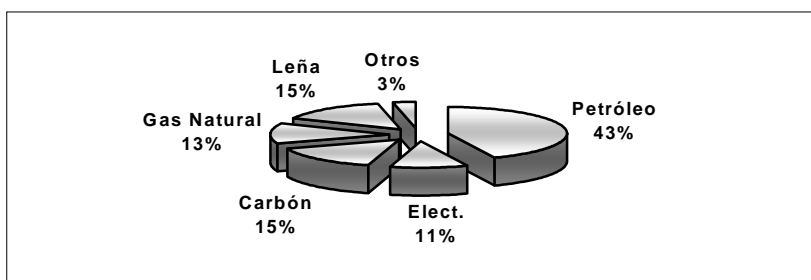
Este trabajo intenta dar respuesta a preguntas tales como: ¿cuál es el objetivo para el cual fue diseñado y adoptado el FEPP?, ¿qué habría sucedido de no existir dicho mecanismo?, ¿es necesario actualmente un mecanismo como el FEPP?, ¿qué relación existe entre éste y el peculiar mercado de los derivados en Chile?

Las respuestas a tales interrogantes, así como los comentarios acerca de la Nueva Ley del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) de julio de 2000, permitirá establecer los elementos de análisis del mecanismo para el desarrollo de estudios más detallados que permitan proponer recomendaciones en un marco de creciente dependencia del petróleo importado y debilidad creciente del rol normativo que ejercen los entes reguladores.

II. El mercado del petróleo y de los derivados en Chile

El petróleo continúa siendo el energético más importante en Chile. Durante 1998, el consumo total de energía era de 264 754 teracalorías (tcal) en el que el petróleo y derivados representaba 43%; la leña y el carbón 15% cada uno; el gas natural² 13% y la electricidad 11% (véase gráfico II-1). El resto de las fuentes, en su conjunto, representaba 3% (anexo 1, cuadro 1-a). La participación del petróleo y derivados³ aumenta al 57% de considerarse solamente el consumo final que excluye a aquél realizado en los centros de transformación.

Gráfico II-1
CONSUMO TOTAL DE ENERGÉTICOS POR FUENTES, 1998



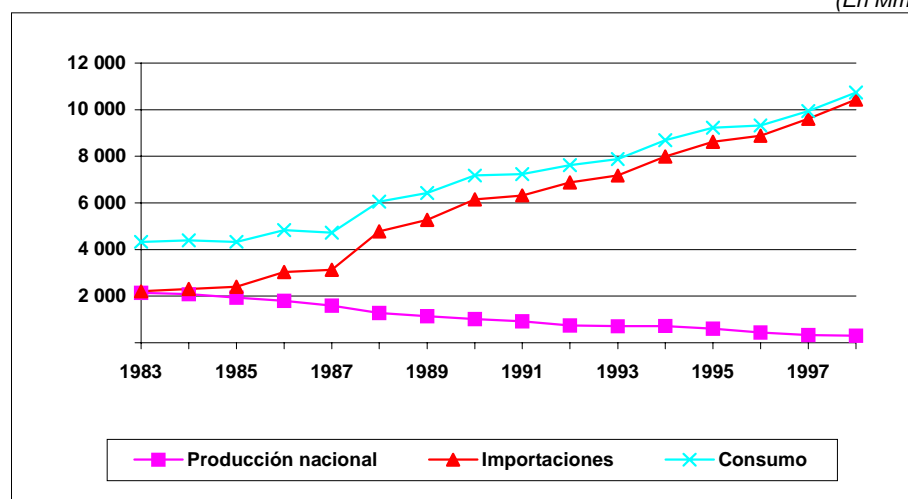
Fuente: Comisión Nacional de Energía, (CNE), 1999.

² Gases a temperatura y presión normal en depósitos bajo tierra. Su composición comercializable principal es metano. Incluye: i) el gas no asociado proveniente de yacimientos productores de hidrocarburos predominantemente en forma gaseosa, y ii) el gas asociado producido en conjunto con petróleo crudo.

³ Por combustibles derivados del petróleo se entiende el diesel, la gasolina de cualquier octanaje (incluyendo las gasolinas sin plomo), *kerosene*, gas licuado propano butano, gasolina aviación, *kerosene* aviación, gas de refinería y Fuel Oil 5 y 6 (petróleos combustibles), e IFO 180 (Intermediate Fuel Oil), (véase cuadro 5-a del anexo 5).

Chile ha sido tradicionalmente un importador de petróleo. A partir de 1983, sin embargo, las importaciones superan, por primera vez, a la producción nacional en el consumo de petróleo. En efecto, a partir de ese año la producción nacional inició una franca y sostenida disminución, producto del agotamiento de las reservas en el extremo sur del país, donde se sitúan los yacimientos de hidrocarburos nacionales. En 1998, la producción nacional alcanzó a sólo 1.8 millones de barriles (MMBBL) los que contrastan con los 12.1 MMBBL de hace una década. En el mismo lapso, las importaciones más que se duplican, pasando de 30.1 MMBBL a 65.6 MMBBL (véanse gráfico II-2 de este capítulo y cuadro 1-b del anexo 1).

Gráfico II-2
**CONSUMO NACIONAL, IMPORTACIONES Y
 PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO 1983-1998**
 (En Mm³)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, (CNE), 1999.

La estructura de consumo de los derivados ha ido evolucionando en los años recientes; así, en el período 1988-1998 destaca el aumento experimentado por el *diesel*, lo que se explica en gran medida por el aumento en el consumo de las centrales termoeléctricas y el transporte carretero, y la disminución en términos relativos de los *fuel oil 5 y 6* y del *GLP* especialmente (véase cuadro 1-c del anexo 1). La demanda nacional de derivados del petróleo es cubierta en un 85% por la producción de las refinerías de ENAP. El porcentaje restante corresponde a importaciones de compañías privadas y, marginalmente, de la propia ENAP.

A. La producción de crudo y la refinación

Los yacimientos de hidrocarburos nacionales son propiedad del Estado, y en ese marco, explorados, explotados y comercializados a través de la ENAP, vía concesiones o contratos especiales de operación (contratos de riesgo).

ENAP es una empresa del Estado creada en 1950. Su creación fue consecuencia del desarrollo e incremento de las actividades de exploración y explotación en la Cuenca de Magallanes, de la creación de una planta en Manantiales para tratar el gas natural y separar los

licuables⁴ de los importantes descubrimientos de hidrocarburos en dicha cuenca y, finalmente, de una demanda nacional en plena expansión.

A partir de 1975, se establecen normas destinadas a regir contratos especiales para permitir la participación privada en las actividades de exploración y explotación, y de este modo compartir los riesgos, costos y utilidades que devengarían de los descubrimientos. No obstante, los descubrimientos de nuevos depósitos no se concretaron, o escasamente, y desde 1983, la producción de petróleo de la Cuenca de Magallanes presenta la continua declinación mencionada en líneas previas. De acuerdo con ENAP, la mantención de niveles de producción aun importantes a lo largo de la década de los ochenta, se debe en su mayor parte a la extensión de los yacimientos, el uso de nuevas tecnologías de recuperación y las perforaciones realizadas en el Estrecho de Magallanes.

El petróleo crudo que ENAP produce en el área de Magallanes satisface alrededor del 7% de las necesidades del país y más del 90% debe importarlo. La principal fuente de suministro de crudo, desde la construcción de un oleoducto, es la cuenca de Neuquén en Argentina con una participación superior al 50% de la demanda nacional (véase cuadro 1-d del anexo 1, para las importaciones de crudo por país).

Paralelamente, se intensifican las actividades de exploración en otras zonas del país y se da inicio a labores de exploración y explotación de petróleo y gas en el extranjero, en ambos casos a través de la filial Sociedad Internacional de Petróleos (SIPETROL) creada, en 1990, para esos efectos.

La refinación es efectuada por ENAP a través de sus plantas: i) Refinería de Petróleo de Con-Cón (RPC) en la V Región; ii) PETROX Refinería de Petróleo S.A. - Chile, en Concepción VIII Región, y, en menor medida por iii) Gregorio, en Magallanes XII Región (véase recuadro II-1). RPC y PETROX, totalizan una capacidad de refinación cercana a los 200 000 barriles de petróleo/día (BBL/d), a lo que se suma el aporte de la Planta de *Topping*⁵ Gregorio en Magallanes con un poco más de 10 000 BBL/d.

En 1998, las refinerías nacionales procesaron cerca de 68 000 MBBL (alrededor de 11.5 MMm³) de combustibles derivados del petróleo, cifra superior en un 4.6% respecto a los volúmenes del año anterior. Los aumentos en las capacidades de las refinerías y los mejoramientos en los procesos obedecen al crecimiento en el consumo del mercado nacional y las exigencias de calidad de los combustibles y cumplimiento de las normas ambientales.

Las refinerías nacionales, en este sentido, no se han apartado de una dinámica de crecimiento basada en una expansión física de su infraestructura, a pesar de las persistentes dificultades que enfrenta para el financiamiento de dicha expansión frente a un mercado en constante crecimiento.

Cuadro II-1
CRUDO PROCESADO Y CAPACIDAD DE REFINACIÓN, 1998

Refinería	Crudo procesado (MBBL)	Capacidad (MBBL/d)
Gregorio	1 680	10.4
RPC	34 846	94.4
PETROX	31 240	100.7
Total	67 766	205.4

Fuente: Comisión Nacional de Energía, (CNE), 1999.

⁴ Hidrocarburos líquidos o liquificados obtenidos del gas natural (Líquidos de Gas Natural (LGN)), en plantas de procesamiento de gas. Los LGN incluyen: etano, propano, butano (normal o iso-), (iso) pentano y pentano plus (algunos veces llamados gasolina natural o condensado de planta).

⁵ Destilación atmosférica.

Recuadro II-1
PETROX, RPC Y GREGORIO

1. PETROX S.A. Refinería de Petróleo - Chile

Esta refinería, filial de ENAP, posee una capacidad de almacenamiento de crudo de aproximadamente 489 mil metros cúbicos, provenientes un 78% directamente del oleoducto con Argentina, Estenssoro-Pedrals, de reciente construcción. El 22% restante, por vía marítima desde el terminal de San Vicente en Talcahuano. El petróleo pasa al proceso de refinación, es decir, a la separación y transformación del crudo, para obtener combustibles de uso doméstico e industrial.

En el desarrollo de este proceso, PETROX cuenta con unidades de destilación: i) primaria; ii) vacío; iii) *visbreaker* (reducción de la viscosidad del asfalto (*pitch*)); iv) *hydrocracking* (método de hidrogenización catalítica para mejorar la calidad del *diesel*); iv) *cracking* catalítico (convierte hidrocarburos pesados en productos livianos de mayor valor comercial); vi) reformación catalítica (para producir gasolinas sin plomo de alto octanaje y LPG); vii) suministros, sección que provee a las anteriores de agua de refrigeración, vapor y electricidad, y además, viii) una planta de etileno^a y estanques de almacenamiento de los productos elaborados.

2. Refinería de Petróleo Con-Cón (RPC)

Esta refinería, filial de ENAP, posee una capacidad de almacenamiento de crudo de aproximadamente 452 Mm³, el petróleo crudo que llega a la refinería es almacenado en grandes estanques para regular la cantidad y calidad a ser procesada, según las posibilidades de las instalaciones y los requerimientos del mercado. El principio básico que se emplea en la refinación del petróleo es el de destilación. Para esto, RPC posee plantas complementarias que permiten un mejor aprovechamiento de los residuos de hidrocarburos procesados.

En el desarrollo de este proceso, se cuenta con las siguientes unidades: i) Planta de Destilación Atmosférica; ii) Planta de Destilación a Vacío; iii) Planta de *Cracking* Catalítico; iv) Unidad de Reformación Catalítica; v) Planta de Recuperación de Livianos y Tratamiento; vi) Planta de Alquilación, Unidad Viscosreductora; vii) Planta de Hidrocraqueo Suave (Método de Hidrogenación Catalítica (MHC)), y viii) Planta de Solventes (véase cuadro 5-b del anexo 5).

3. Gregorio:

Esta refinería, filial de Enap, posee una capacidad de almacenamiento de crudo de aproximadamente 221 mil metros cúbicos. La planta de fraccionamiento o destilación primaria, que procesa crudo a razón de 1 650 m³ por día. Obteniéndose como productos: nafta, gasolina, kerosene para aviación, *diesel* normal y antártico y crudo reducido (este último, se agrega al petróleo crudo destinado a las refinerías de la zona central del país).

Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), 1999.

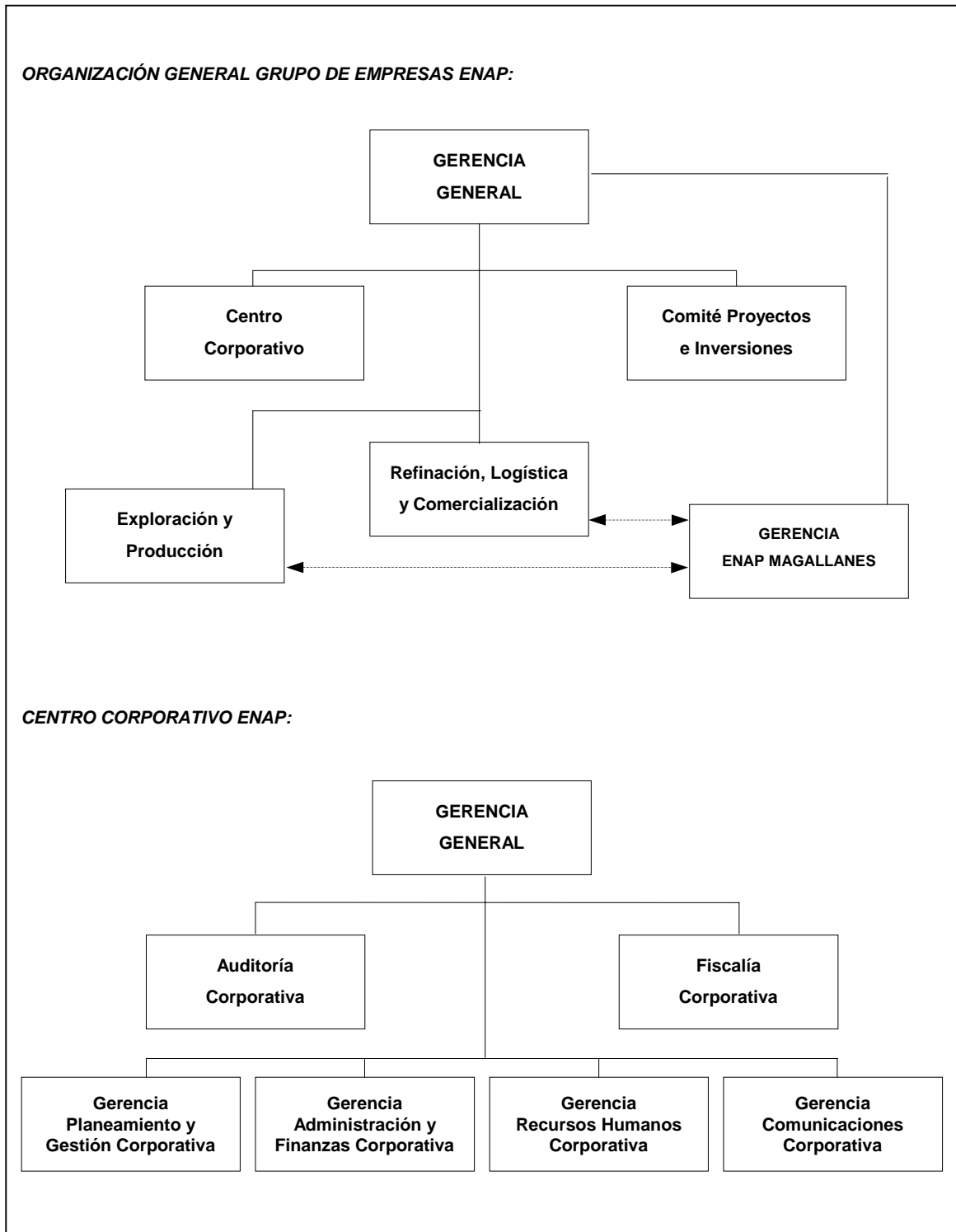
^a Partiendo de subproductos gaseosos de la refinería, etano, propano, butano, gas, gasolina natural y petróleo crudo, se prepara industrialmente el etileno, que constituye una métrica básica en la fabricación de gran número de productos petroquímicos de interés industrial.

^b Hidrocarburos producidos a partir de petróleos destilados o residuales, y son usados principalmente para reducir la fricción entre superficies. Esta categoría incluye todas las clases de aceites lubricantes, desde aceite para husillos hasta aceites para cilindros, y otros usados en grasas, incluyendo aceites para el motor.

Desde mediados de los años noventa se inició en ENAP un proceso de reestructuración que condujo a la unificación de las refinerías en su gestión y operación bajo la Gerencia de Operaciones y Logística. Este proceso parece reflejar las orientaciones u opciones estratégicas asumidas por los ejecutivos de la empresa con relación al “negocio petrolero” y sus políticas de desarrollo fuertemente ancladas en lo que se ha denominado “asociación con terceros”, orientaciones acorde, a los nuevos desafíos que debe enfrentar ENAP a nivel nacional e internacional (véase periódico El Mercurio, 2000, 1999, 1997a y 1997).

El proceso de reestructuración mencionado tiende a consolidar la gestión de las refinerías en una sola mano trastocando las condiciones de coordinación y disputa relativa que, circunstancialmente, prevalecieron en aquellas áreas geográficas, en particular en la Región Metropolitana, en las cuales convergían las actividades de ambas refinerías, y que a lo largo de más de dos décadas, marcó las operaciones de ventas de éstas.

Gráfico II-3
EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO (ENAP)



Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), 2000 [www.enap.cl/].

En el gráfico II-3 se expone la nueva estructura organizacional. Esta nueva reestructuración, que sucede a otra realizada recientemente, concentra las actividades de ENAP en dos líneas de negocios: Exploración y Producción; y Refinación, Logística y Comercialización. Bajo el nuevo esquema se crea, además, un Centro Corporativo del cual dependen cuatro gerencias.

En 1999, las utilidades después de impuesto fueron de \$US 145 millones; de éstas, \$US 103 millones fueron obtenidas por Refinerías y Logística en la que la incidencia de PETROX y RPC representa casi la totalidad, y en menor medida, el gas natural (véase cuadro II-2). Estas utilidades sólo incluyen a aquéllas obtenidas por las empresas en las que ENAP posee la propiedad total. De acuerdo con las cifras del cuadro mencionado, las utilidades para el grupo ENAP son relativamente estables en el tiempo y se estima que éstas podrían mantenerse en los años venideros. Es de hacer notar, sin embargo, que este análisis aparece incompleto en el caso de las refinerías, en la medida en que se desconocen los precios de transferencia a los cuales fue traspasado el crudo a las refinerías. Debe señalarse que las compras de crudo son efectuadas por ENAP, quien luego las “transfiere” o vende a las refinerías a precios fijados por ENAP. Este mecanismo permite al grupo manejar y repartir las utilidades según sean las decisiones de su dirección, lo que permitiría explicar, parcialmente, las abruptas bajas de las utilidades de las refinerías en los años 1997 y 1998 expuestas en el cuadro II-2. De acuerdo con informes internos de ENAP el precio del “holding” alcanzaría \$US 1 364 millones.⁶

Cuadro II-2
UTILIDADES DE ENAP Y DE SUS REFINERÍAS, 1996-1999
(En millones de \$US)

	1996	1997	1998	1999
ENAP (total)	227	189	104	145
Refinerías y Logística	124	51	17	103

Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), 2000.

Las inversiones promovidas por ENAP, bajo la fórmula de asociación con terceros en la petroquímica,⁷ si bien ha permitido la realización de proyectos aparentemente difíciles de abordar por la empresa estatal con recursos propios, por los montos de las inversiones y las restricciones de orden presupuestario impuestas por el Ministerio de Hacienda, tiende en los hechos, a disminuir la importancia relativa en el sector de sus propias filiales y en particular de PETROX.

B. Transporte, distribución y almacenamiento de productos

1) Transporte

Más del 70% de los productos refinados destinados al mercado nacional se transportan a través de la red de oleoductos de una extensión total de 620 km, ubicada principalmente, en la zona central del país. Los dos principales poliductos se encuentran entre Talcahuano y San Fernando

⁶ Valor presente neto del flujo y utilidades a 10 años con 10% de tasa de descuento. Corresponde a valorización privada, con utilidades después de impuesto (15%).

⁷ Es el caso de la construcción de una planta productora de plástico (PETROQUIM S. A.) a partir de corrientes de propileno provenientes de las unidades de *cracking* catalítico y planta de etileno de la refinería PETROX. La planta producirá 100 mil toneladas anuales de propileno del tipo homo y copolímero; y de una planta destinada a la producción de derivados a partir del coque (PETROPOWER Energía Ltda. en Talcahuano) y la generación de electricidad.

(350 km) y entre Con-Cón y Maipú (línea 1 de 136 km, y línea 2 de 136 km) y la prolongación de éste hasta San Fernando (133 km).

El sistema de transporte por ductos consta además de redes menores que unen los sectores de Con-Cón a Las Salinas (10 km), Quintero a Con-Cón (23 km) y Maipú al Aeropuerto (17 km). A ello se agrega una amplia red de oleoductos, gasoductos y otras líneas en la zona de Magallanes, tanto en tierra como en costa afuera, los que permiten la conducción de los productos a los centros de refinación y almacenamiento.

Casi la totalidad de los oleoductos y poliductos antes mencionados son de propiedad de la Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. (SONACOL), empresa en cuya propiedad concurren ENAP y las más grandes compañías distribuidoras. Sus principales clientes son: ENAP, PETROX, y RPC; Compañía de Petróleos de Chile S.A. (COPEC), ESSO Chile Petrolera Ltda., y SHELL Chile S.A.C.E.I., e Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), en productos limpios (no licuables), y Compañía de Consumidores de Gas de Santiago S.A. (GASCO), Abastecedora de Combustibles S.A. (ABASTIBLE) y Compañía Distribuidora de Gas S.A.C. e I. (CODIGAS) en el gas licuado.

En el resto del país, es decir, aquellas zonas no cubiertas por la red de oleoductos, el abastecimiento es efectuado por vía marítima, salvo la zona de Magallanes en donde ENAP dispone de una red de oleoductos para transportar sus productos desde diversos yacimientos hacia las plantas de tratamiento y posteriormente hasta los terminales de embarque y de distribución final.

2) Almacenamiento

El desarrollo del mercado nacional y la construcción de las refinerías, trajo como consecuencia la necesidad de establecer las instalaciones de almacenamiento. Es así como a principios de los años ochenta, se conformó la Empresa Almacenadora de Combustibles (EMALCO) como filial de ENAP, aun cuando la mayor parte de las capacidades (estanques) ya existían.

Las más importantes plantas almacenadoras se encuentran en la zona central del país en las ciudades de Linares, San Fernando y Maipú. En el cuadro II-3 se expone la capacidad instalada de EMALCO a fines de 1998.

Cuadro II-3
CAPACIDAD INSTALADA DE ALMACENAMIENTO
(En m³)

Planta	Gas Licuado	Productos Limpios
Maipú	24 000	177 500
San Fernando	34 000	54 000
Linares	2 000	21 600

Fuente: Empresa Almacenadora de Combustible S.A. (EMALCO), 1999.

3) Distribución

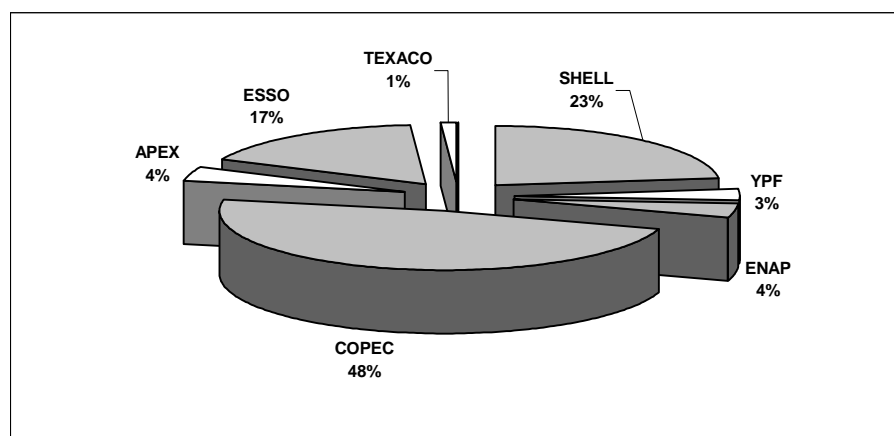
En la distribución de los derivados, participan diversas empresas privadas las que comercializan tanto los refinados vendidos por ENAP como aquellos importados.

Desde 1978 se determinó la liberalización de la distribución mayorista, complementada en 1982, con la libertad de precios de los derivados del petróleo. La excepción la constituye el precio del GLP de la XI y XII regiones. Dichas medidas si bien durante algún tiempo permitieron la entrada de un mayor número de empresas distribuidoras a las clásicas que dominaban el mercado (COPEC, ESSO y SHELL), y desde este modo, desconcentrar el mercado, fue revertido a lo largo

de los años noventa, restringiéndose la participación a aquellas que poseían instalaciones propias de almacenamiento y terminales marítimos a lo largo del país.

El gráfico II-4 expone la participación por empresas en el mercado de combustibles líquidos a fines de 1998. Las tres grandes empresas, COPEC, SHELL y ESSO, controlan el 85% del mercado.

Gráfico II-4
PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE LA
DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, 1998



Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), 1999.

Del cuadro II-4, se desprende que si bien a fines de los años ochenta se incorporan nuevas compañías al mercado de la distribución de combustibles líquidos, hasta entonces concentrada en sólo cuatro empresas, incluida ENAP, a fines de la década de los noventa, éste reflejaba elevados grados de concentración. Las mismas tres grandes empresas de principios de los años setenta (COPEC, ESSO, SHELL) concentraban el 85% del mercado, aun cuando el número de empresas participantes en el mercado había aumentado.

Cuadro II-4:
EVOLUCIÓN DE LAS PARTICIPACIONES EN LA
DISTRIBUCIÓN MAYORISTA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS
(Mm³)

Empresa	1978	1982	1988	1992	1998
ENAP	1 090	981	791	1 009	452.4
COPEC	1 761	1 723	1 905	2 840	5 429.3
ESSO	1 224	1 177	1 144	1 509	1 922.8
SHELL	774	787	870	1 642	2 601.5
COMAR ^a	0	65	293	-	-
Otras ^b	0	0	269	234	904.9
Importaciones ^c	92	87	174	152	n/d
Total	4 941	4 820	5 446	7 385	11 310.9

Fuente: Comisión Nacional de Energía, (CNE), 1999.

Notas: ^a COMAR pasó a formar parte del Grupo SHELL a partir de mediados de la década del noventa, ampliando su red de estaciones de distribución.

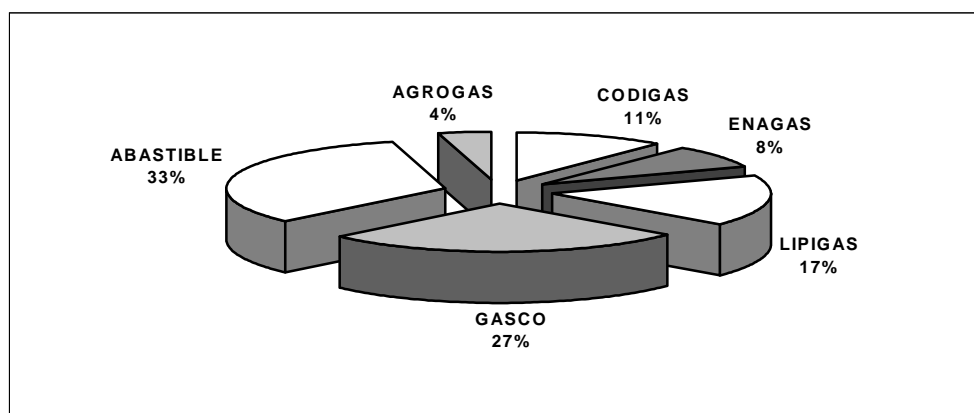
^b APEX (absorbida por COPEC en 1999), TEXACO Chile S.A.C., YPF y Punto Blanco.

^c Importaciones directas de usuarios

n.d.: no disponible

Similar constatación es posible de realizar en el caso del GLP, en el que pese a los propósitos de liberalización se advierten importantes grados de concentración, (véanse gráfico II-5 y cuadro II-5). En efecto, si bien a fines de la década de los setenta, la distribución de este combustible estaba concentrada mayoritariamente en dos grandes empresas, que abarcaban un 54% de la distribución, a fines de 1998, sólo tres empresas controlan el 86% del mismo, en su mayoría filiales de empresas presentes en el mercado de los derivados de combustibles.

Gráfico II-5
PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP), 1998



Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), 1999.

Cuadro II-5
EVOLUCIÓN DE LAS PARTICIPACIONES EN LA DISTRIBUCIÓN DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)
(En miles de toneladas)

Empresa	1978	1982	1988	1992	1998
ABASTIBLE	134	150	168	233	303.6
GASCO	106	113	126	159	230
LIPIGAS ^a	58	102	110	131	156.4
CODIGAS	31	39	52	73	101.2
ENAGAS ^b	29	28	28	44	73.6
Otros ^c	85	38	26	31	55.2
Total	443	470	510	671	920

Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), 1999.

Notas: ^a Gas Licuado LIPIGAS S.A. (Arica a Valparaíso).

^b Empresa Nacional de Gas (ENAGAS).

^c GASCO Magallanes, GASCO Concepción, AGROGAS S. A. y ANDIGAS S. A.

C. Una economía altamente dependiente del petróleo importado

A fines de 1998, de los casi 6 MMBBL de petróleo al año que consumió Chile, se importó un poco más del 90%. De acuerdo con el Banco Central, ese año la importación de petróleo alcanzó un monto total de \$US 896 millones y ascendió a casi \$US 1 100 millones CIF (costo, seguro y transporte) en 1999, experimentando un alza de cerca de 23%. Dicho incremento se debió en su mayor parte a las alzas de precios del crudo durante 1999 y no al crecimiento de la demanda. Chile es uno de los países de América Latina que más depende del petróleo importado siendo seguido muy a la zaga por Brasil que importa alrededor del 55% de su consumo total.

Las cifras antes mencionadas reflejan un cuadro inequívoco de alta dependencia de la economía chilena del petróleo. No obstante, lo que hace del cuadro nacional una situación en extremo complicada es: i) un elevado ritmo de crecimiento del consumo de derivados del petróleo (alrededor de 9% al año en promedio en esta última década) y las crecientes necesidades en inversión asociadas; ii) el virtual agotamiento de los yacimientos nacionales, y finalmente, iii) la inexistencia de una política energética que incluya el uso eficiente de la energía, políticas de gestión de la demanda y el desarrollo y fomento de políticas de sustitución del petróleo por otras fuentes energéticas, excepción hecha del gas natural, que también debe ser importado.⁸

En ese contexto, la volatilidad de los precios del crudo en el mercado internacional, acarrearía severos impactos en la economía de no mediar mecanismos que permitan otorgar la necesaria estabilidad que requiere la actividad económica nacional. Tal rol lo cumple el FEPP, el único mecanismo que el país ha adoptado para precaverse de los impactos negativos derivados de cambios en los precios del crudo a nivel internacional.

⁸ El gas natural proviene principalmente de la cuenca de Neuquén en Argentina, limitándose el suministro de gas natural chileno a la zona de Magallanes (Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir). El consumo total de gas natural en 1998 fue de 33 472 tcal, de las cuales un 36% es de origen nacional.

III. Regulación y disputabilidad en el mercado de los derivados del petróleo en Chile

A. Algunas precisiones y conceptos

Chile carece de un marco regulatorio para los hidrocarburos. En rigor, la falta de un marco normativo adecuado, da cuenta la ausencia de políticas y principios claves que, normalmente, tienden a reflejarse en leyes, patentes, normas, reglamentos o contratos, con alcance de discreción residual definido rigurosamente mediante la adopción de fórmulas, criterios, factores y objetivos operacionales.

La falta de un marco regulatorio, impide el que puedan ser asumidos en plenitud los cambios provocados por la liberalización del mercado, la creciente privatización de las actividades en el sector, y conciliar y equilibrar los intereses de las empresas con aquéllos de los consumidores. La constante declinación en la producción de crudo nacional, la profundización de la dependencia de energéticos importados (petróleo y gas natural), la mantención de una política de oferta basada exclusivamente en la expansión física del sector, y persistencia de importantes grados de concentración en el sector, dan cuenta de un aumento en la vulnerabilidad del país en términos energéticos, y la ausencia de medidas tendientes a disminuir o mitigar tal vulnerabilidad. La ausencia de un marco regulatorio para los hidrocarburos en el país, no hace sino consagrar la ausencia de decisiones relativas al largo plazo y desde este punto de vista, de los intereses del país en su conjunto.

A falta de un marco normativo, el funcionamiento del mercado de los derivados, descansa básicamente en la determinación de los precios de tales productos y en el rol de ENAP.

Específicamente para el sector hidrocarburos, la CNE determina (semanalmente) los precios de paridad de los combustibles así como en forma periódica los precios de referencia de éstos para efectos del FEPP. Con respecto a ENAP, ésta analiza y recomienda la materialización de las inversiones que requiere para su expansión, las que posteriormente —teóricamente— son evaluadas por el Ministerio de Planificación (MIDEPLAN).

A esta limitada labor “reguladora” de la CNE se suma el rol que juega ENAP (en las diversas fases de la cadena) en un mercado en el que la disputabilidad del mismo pareciera estar en entredicho (véase H. Pistonesi, 1998). En efecto, tal condición supone que la “competencia efectiva” en el mercado es complementada por la “competencia potencial”, en la medida en que la amenaza del competidor potencial disciplina el comportamiento de la/las empresa/s dominante/s en el mercado. En los hechos, los potenciales entrantes parecieran no tener acceso al mismo conjunto de técnicas productivas y demandas de mercado que aquéllas para las empresas presentes en el mercado, esto es ENAP y las grandes distribuidoras. Más aún, pese a que no existen restricciones legales para la entrada o salida del mercado parecieran existir costos hundidos (aquéllos que no pueden ser recuperados o al menos no rápidamente) lo suficientemente elevados como para disuadir la entrada de nuevas empresas.

A las razones antes expuestas se suma la convergencia de intereses entre las principales grandes empresas distribuidoras y ENAP, al menos en el transporte de productos limpios.

En ese contexto, y en una industria caracterizada por la presencia de monopolios u oligopolios, cuyos mercados parecieran ser no disputables, la regulación resulta no sólo necesaria como instrumento para promover un mayor bienestar y el desarrollo de un mercado, sino, además, indispensable para otorgarle mayor transparencia ante los elevados grados de concentración y de una elevada dependencia.

B. La determinación de los precios de los derivados del petróleo

Previo al análisis del FEPP, es necesario exponer las formas bajo las cuales ENAP participa en la determinación de los precios de los derivados.

En el caso del petróleo nacional, es decir, aquél producido por Magallanes, el precio es determinado por el precio de paridad de crudos importados equivalentes —en grados API (American Petroleum Institute)⁹ y contenido de azufre— al nacional, valor al cual es vendido por ENAP a las refinerías del mismo grupo.

En el caso de los derivados del petróleo, el precio es determinado por el Precio Paridad de Importación (PPIIm), del derivado respectivo al que se le adicionan las tarifas correspondientes al transporte y almacenamiento, los costos y márgenes a los distribuidores, los impuestos correspondientes al valor agregado y, en el caso de algunos derivados, los impuestos específicos (véase recuadro III-1).

En el caso de los precios de los productos elaborados por las refinerías, éstos son fijados en función de la paridad importación, determinados por los mercados internacionales. Los grados de libertad en la determinación de esta parte del precio son reducidos dado el mecanismo mencionado. Se debe señalar, no obstante que dada la condición dominante en el mercado de los derivados de parte de las refinerías de ENAP, ésta puede permitirse fijar precios distintos a los de paridad

⁹ Una escala de medida relacionada con la densidad para petróleo crudo u otros hidrocarburos líquidos, basada en la fórmula:
 $Grados\ API = [141.5/gravedad\ específica] - 131.5.$

en +/-5%, y mantenerlos hasta el momento en que tal diferencia de precio pudiese alentar importaciones directas y masivas de parte de las grandes compañías distribuidoras.

Recuadro III-1

**PRECIO AL PÚBLICO DE LOS DERIVADOS DEL
PETRÓLEO Y LOS ELEMENTOS QUE LO COMPONEN**

-
- Precio Refinería
 - Costo de transporte
 - Costo de almacenamiento
 - Margen de distribución
 - Impuesto al Valor Agregado (IVA)
 - Impuesto específico ^a
-

Fondo de Estabilización del Precio del Petróleo (FEPP)^b

Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), 2000.

^a Sólo se aplica a las gasolinas automotrices y *diesel* para el transporte carretero.

^b Sólo se aplica, según condiciones de mercado, a las gasolinas automotrices, *kerosene* doméstico, *diesel*, nafta para fabricación de gas manufacturado, *fuel oil* y GLP.

La tarifa en el caso del transporte por oleoducto es fijada por la empresa SONACOL. Por su parte, EMALCO es la empresa que determina las tarifas por almacenamiento. Ambas tarifas tienen como precios de referencia máximos, los precios del transporte carretero (camiones) y de almacenamiento propio que poseen las compañías distribuidoras.

En el caso de la fijación de la tarifa del transporte por ductos los grados de libertad son relativamente elevados. Ello pareciera explicarse por la limitada disputabilidad en este mercado, dada la simultánea e importante participación de las más grandes empresas —propietarias de SONACOL— tanto en el transporte carretero como marítimo, cuyos costos, en particular aquéllos en que incurre el transporte carretero, constituye el factor de referencia o costo alternativo para la determinación de las tarifas del transporte por ductos. Esta peculiar situación pareciera explicar los también relativamente elevados y estables márgenes de rentabilidad de esta actividad y en especial de la empresa mencionada. La necesaria trilogía normas-precios-fiscalización, propia a una adecuada regulación parecieran, en esta etapa de la cadena, ser débiles.

El margen de distribución es determinado libremente por los distribuidores privados.

Sólo después de la determinación de tales precios, se aplica —según sea el caso— el FEPP, en el cual el rol de ENAP y de la autoridad reguladora es relevante.

IV. El FEPP: el mecanismo, su evolución y una estimación de los impactos de su aplicación

A. El Fondo de Estabilización de los Precios del Petróleo (FEPP)

El FEPP es un mecanismo que define el porcentaje de las alzas en los precios del crudo importado, que debería ser traspasado al público. El objetivo es mantener cierta estabilidad en los precios de los derivados del petróleo en el mercado nacional, atenuando las variaciones de los precios de venta de los derivados del petróleo en el mercado interno. Pero no las evita. El país debe, igualmente, en el largo plazo, “internalizar” los cambios en los precios del crudo.

El FEPP fue creado en enero de 1991, mediante la Ley N° 19 030 y desde esa fecha opera con los objetivos señalados. Se constituyó, inicialmente, con un monto de \$US 200 millones provenientes, a modo de préstamo, del Fondo de Estabilización del Cobre. En ese marco, cada vez que el FEPP excediera esta suma se aportaría el exceso como amortización del préstamo original a dicho fondo (véase ENAP, 2000).

De acuerdo con la Ley, los combustibles afectos al FEPP son: i) las gasolinas automotrices (93, 95 y 97 octanos); ii) la nafta para uso en la fabricación de gas de cañería; iii) el *kerosene* doméstico; iv) el petróleo *diesel*; v) los *fuel oil* 5 y 6 e IFO, y vi) el GLP.

El FEPP opera con dos tipos o conceptos de precios:

i) los de referencia:

determinados por el Ministerio de Minería previo informe de la CNE, consideran: i) un Precio de Referencia Superior (PRSu); ii) uno intermedio (PRIn), y iii) uno inferior (PRIf). El precio de referencia intermedio es calculado sobre la base del precio esperado de mediano y largo plazo del mercado petrolero, y

ii) los Precios de Paridad de Importación (PPI_m):

se refieren a la cotización promedio semanal observada en los mercados internacionales de combustibles, incluyendo los costos de transporte, seguros y otros (CIF), cuando corresponda y su determinación es labor de la CNE; (véase cuadro IV-1, donde se expone el caso del precio paridad de la gasolina en una fecha determinada).

Cuadro IV-1
PRECIO PARIDAD IMPORTACIÓN (PPI_m)
PARA EL CASO DE LA GASOLINA DE 93 OCTANOS
(En \$US/m³, tercera semana de mayo de 1999)

Concepto	\$US/m ³
Precio mercado referencia (US Gulf Coast) ^a	130.8
Seguros y Flete (a puertos chilenos)	15.5
Derechos Aduana	14.6
Gastos Internación	1.1
Logística (terminal y almacenamiento)	3.6
Margen importador	6.6
Paridad Importación	172.2

Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), "Política de Precios y Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo", marzo. 2000.

^a Costa del Golfo de los EE.UU.

El mecanismo establece que cuando el precio paridad esté bajo el precio de referencia inferior, el producto estará gravado por un impuesto del 60% de la diferencia entre ambos precios por metro cúbico vendido o importado, según corresponda. Al contrario, si el precio de paridad excede al PRSu, operará un crédito fiscal igual a la diferencia entre ambos precios, por metro cúbico vendido o importado, según corresponda. La diferencia en el porcentaje de aplicación del mecanismo pareciera provenir del hecho que el FEPP fue adoptado en un contexto, la guerra del Golfo, en el cual se preveían alzas mayores de precios del crudo.

Los mencionados impuestos o créditos fiscales específicos, según sea el caso, se devengarán al momento de la primera venta o importación de los productos señalados gravando o beneficiando al productor, refinador o importador de ellos (véase Ministerio de Hacienda, 2000).

Si el PPI_m se mantiene dentro del rango establecido por los precios de referencia (superior e inferior), no opera el mecanismo del FEPP.

Si en cambio, el PPI_m supera alguno de los precios de referencia mencionados, y éste supera en un 2% a los precios vigentes, se genera el mecanismo señalado.

Un resumen de la metodología de aplicación del FEPP se expone en el recuadro IV-1 y un ejemplo de aplicación del mecanismo es desarrollado detalladamente en el anexo 2.

Recuadro IV-1

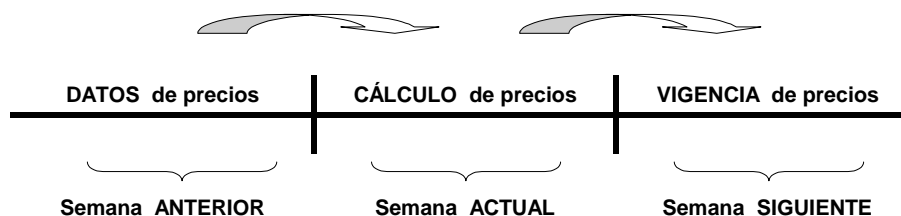
MECANISMO DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIO DEL PETRÓLEO (FEPP)**1. Existe una banda establecida por Decreto Supremo, sobre la base de:**

- cálculo de precios promedios esperados (que incluye los precios históricos y aquellos que resultan de las proyecciones realizadas por la CNE)
- precio promedio +12.5% lo que determina el PRSu
- precio promedio -12.5% lo que determina el PRIf

2. PPI_m calculados semanalmente por la CNE de acuerdo a las fluctuaciones del mercado internacional

- si PPI_m > PRSu * crédito (100% de la diferencia)
- si PPI_m < PRIf * impuesto (60% de la diferencia)

El mecanismo de actualización de paridades del FEPP se efectúa de acuerdo al siguiente esquema:



- se toma el promedio de lunes a viernes de la paridad de importación para cada uno de los combustibles
- se produce el cambio cuando hay una variación superior al 2% con respecto al precio vigente.

Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), "Política de Precios y Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo" marzo, 2000.

B. Su evolución

Los aspectos fundamentales a partir de los cuales es posible sacar algunas conclusiones respecto de la evolución del FEPP son: i) el PPI_m; ii) la estimación de precios de referencia; la oportunidad de aplicación (o no) del FEPP y, por último, iii) el costo del mecanismo.

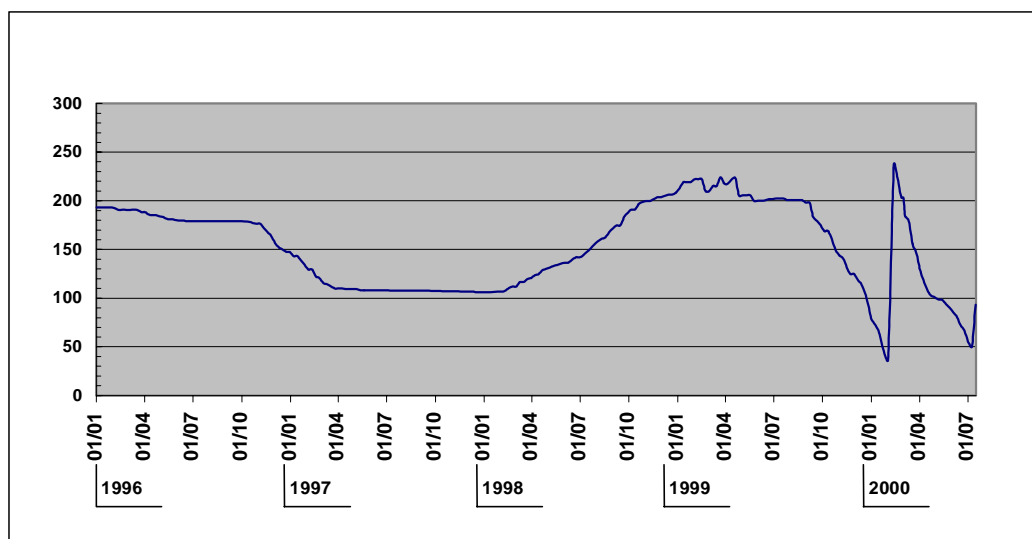
La determinación del PPI_m es esencial en la fijación de los precios internos, la magnitud de sus variaciones, y de acuerdo al mecanismo, en la aplicación o no del FEPP. En general, el fondo operó cuando se dieron las condiciones para su aplicación de acuerdo a lo estipulado por la Ley. Sin embargo, es posible afirmar que han existido momentos en que éstos se han apartado de la banda sin que el fondo opere, o sin que la autoridad respectiva autorizase el traspaso del alza a los usuarios sino hasta mucho tiempo después (agosto de 1999 hasta abril de 2000). A partir aquí, se observa que el PPI_m del *diesel* (\$US 192.13/m³ a septiembre de 1999, por ejemplo) experimentó un alza persistente por sobre la banda superando el PRSu (\$US 158/m³) que se mantuvo hasta fines de enero de 2000 (véase anexo 4). No obstante el mecanismo no operó. La diferencia entre el precio

de paridad y el precio interno fue absorbida por ENAP. Similar situación se dio en el caso de otros combustibles afectos al fondo.

En lo que se refiere a la estimación de los precios de referencia, es posible afirmar que las bandas de precios —de referencia superior e inferior— dependen en fuerte medida de las estimaciones de PRIn, calculados sobre la base de modelos definidos por la autoridad reguladora (CNE), cuya definición parecieran poseer las limitaciones propias a los modelos de regresión utilizados. Aun cuando el mecanismo del FEPP pareciera estar globalmente definido, es probable que los grados de discreción para su aplicación así como las debilidades de algunos parámetros o modelos utilizados en su cálculo, haya dado lugar a arbitrariedades en cuanto a la oportunidad en su aplicación que pudiesen haber distorsionado el rol para el cual fue creado.

Resta por abordar el costo del mecanismo. Una forma de evaluar el costo de su aplicación es la de estimar los montos absolutos erogados por su aplicación a lo largo de los años. De acuerdo con datos de la Tesorería de la República (véase gráfico IV-1), hasta inicios de 1996, el fondo mantiene, en la práctica, los volúmenes iniciales de 200 millones de dólares.¹⁰ Desde el tercer trimestre de 1996 el deterioro en los volúmenes del fondo se intensificó, desembolsando \$US 52 millones hasta principios de 1997 y luego en \$US 94 millones menos a principios de 1998. A partir de febrero de dicho año, se inició una sostenida recuperación del fondo que dura hasta abril de 1999¹¹ para posteriormente, iniciar un franco deterioro cuyo punto culmine se establece el mes de febrero de 2000 en que sólo le restan al fondo \$US 37 millones. Tal situación obligó a las autoridades, en la segunda semana de febrero a proveer al fondo con nuevos \$US 200 millones adicionales. A mediados de julio de 2000, y habiendo llegado el fondo a reservas de sólo \$US 50 millones, se hacen nuevos aportes por casi \$US 63 millones.

Gráfico IV-1
EVOLUCIÓN SEMANAL DEL FEPP
(En millones de \$US)



Fuente: Tesorería General de la República, "Política de Precios y Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP)", marzo, 2000.

¹⁰ En los hechos, previo a 1996, el balance arrojaba los siguientes aportes del FEPP en millones de \$US: 61 en 1992; 50 en 1993; 18 en 1994; 0 en 1995, y 7 en 1996.

¹¹ Al 18 de abril de 1999, el fondo contaba con un poco más de \$US 222.

Hasta mediados de julio de 2000, los recursos totales aportados se cifraron en \$US 250 millones, los que en definitiva, constituyen el costo (principal) del mecanismo, a los cuales cabría adicionar a aquellos relacionados con sus costos financieros u otros que la mantención del mecanismo habría engendrado.

Desde el punto de vista de la economía en su conjunto, sin embargo, el costo del fondo debe ser también analizado a partir del costo evitado, es decir, aquél que la aplicación del mecanismo permite evitar para el conjunto de la economía al “suavizar” o mitigar el incremento de precios del crudo internacional.

C. Una estimación de los impactos en la economía derivado de un incremento en los precios del petróleo sin FEPP

Es comúnmente aceptado el hecho que el incremento en los precios de la energía, por el amplio uso y aplicación que la energía posee en toda actividad humana, incide fuertemente en los niveles de actividad económica y desde ese punto de vista, dependiendo de la magnitud y duración de las alzas, en el ritmo de la actividad económica. Tales efectos pueden ser mayores cuanto mayor es la dependencia del petróleo como es el caso de Chile. En este contexto, el objetivo del FEPP de “suavizar” las variaciones en los precios del petróleo, es en realidad un medio tendiente a mitigar los impactos económicos sobre el conjunto de la actividad productiva y económica del país.

En el largo plazo, la incertidumbre en los precios del crudo a nivel internacional y sus consecuencias en los precios internos, acarrea inestabilidad a nivel macroeconómico, cuestionando una de las condiciones básicas y necesarias para la preservación de objetivos de crecimiento y de eficacia de las políticas globales y sectoriales.

Un punto de partida adecuado para estimar los impactos derivados del alza en los precios del petróleo a nivel internacional de no existir el FEPP, es el que ofrece la utilización de un modelo matemático computable cuyos resultados, son expuestos más adelante. Para la realización del ejercicio se utilizó el Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC), (Economy General Equilibrium Model (ECOGEM)), cuyas características principales se exponen en el anexo 3 junto a los resultados más detallados del mismo. Para el caso de Chile, este modelo fue desarrollado por el Programa de Desarrollo Sustentable del Centro de Análisis de Política Públicas (CAPP) de la Universidad de Chile (véase R. O’Ryan et al., 1999).

El ejercicio consistió en “administrar” al modelo un incremento de un 30% en los precios del crudo internacional, y traspasarlo íntegramente a los consumidores. La profundidad de los impactos dependerá, entre otros factores, de la duración del fenómeno, el que en el caso de este modelo es incorporado en las elasticidades predefinidas.¹² De acuerdo con las definiciones del modelo, el *shock* es introducido vía los precios de los derivados del petróleo, los que en el modelo aparecen en forma agregada. La falta de información base detallada, impide una estimación por combustible y por usuario. No obstante, algunos de los resultados, a nivel macroeconómico, son importantes, y en algunos casos, relevantes para los objetivos de este estudio (véanse cuadro IV-2 y anexo 3):

- i) el Producto Geográfico Bruto (PGB), (Gross Domestic Product at Market Prices (GDPMP)), arroja una disminución significativa cercana al 1%,
- ii) se registra una disminución poco significativa en el monto Total de las Inversiones (nominales) (*Tinv*);
- iii) los ingresos reales disminuyen en poco más de un punto, disminución mayor en los quintiles más pobres (*RealYD.hhn*);

¹² Este tipo de modelo no sirve para estimaciones de corto plazo. En el ejercicio actual se supone que la matriz requiere de 6 meses a un año para restablecer su equilibrio.

- iv) se produce una disminución poco significativa de los ahorros, y un impacto mayor, en términos relativos, en los quintiles más ricos (*Saving.hhn*);
- v) la rentabilidad de los sectores observa comportamiento disímil: a) aumenta de manera significativa en el caso de los productos derivados producidos por la filial Magallanes de ENAP; b) disminuye la rentabilidad de las refinerías de ENAP, es decir, de RPC y PETROX, que deben importar crudo a precios más elevados (aunque en el corto plazo, más bien se produce un aumento de la rentabilidad de las refinerías, a raíz de que éstas venden derivados producidos a partir de crudo comprado “más barato”, y, en el mediano y largo plazo, éstas ven sus ventas contraerse por precios más altos producidos a partir de crudos más caros), y finalmente, c) aumenta, en algunos casos, la rentabilidad de combustibles alternativos como el carbón y la electricidad (*rent*);
- vi) la producción por sectores, se ve afectada de manera significativa. Es el caso de las refinerías de ENAP mencionadas (*XP.petrref*); menos significativa, pero igualmente importante, es la disminución de la “producción” en el caso del transporte de pasajeros y de carga (*XP.Idpasstpt*). Se aprecia un incremento en la producción de carbón (*XP.coal*), lo que se explica por el hecho que el carbón aún contaba de manera importante en la matriz de origen utilizada por el modelo y era, en 1992, sustituto de derivados del petróleo;
- vii) mayor, aparentemente, parecieran ser las disminuciones en la producción para el mercado nacional, y significativa en el caso de los derivados y del sector transporte (*XD*), y
- viii) los precios (PP) reflejan un aumento generalizado y significativo en el caso de los derivados del petróleo y del gas natural. Tal fenómeno podría significar un impacto negativo importante en el Índice de Precios al Consumidor (IPC).

Cuadro IV-2

PRINCIPALES IMPACTOS DERIVADOS DE UN AUMENTO DE PRECIOS EN 30% EN LOS PRECIOS DEL CRUDO INTERNACIONAL EN ALGUNAS VARIABLES DE LA ACTIVIDAD ECONÓMICA NACIONAL

	Nomenclatura	1	2	3	Diferencia (%)
Producto Geográfico Bruto	PGB	14957.50361	14957.50363	14834.54559	-0.82
Total Inversiones nominales	<i>TInv</i>	3541.90591	3541.9059	3529.8503	-0.34
Ingresos reales	<i>RealYD.hh1</i>	690.61129	690.61126	681.57738	-1.31
	<i>RealYD.hh5</i>	5572.89324	5572.89326	5480.42664	-1.66
Ahorros (por quintiles)	<i>Saving.hh1</i>	64.82533	64.82533	63.60523	-1.88
	<i>Saving.hh5</i>	716.52685	716.52685	710.03968	-0.91
Producción					
Derivados	<i>XP.petrref</i>	776.15145	776.15146	597.70041	-22.99
Carbón	<i>XP.coal</i>	41.8957	41.8957	43.22198	3.17
Transporte	<i>XP.Idpasstpt</i>	958.32809	958.32809	929.95797	-2.96
Producción para el mercado nacional					
Derivados	<i>XD.petrref</i>	934.9311	934.93111	792.87352	-15.19
Carbón	<i>XD.coal</i>	104.09827	104.09828	105.4489	1.30
Transporte	<i>XD.Idpasstpt</i>	943.32063	943.32063	917.87578	-2.70
Precios de bs del sector					
Magallanes	<i>PP.petrgas</i>	1	1	1.13228	13.23
Derivados	<i>PP.petrref</i>	1	1	1.11781	11.78
Electricidad	<i>PP.electrcity</i>	1	1	1.02699	2.70
Gas natural	<i>PP.gas</i>	1	1	1.09493	9.49
Transporte	<i>PP.Idpasstpt</i>	1	1	1.03886	3.89

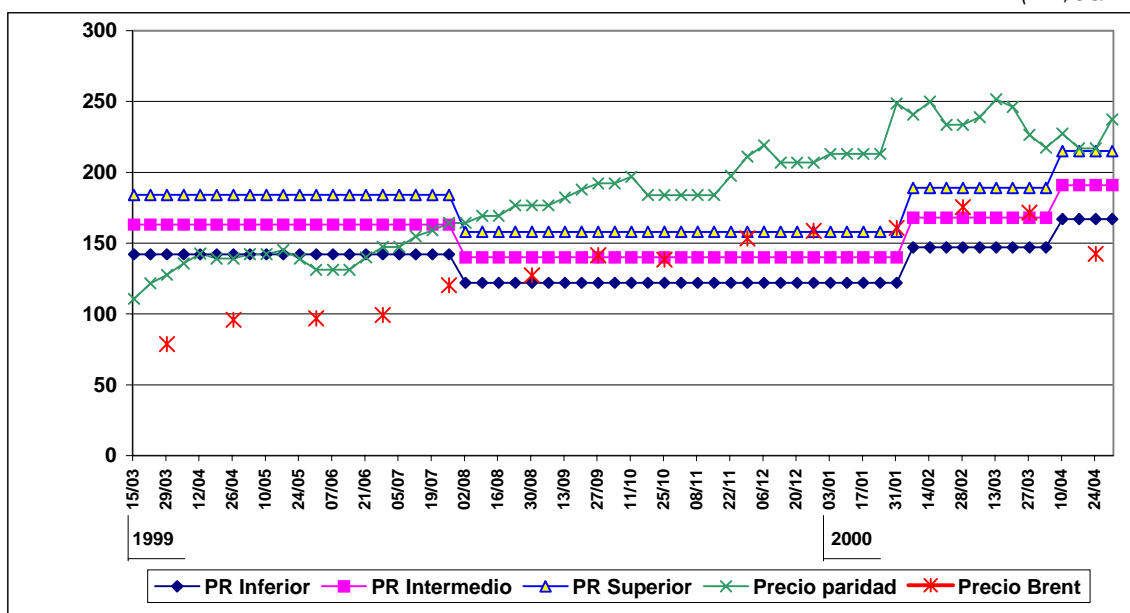
Fuente: Miguel Márquez *et al.*, 2000.

Nota: La columna 1 y 2 contienen los valores iniciales de la matriz elaborada a partir de las Cuentas Nacionales de 1986 (1) y actualizadas a 1992 (2); la columna 3 contiene los nuevos valores luego del ajuste o de aplicado el *shock*, y la última columna, contiene la diferencia entre las columnas 2 y 3.

En términos globales, los resultados arrojados por el modelo permiten constatar un impacto negativo en la mayoría de los indicadores de la actividad económica nacional; en algunos casos esos impactos son significativos.

Tales resultados sugieren que el traspaso íntegro a los consumidores de un *shock* petrolero del 30% (inferior al registrado por ejemplo, en menos de dos meses, entre el 19 de febrero y el 19 de abril del 1999, por el precio del crudo Brent, crudo marcador o de referencia, expuesto en el gráfico IV-2) implicaría costos que podrían superar largamente aquellos que el país, debe desembolsar por el incremento en los precios del crudo, y *a priori*, en los costos incurridos en la mantención del mecanismo, al menos hasta abril de 1999. En efecto, de acuerdo al ejercicio realizado, el Producto Interno Bruto (PIB) descendería en -0.82%, lo que en dólares corrientes (promedio del año) para el año 1992, año de las cifras utilizadas en el modelo, arroja como resultado una disminución de casi \$US 34 millones.

Gráfico IV-2
CASO DEL DIESEL: EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE PARIDAD, DE REFERENCIA Y DEL CRUDO BRENT
(En \$US/m³)



Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), 2000.

A estos impactos se suman aquellos sobre el nivel de precios internos y eventualmente, en el reforzamiento de procesos inflacionarios¹³, y aquellos que derivan del fuerte deterioro en los términos del intercambio,¹⁴ (véase Susana Bustos et al.).

Elevados precios del crudo para países altamente dependientes como es el caso de Chile, deterioran los términos del intercambio y conducen a una disminución de su competitividad. A mayor dependencia de la economía del petróleo importado (en cantidad como en la amplitud de sectores involucrados) mayores serán los efectos adversos señalados. Tal conclusión, no difiere de aquellas señaladas por un estudio de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), (International

¹³ Combustibles, lubricantes y transporte de pasajeros, ha tenido una fuerte incidencia en la variación del IPC en el último año (de octubre 1999 a octubre de 2000), anotando un incremento de 17.3% en un índice general que registra un 4.2%.

¹⁴ El sobreprecio en las importaciones del petróleo registradas entre enero y agosto de 2000, significaron pagos por \$US 835 adicionales (a un precio promedio de \$US 27.2 CIF el barril).

Energy Agency (IEA)) respecto de las consecuencias negativas de un aumento sostenido en los precios del petróleo en la actividad económica de los países dependientes del petróleo (véase IEA, 2000).

Los resultados antes analizados, parecieran confirmar la necesidad de contar con mecanismos como el FEPP bajo el supuesto que, en el largo plazo, no impliquen una distorsión significativa en los precios de los derivados del petróleo y se evite emitir señales equívocas respecto de los costos en la energía. Una opción, complementaria a la mantención del fondo, pareciera ser aquella que a la luz de los resultados mencionados y en particular de los costos evitados, el mecanismo forme parte de una política energética, y en particular petrolera, de largo plazo, que asuma al mecanismo como un instrumento más destinado a disminuir la dependencia, y por esta vía, evitar o mitigar los impactos negativos derivados de las alzas en los precios del petróleo.

D. El nuevo FEPP

En julio de 2000 fue aprobada una nueva Ley para el FEPP (N° 19 681) y su nuevo reglamento (véase Diario Oficial, 2000). Esta nueva ley reemplaza a la ley de 1991. Las razones esgrimidas para dicho cambio obedecen, formalmente, a la disminución de los recursos disponibles y su virtual agotamiento, los que a marzo de 2000, derivado del aumento de precios en el petróleo internacional, estaba significando un gasto mensual de alrededor de \$US 30 millones.

Esta Nueva Ley contempló una serie de modificaciones las que tenían como objetivo central crear un mecanismo con atribuciones capaces de representar de mejor manera la situación del mercado internacional.¹⁵

El conjunto de cambios introducidos al mecanismo especifica las condiciones para la oportunidad de su aplicación, mejoró los modelos utilizados para la determinación de los precios de referencia, determinó condiciones —vía fórmulas adecuadas— para evitar el agotamiento de los recursos del fondo; y, creó subfondos destinados a subsanar el traspaso de “subsidios” cruzados que tenían lugar por el hecho que no todos los productos —sus precios de paridad— se veían necesariamente afectados por alzas en los precios paridad del crudo. En el recuadro IV-2 se expone un cuadro comparativo entre el fondo original y el nuevo fondo y los cambios más importantes incorporados en este último.

Tres conclusiones preliminares son posibles de mencionar con respecto a los cambios introducidos. En primer lugar, la CNE y las autoridades involucradas asumen implícitamente las críticas realizadas por especialistas respecto de la arbitrariedad de la cual gozaban respecto de la oportunidad en la aplicación del mecanismo. En la Nueva Ley, la CNE tiene la obligación de calcular los precios semanalmente bajo la adopción de fórmulas de cálculo previamente definidas y pública. En segundo lugar, la adopción de fórmulas que evitan el agotamiento del fondo, tenderán a traspasar más frecuentemente y en montos cada vez mayores, las alzas a los consumidores, con lo que la virtud de amortiguador de las alzas, o efecto suavizador de las mismas, tiende a debilitarse. Finalmente, los cambios aportados, especialmente los expuestos previamente, tienden a erosionar, la de por sí ya limitada capacidad de la cual disponía la autoridad para hacer frente a la incertidumbre prevaleciente en los mercados de los hidrocarburos. Si bien se alcanza el objetivo de “sincerar” los precios internos con aquéllos de los mercados internacionales, no es menos cierto que los impactos sobre el conjunto de la economía podrán ser mayores, en particular en un escenario de alza de precios del petróleo y que quienes asuman la mayor parte de las alzas serán los consumidores.

¹⁵ Adicionalmente se autorizó el incremento solicitado de \$US 62.38 millones.

Recuadro IV-2
CUADRO COMPARATIVO DE LA LEY DE
FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO (FEDPP)

	ANTERIOR	NUEVA
VIGENCIA	1991.	2000
NÚMERO	19 030	19 681
CAMBIO DE PRECIOS DE REFERENCIA	Discrecional	Semanal
FÓRMULA DE CÁLCULO	Modificable a discreción, no publicada	Definida y pública
% A SUBSIDIAR	Fijo (100% de la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia superior, si el primero es mayor al segundo)	Dependiente de los recursos del fondo. Si el Fondo Específico Disponible del Producto (FEDP) es $>$ ó $=$ a la utilización estimada del fondo para las próximas 12 semanas, se otorga el 100% de la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia superior (si el primero es mayor al segundo). En caso contrario, se otorga un % igual al producto de la división entre el FEDP y la utilización estimada de éste para las próximas 12 semanas. Este método permite la imposibilidad de agotamiento de los fondos específicos
% A TRIBUTAR	Fijo (60% de la diferencia entre el precio de referencia inferior y el precio de paridad, si el primero es mayor al segundo)	% a tributar dependiente de los recursos del fondo. Si la diferencia entre el Fondo Objetivo Específico del Producto (FOEP) y su FEDP es mayor o igual al incremento estimado del fondo para las próximas 12 semanas, se otorga el 100% de la diferencia entre el precio de referencia inferior y el precio de paridad. En caso contrario, se otorga un % igual al producto de la división entre la diferencia FOEP y FEDP, y el incremento estimado del este último para las próximas 12 semanas. Este método permite la imposibilidad de sobreacumulamiento de los fondos específicos.
FONDO	Un solo fondo para todos los productos	Fondo específico para cada categoría de combustibles: gasolinas automotrices, <i>kerosene</i> doméstico, petróleos <i>diesel</i> y petróleos combustibles

Fuente: Comisión Nacional de Energía, (CNE), septiembre de 2000.

V. Conclusiones y recomendaciones

Desde la perspectiva del mecanismo, es posible afirmar que el FEPP pareciera haber cumplido parcialmente su objetivo. Los impactos sobre los precios internos de los derivados del petróleo, producto de los cambios en los precios del crudo a nivel internacional, fueron mitigados. En otras palabras, los precios a nivel interno de los derivados del petróleo acusaron alzas o descensos sin impactos relevantes en la actividad económica en general. Ello fue la tónica al menos hasta mediados de 1999.

Hasta mediados de aquel año, la evolución del precio de paridad señala que cuando éste superó las bandas el fondo operó. Y los recursos del fondo, globalmente, se encontraban en equilibrio, esto es, se compensaron con “impuestos” a los consumidores aquellos montos que el fondo tuvo que desembolsar para subsidiar circunstancialmente, los cambios en los precios del crudo a nivel internacional.

Posterior al mes de agosto, sin embargo, en circunstancias en que el precio paridad superó la banda superior de precios de referencia, el fondo no siempre se aplicó, amenazado de agotamiento por la persistencia, al alza de los precios del petróleo. A su vez, las alzas registradas en los precios paridad tampoco fueron traspasadas a los consumidores creándose una situación más que circunstancial, de desequilibrio entre los precios internos y de paridad, propiciando un virtual agotamiento del fondo. Parte de la diferencia entre el precio de paridad y los precios internos a lo largo de ese periodo fue asumido por ENAP.

El costo del mecanismo hasta junio de 2000, se cifraba en un poco más de \$US 250 millones. Tales costos, no obstante, deben ser evaluados a la luz de aquellos que el país habría tenido que asumir de no existir el FEPP. Al respecto, las estimaciones hechas con el uso del MEGC permiten afirmar que éstos son relevantes, y afectan al conjunto de los niveles de actividad económica nacionales. Sólo en el caso del PIB, las estimaciones arrojaron, que de no existir el FEPP, éste habría disminuido en aproximadamente en un 0.8%, es decir alrededor de \$US 34 millones en valores de 1992.

Según algunas críticas realizadas por especialistas y reconocidas implícitamente por la CNE, el FEPP presentaría ciertas limitaciones que le habrían restado eficacia. Estas limitaciones dicen relación con los grados de libertad que posee la autoridad reguladora encargada de su aplicación, los modelos utilizados en el cálculo de los precios de referencia, la existencia de subsidios entre combustibles, entre las más importantes. El conjunto de cambios aportados al mecanismo en el mes de julio de 2000, incluyó algunos que tenderían a subsanar tales deficiencias o debilidades: a) especificó las condiciones para la oportunidad de su aplicación; b) mejoró los modelos utilizados para la determinación de los precios de referencia; c) determinó condiciones vía fórmulas adecuadas para evitar el agotamiento de los recursos del fondo, y d) creó subfondos destinados a evitar el traspaso de “subsidios” cruzados que se generaban por el hecho que, no todos los productos —sus precios de paridad— se veían necesariamente afectados por alzas en los precios paridad del crudo.

Las opciones para que el fondo pudiese cumplir el objetivo para el cual fue creado y mantenerse en el tiempo, equilibrando “salidas” y “entradas”, eran básicamente tres: i) que la disminución en los precios paridad compensasen las alzas registradas en éstos, lo que significaba el traspaso de las alzas a los consumidores; ii) el ingreso de nuevos recursos al fondo, y iii) informalmente, que ENAP asumiera los aumentos no traspasados a los precios internos. De acuerdo con las disposiciones contenidas en la reglamentación de la nueva ley, las dos últimas opciones dejaron de serlo. En efecto, de acuerdo a decisiones de las autoridades, se determinó no entregar nuevos recursos y ENAP, a su vez, o sus nuevos ejecutivos, determinaron que la empresa no asumiría aquellas diferencias de precios entre el mercado nacional y los de paridad o del crudo a nivel internacional, no cubiertas por el fondo.

En el contexto antes reseñado las nuevas disposiciones adoptadas respecto del FEPP, dan cuenta de cambios trascendentes en el mecanismo. Éstos podrían trastocar el rol para el cual fue creado, en la medida en que el cálculo de los precios de referencia es semanal y la fórmula de cálculo del porcentaje a subsidiar es dependiente de los recursos disponibles del fondo. En ese marco, es probable que si bien el nuevo mecanismo permite que los precios en el mercado nacional sigan estrictamente aquellos cambios ocurridos en los precios del petróleo a nivel internacional, las alzas a traspasar a los consumidores sean de tal magnitud y frecuencia que sus impactos afecten los niveles de actividad económica, superando éstos, incluso eventuales costos de un mecanismo como el fondo. En rigor, mientras más breve sea el tiempo de cálculo y de adopción de nuevos precios, menor es el efecto mitigador.

La tarea de enfrentar la incertidumbre prevaleciente en los mercados petroleros no puede ser tarea de mecanismos relativos a los precios únicamente, como es el caso del FEPP. Para ello, se requiere de medidas de política energética, y en particular petrolera, que otorguen los principios ordenadores y estratégicos fundamentales capaces de enfrentar los desafíos que derivan de una profundización en el proceso de dependencia del petróleo importado. Ello pasa por la definición de mecanismos destinados a diversificar la matriz energética, el fomento del uso racional de los combustibles, del fomento y desarrollo de fuentes nuevas y renovables, entre otras medidas.

En este contexto, la virtual privatización de ENAP, debilita las capacidades del Estado para ejercer un mínimo, aunque cada vez más débil e informal rol regulador de un mercado no

disputable, y el establecimiento de estrategias destinadas a disminuir la vulnerabilidad de la economía chilena ante el petróleo (o gas natural) importado, y la capacidad de corregir el desequilibrio entre empresas y consumidores que resulta de un mercado de los derivados de tales características y de ausencia de un marco regulatorio.

Bibliografía

- Banco Central de Chile, [<http://www.bcentral.cl/>].
- Bustos, Susana, Daniel Contreras y Cristián Capello (2000), “Justificación de la Mantención del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo”, trabajo de seminario, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Civil Industrial, Universidad de Chile, Santiago de Chile, noviembre.
- CNE (Comisión Nacional de Energía) (1999-1998), Memoria Bienal, Santiago de Chile, [<http://www.cne.cl/>].
- _____(1998-1978), Balance de Energía, diciembre.
- _____(1993 y 1989) “El Sector Energía en Chile”, diciembre.
- CONAMA (Comisión Nacional del Medio Ambiente), Santiago, Chile, [<http://www.conama.cl/>].
- Diario Oficial (2000), Ley N° 19 681 y su Reglamento, para el Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP), Santiago de Chile, 19 y 20 de julio.
- EMALCO (Empresa Almacenadora de Combustibles S.A.), Santiago de Chile, [<http://www.emalco.cl/>].
- ENAP (Empresa Nacional de Petróleo) (2000), “Fondo de Estabilización del Petróleo y Paridad de Importación”, *Temas Petroleros N° 23*, Santiago de Chile, marzo, [<http://www.enap.cl/>].
- _____(2000), “Política de Precios y Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo”, marzo.
- IEA (International Energy Agency), (Agencia Internacional de la Energía (AIE)), (2000), “High Prices Hurt Poor Countries More Than Rich. IEA Underlines Developing Countries Nation’s Dilemma”, mayo [<http://www.iea.org/>].
- Ministerio de Hacienda, (2000), Ley N° 19 660, publicada en el Diario Oficial del 2 de febrero de 2000, que modifica el artículo 2 de la Ley N° 19 030 del Ministerio de Minería publicada en el Diario Oficial del 15 de enero de 1991, Santiago de Chile, [<http://www.cne.cl/>].

- O’Ryan, Raúl, Carlos de Miguel y Sebastián Miller (2000), “Ensayo sobre Equilibrio General Computable: Teoría y Aplicaciones”, documentos de trabajo, Serie Económica N° 73, Centro de Economía Aplicada, Departamento de Ingeniería Industrial (DII), Universidad de Chile, Santiago de Chile, marzo.
- _____ (1999), “Documento Técnico Modelos ECOGEM-Chile”, documentos de trabajo, Centro de Análisis de Políticas Públicas (CAPP), Universidad de Chile.
- Periódico: El Mercurio (2000), “Los ejecutivos de ENAP tienen la intención de vender a privados un porcentaje cercano al 30%”, Santiago de Chile, 21 de abril, [<http://www.emol.com>].
- _____ (1999), “Efectos del frustrado negocio para el futuro de la petrolera”, 3 de octubre.
- _____ (1997b), “...otra área en donde se ha dado esta estrategia es Petrox, refinería en la que además se ha desarrollado un verdadero complejo petroquímico gracias a la asociación con capitales privados, o incluso con la aceptación tácita de instalación de particulares en sus recintos..”, 16 de marzo.
- _____ (1997a), “La Cruda Realidad”, 16 de marzo.
- _____ (1997), “La Señal de San Jorge”, 16 de marzo.
- PETROX Refinería de Petróleo S.A. - Chile, [<http://www.petrox.cl/>].
- Pistonesi, Héctor (1998), “Elementos de la Teoría Económica de la Regulación”, Instituto de Economía Energética asociado a Fundación Bariloche (IDEE/FB), Bariloche.
- RPC (Refinería de Petróleo de Con-Cón) - Chile, [<http://www.enap.cl/rpc/>].
- SONACOL (Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.), Santiago de Chile, [<http://www.sonacol.cl/>].
- Tesorería General de la República (2000), , “Política de Precios y Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP)”, Santiago de Chile, [<http://www.tesoreria.gob.cl/>].

Anexos

Anexo-1

PRINCIPALES ESTADÍSTICAS DEL CONSUMO, PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DEL PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS

Cuadro 1-a
CONSUMO DE ENERGÉTICOS POR FUENTES, 1998
(En tcal)

Energéticos	Consumo	Porcentaje
Petróleo y derivados	115 368	44
Electricidad	28 041	11
Carbón	40 287	15
Gas natural	33 472	13
Leña y otros	39 298	15
Otros	8 288	3
Total	264 754	100

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE), Balance Nacional de Energía.1979-1998.

Cuadro 1-b
PRODUCCIÓN NACIONAL E IMPORTACIÓN DE CRUDO, 1998
(En MMBBL)

Año	Nacional	Importación	Total
1988	1 278	4 777	6 055
1989	1 143	5 272	6 415
1990	1 019	6 152	7 171
1991	915	6 325	7 240
1992	747	6 873	7 620
1993	706	7 173	7 879
1994	714	7 989	8 703
1995	605	8 618	9 223
1996	438	8 885	9 323
1997	327	9 618	9 945
1998	294	10 438	10 732

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE), Balance Nacional de Energía.1979-1998.

Cuadro 1-c
EVOLUCIÓN EN EL CONSUMO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO, 1988-1998
(En MMBBL)

Derivados del petróleo	1988	%	1998	%
Petróleos combustibles	6.93	18.0	9.84	13.6
<i>Diesel</i>	12.09	31.4	25.57	35.3
Gasolinas	9.75	25.3	17.58	24.3
<i>Kerosene</i>	1.43	3.7	2.23	3.1
Gas licuado	5.08	13.2	5.76	8.0
Gasolina aviación	0.07	0.2	0.1	0.1
<i>Kerosene aviación</i>	1.29	3.4	3.96	5.5
Nafta	0.33	0.9	2.16	3.0
Gas Refinerías	1.5	3.9	5.19	7.2
Producción total anual	38.47		72.39	

Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), 1999.

Cuadro 1-d
IMPORTACIONES DE CRUDO POR PAÍS DE ORIGEN, 1999
(En m³)

País	Volúmenes	%
Argentina	6 751 506	62.6
Ecuador	1 306 336	12.1
Nigeria	1 171 229	10.9
Venezuela	576 013	5.3
Guinea	313 836	2.9
Gabón	283 110	2.6
Malasia	255 962	2.4
Perú	123 696	1.1
Total	10 781 688	100

Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), 2000.

Anexo-2

EJEMPLO DEL CÁLCULO DEL FEPP

1. Determinación del Precio de Referencia promedio o intermedio:

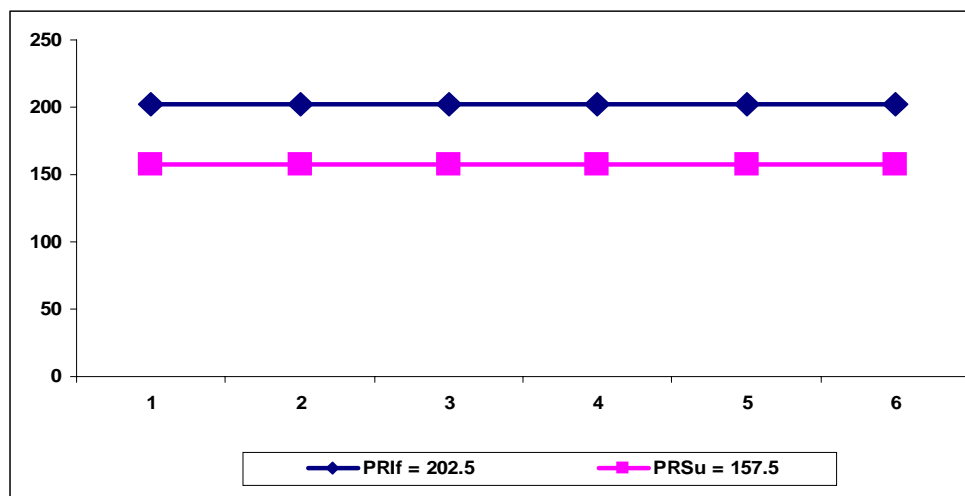
Supuesto: valor ya calculado es igual a:..... $PRIn = 180 \text{ \$US/m}^3$

2. Cálculo de la banda de Precios:

La banda quedará definida como sigue: $PRSu = PRIn + 12.5\%$

$PRIf = PRIn - 12.5\%$

Gráfico 2-a
VALORES PARA EL CÁLCULO DEL FEPP DE ACUERDO AL EJEMPLO
(En $\text{\$US/m}^3$ cada semana)



Fuente: Miguel Márquez *et al.*, 2000.

3. Determinación de los Precios de Paridad:

Determinados por la CNE, según las fluctuaciones en los mercados internacionales.

a) Se tomará como ejemplo, una semana en particular con valores del *diesel*:

Cuadro 2-a
EJEMPLO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS DE PARIDAD – SEMANA 1
(En \$US/m³)

Semana	Combustibles ^a
Lunes	258.19
Martes	221.89
Miércoles	221.89
Jueves	200.22
Viernes	190.37
Promedio	218.51

Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), marzo, 2000.

^a Combustible, considera: gasolinas automotrices, nafta, *kerosene* doméstico, petróleos combustibles, diesel y gas licuado, cuyos precios quedan sujetos al FEPP. En este caso de ejemplo, sólo considera al *diesel*.

La Paridad de Importación para la semana 2, corresponderá al promedio de la semana 1 y registrará a partir del primer día de la semana 2 y será igual a: **PRIm = 218.51 \$US/m³**

b) A fines de la semana 2, se procede de igual forma que en la semana 1:

Se toman los valores del *diesel*, tasado internacionalmente de lunes a viernes, para obtener de esta forma un nuevo promedio.

Cuadro 2-b
EJEMPLO DE PARIDAD DE IMPORTACIÓN - SEMANA 2
(En \$US/m³)

Semana	Combustibles ^a
Lunes	214.91
Martes	190.37
Miércoles	200.22
Jueves	176.99
Viernes	233.62
Promedio	203.22

Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), marzo, 2000.

^a Combustible, considera: gasolinas automotrices, nafta, *kerosene* doméstico, petróleos combustibles, diesel y gas licuado, cuyos precios quedan sujetos al FEPP. En este caso de ejemplo, sólo considera al *diesel*.

PRIm = 203.22 \$US/m³

Según el mecanismo del FEPP, si el precio ponderado observado del respectivo combustible durante la semana en cuestión difiere del calculado la semana anterior en más de un 2%, se modifica el valor del precio paridad por este nuevo valor, y entra en vigencia el primer día de la semana siguiente a su fijación. De lo contrario, se mantiene el valor del precio de paridad vigente.

c) Del ejemplo desarrollado, se tiene que:**Precio Paridad Anterior (PPAn) = 218.15 \$US/m³**

Precio Paridad Actual (PPAc) = 203.22 \$US/m³

de donde la variación entre ambos precios es de:.....**6.8%**

Lo que significa que la vigencia del Precio Paridad para la semana 3 cambia por el valor calculado en la semana 2.

d) El procedimiento continúa semanalmente, y de esta forma, se estructura el siguiente ejemplo.

Cuadro 2-c
PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO SEMANAL DEL PRECIO DE PARIDAD
(En \$US/m³)

Semana/Día	Combustible^a	Promedio semanal
1 : lunes martes miércoles jueves viernes	258.19 221.89 221.89 200.22 190.37	218.51
2 : lunes martes miércoles jueves viernes	214.91 190.37 200.22 176.99 233.62	203.22
3 : lunes martes miércoles jueves viernes	191.22 185.89 184.72 174.51 166.79	180.63
4 : lunes martes miércoles jueves viernes	176.11 181.03 171.08 179.53 166.79	174.91
5 : lunes martes miércoles jueves viernes	143.08 158.14 157.51 149.49 143.00	150.24

Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), marzo, 2000.

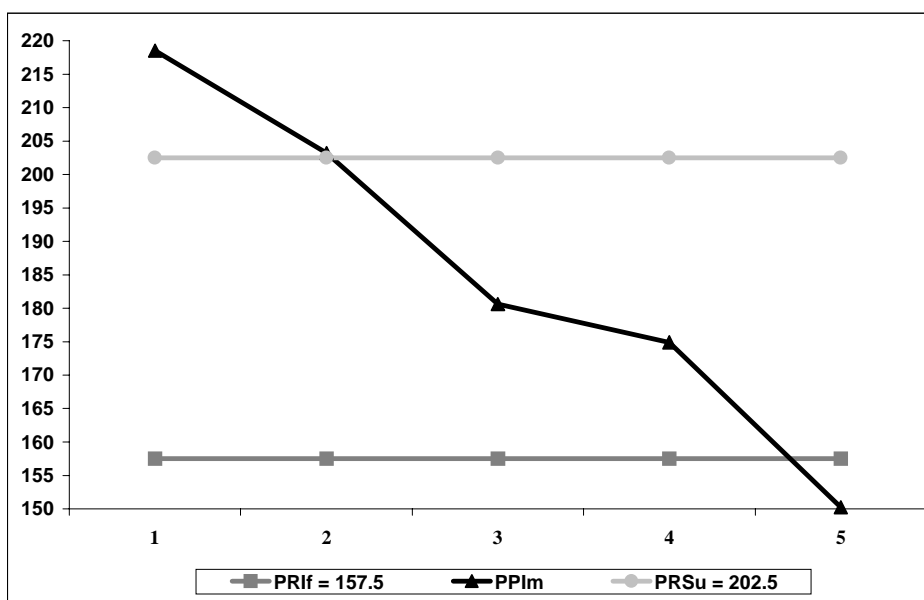
^a Combustible, considera: gasolinas automotrices, nafta, *kerosene* doméstico, petróleos combustibles, diesel y gas licuado, cuyos precios quedan sujetos al FEPP. En este caso de ejemplo, sólo considera al *diesel*.

Cuadro 2-d
VALORES DE PRECIOS PARIDAD DE
IMPORTACIÓN PARA EL MES HIPOTÉTICO EN ESTUDIO
(En \$US/m³)

Semana	PRIf	PRSu	PPIm
1	157.5	202.5	218.5
2	157.5	202.5	203.2
3	157.5	202.5	180.6
4	157.5	202.5	174.9
5	157.5	202.5	150.2

Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), marzo, 2000.

Gráfico 2-b
VARIACIÓN DEL PRECIO PARIDAD
(En \$US/m³ de cada semana)



Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), marzo, 2000.

e) En aquellos casos en los que el valor se apartó de la banda, en su tramo superior o inferior, se aplicó el siguiente criterio:

- En la semana 1, en que el Precio de Importación, superó a la cota superior, se aplicó un subsidio o crédito, igual al 100% de la siguiente diferencia:

$$PPIm - PRSu = 218.5 - 202.5 = 16$$

Subsidio: 1.0*diferencia de lo que resulta un: Subsidio = 16 \$US/m³

- En la semana 5, se dio el caso opuesto. El PRIm, se situó bajo la cota inferior, aplicándosele un impuesto a la diferencia, entre el valor de paridad y la cota inferior, igual al 60% de la diferencia.

$$PRIf - PPIm = 157.5 - 150.2 = 7.3$$

Impuesto: 0.60*diferencia de lo que resulta un: Impuesto = 4.38 \$US/m³

Anexo-3

MODELO DE EQUILIBRIO GENERAL COMPUTABLE (MEGC)

1. Características del modelo

El MEGC, es un modelo estático caracterizado por su multisectorialidad: a) la diferenciación de categorías ocupacionales, b) quintiles de ingreso, c) socios comerciales, d) especificación de distintos factores productivos, etc.¹⁶ En general, el modelo posee las características propias de los modelos de equilibrio general (computables), entre las que destacan: i) funciones de demanda basadas en un proceso de maximización de la utilidad de parte de los consumidores; ii) las funciones de ofertas se fundamentan en un comportamiento maximizador de beneficios por los productores; iii) se asumen mercados competitivos, y iv) están formulados en términos reales.

Las definiciones y funciones básicas de este modelo incluyen los datos que provienen de la Matriz de Contabilidad Social (Social Accountability Matrix (SAM)),¹⁷ de la cual, la matriz insumo-producto es su elemento fundamental junto a las elasticidades, que definen las relaciones intersectoriales y las ecuaciones que definen el modelo y sus variables.

Los resultados derivados del ejercicio, son los impactos en los diversos sectores definidos por la matriz, ante alteraciones en uno o más de las variables (precios o cantidades). La situación inicial, o en t_0 es 1, y lo que el modelo permite es calcular las variaciones en t_1 respecto de la situación inicial. Suscintamente descrito, el funcionamiento del modelo computable es el siguiente:

- Utilizando los datos de la matriz inicial, el modelo resuelve las participaciones a partir de la SAM. Dicho archivo, contiene todos los datos de ella, y los parámetros de elasticidades.¹⁸
- Llama al modelo que contiene todas las ecuaciones que definen al modelo, define los sectores y luego llama a todas las variables en el modelo.
- Utilizando los datos de la SAM, calcula los parámetros del modelo (por ejemplo: resuelve las participaciones de cada sector en el modelo para replicar la SAM original).
- Inicializa cada variable en el modelo (por ejemplo: fija los valores iniciales de las variables para que tengan los valores iniciales en $t = 0$).
- Declara los nombres de todas las ecuaciones en el modelo, y luego las ecuaciones en sí.
- Calcula la SAM original para replicar y comparar con los valores iniciales.
- Se fijan los valores de las variables exógenas, y el *shock* a resolver.
- El modelo fija ciertas variables debido a que tienen valor cero o uno inicialmente.
- Fija los precios sombras iniciales de las restricciones (imprescindible para la convergencia del modelo).
- Resuelve el modelo de ecuaciones simultáneas utilizando programación no lineal.
- Calcula la nueva SAM después del *shock*.
- Muestra los resultados.
- Incluye los datos deseados en el archivo de resultados.

¹⁶ El modelo desarrollado por el CAPP se fundamenta en el desarrollado en la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), por Beghin, Dessus, Roland-Holst y van der Mensbrugge, 1996.

¹⁷ En el modelo, la información básica proviene de la Matriz de Cuentas Nacionales, 1986, del Banco Central de Chile, y los valores utilizados corresponden a 1992.

¹⁸ El modelo desarrollado por el CAPP incluye además, los factores de emisión de cada contaminante.

2. Resultados de la corrida MEGC

Principales impactos derivados de un aumento de precios en 30% en los precios del crudo internacional en algunas variables de la actividad económica nacional:

Cuadro 3-a
RESULTADOS DE LA CORRIDA DEL MODELO DE EQUILIBRIO GENERAL COMPUTABLE (MEGC)
(En \$CH de 1992)

	Nomenclatura	1	2	3	Diferencia (%)
Total Inversiones (nominales)	<i>TInv</i>	3541.90591	3541.9059	3529.8503	-0.34
Producto Interno Bruto	PIB	14957.50361	14957.50363	14834.54559	-0.82
Ingresos reales anuales	<i>RealYD.hh1</i>	690.61129	690.61126	681.57738	-1.31
	<i>RealYD.hh2</i>	1075.89427	1075.89427	1062.36833	-1.26
	<i>RealYD.hh3</i>	1461.04064	1461.04064	1441.63206	-1.33
	<i>RealYD.hh4</i>	2170.29018	2170.29018	2137.54605	-1.51
	<i>RealYD.hh5</i>	5572.89324	5572.89326	5480.42664	-1.66
Ahorros (por quintiles)	<i>Saving.hh1</i>	64.82533	64.82533	63.60523	-1.88
	<i>Saving.hh2</i>	211.86055	211.86055	208.89211	-1.40
	<i>Saving.hh3</i>	144.42820	144.42820	142.15581	-1.57
	<i>Saving.hh4</i>	187.72393	187.72393	184.88771	-1.51
	<i>Saving.hh5</i>	716.52685	716.52685	710.03968	-0.91
Promedios de rentabilidad Magallanes	<i>rent.renov</i>	1	1	0.98798	-1.20
	<i>rent.norenov</i>	1	1	0.99340	-0.66
	<i>rent.petr gas</i>	1	1	1.08187	8.19
	<i>rent.coal</i>	1	1	1.06061	6.06
	<i>rent.indal</i>	1	1	0.98819	-1.18
	<i>rent.indtxt</i>	1	1	0.99072	-0.93
	<i>rent.indmad</i>	1	1	0.98996	-1.00
	<i>rent.indquim</i>	1	1	0.98950	-1.05
	<i>rent.petrref</i>	1	1	0.80628	-19.37
	<i>rent.indmaq</i>	1	1	0.98975	-1.03
	<i>rent.electrcty</i>	1	1	1.03576	3.58
	<i>rent.gas</i>	1	1	0.95749	-4.25
	<i>rent.hydraulic</i>	1	1	1.01948	1.95
	<i>rent.construct</i>	1	1	0.99741	-0.26
	<i>rent.commerce</i>	1	1	0.98910	-1.09
	<i>rent.ldpasstpt</i>	1	1	1.00108	0.11
	<i>rent.othtpt</i>	1	1	0.95811	-4.19
<i>rent.serv</i>	1	1	0.99082	-0.92	
Salarios promedios por industria o sector	<i>avgw.renov</i>	1	1	0.99263	-0.74
	<i>avgw.norenov</i>	1	1	0.99323	-0.68
	<i>avgw.petr gas</i>	1	1	0.99318	-0.68
	<i>avgw.coal</i>	1	1	0.99318	-0.68
	<i>avgw.indal</i>	1	1	0.99317	-0.68
	<i>avgw.indtxt</i>	1	1	0.99327	-0.67
	<i>avgw.indmad</i>	1	1	0.99322	-0.68
	<i>avgw.indquim</i>	1	1	0.99326	-0.67
	<i>avgw.petrref</i>	1	1	0.99325	-0.68
	<i>avgw.indmaq</i>	1	1	0.99328	-0.67
	<i>avgw.electrcty</i>	1	1	0.99328	-0.67
	<i>avgw.gas</i>	1	1	0.99328	-0.67
	<i>avgw.hydraulic</i>	1	1	0.99329	-0.67
	<i>avgw.construct</i>	1	1	0.99311	-0.69
	<i>avgw.commerce</i>	1	1	0.99324	-0.68
	<i>avgw.ldpasstpt</i>	1	1	0.99321	-0.68
	<i>avgw.othtpt</i>	1	1	0.99321	-0.68
<i>avgw.serv</i>	1	1	0.99324	-0.68	

Cuadro 3-a (Cont)

	Nomenclatura	1	2	3	Diferencia (%)
Producción	<i>XP.renov</i>	2072.68950	2072.68950	2053.17039	-0.94
	<i>XP.norenov</i>	3282.82356	3282.82356	3268.09753	-0.45
	<i>XP.petrgas</i>	180.32685	180.32685	173.88601	-3.57
	<i>XP.coal</i>	41.89570	41.89570	43.22198	3.17
	<i>XP.indal</i>	2723.76345	2723.76344	2702.56966	-0.78
	<i>XP.indtxt</i>	814.13554	814.13555	810.22465	-0.48
	<i>XP.indmad</i>	992.77793	992.77793	985.98297	-0.68
	<i>XP.indquim</i>	1062.32471	1062.32471	1054.61740	-0.73
	<i>XP.petrref</i>	776.15145	776.15146	597.70041	-22.99
	<i>XP.indmaq</i>	1374.14826	1374.14825	1363.27240	-0.79
	<i>XP.electrcty</i>	589.36621	589.36620	593.82223	0.76
	<i>XP.gas</i>	25.30348	25.30349	22.82150	-9.81
	<i>XP.hydraulic</i>	54.00807	54.00808	54.57596	1.05
	<i>XP.construct</i>	1659.50535	1659.50536	1653.33183	-0.37
	<i>XP.commerce</i>	3275.86934	3275.86934	3257.79022	-0.55
	<i>XP.lpasstpt</i>	958.32809	958.32809	929.95797	-2.96
	<i>XP.othtpt</i>	672.70740	672.70740	650.41901	-3.31
<i>XP.serv</i>	4697.37952	4697.37952	4678.24382	-0.41	
Gasto	<i>AB.renov</i>	834.24224	834.24224	828.87192	-0.64
	<i>AB.norenov</i>	0.02782	0.02782	0.02766	-0.58
	<i>AB.petrgas</i>	25.09811	25.09811	25.01268	-0.34
	<i>AB.coal</i>	0.54103	0.54103	0.53062	-1.92
	<i>AB.indal</i>	2561.30763	2561.30763	2543.27710	-0.70
	<i>AB.indtxt</i>	1215.72946	1215.72945	1209.06430	-0.55
	<i>AB.indmad</i>	280.73977	280.73977	278.88367	-0.66
	<i>AB.indquim</i>	655.46515	655.46515	650.97115	-0.69
	<i>AB.petrref</i>	447.15251	447.15251	383.84819	-14.16
	<i>AB.indmaq</i>	2703.80220	2703.80220	2691.78346	-0.44
	<i>AB.electrcty</i>	147.72208	147.72208	142.58440	-3.48
	<i>AB.gas</i>	21.97449	21.97449	19.88426	-9.51
	<i>AB.hydraulic</i>	39.73743	39.73743	39.04386	-1.75
	<i>AB.construct</i>	1436.57462	1436.57462	1431.68494	-0.34
	<i>AB.commerce</i>	336.71987	336.71987	334.63930	-0.62
	<i>AB.lpasstpt</i>	424.67084	424.67084	403.58030	-4.97
	<i>AB.othtpt</i>	41.22169	41.22169	40.82105	-0.97
<i>AB.serv</i>	3468.82978	3468.82978	3457.92970	-0.31	
Producción para el mercado doméstico	<i>XD.renov</i>	1630.61664	1630.61663	1617.29981	-0.82
	<i>XD.norenov</i>	777.55110	777.55108	772.74972	-0.62
	<i>XD.petrgas</i>	202.66895	202.66895	196.22811	-3.18
	<i>XD.coal</i>	104.09827	104.09828	105.44890	1.30
	<i>XD.indal</i>	2338.54740	2338.54738	2321.27097	-0.74
	<i>XD.indtxt</i>	959.98337	959.98338	955.69139	-0.45
	<i>XD.indmad</i>	468.75954	468.75955	465.47044	-0.70
	<i>XD.indquim</i>	838.42387	838.42386	831.82934	-0.79
	<i>XD.petrref</i>	934.93110	934.93111	792.87352	-15.19
	<i>XD.indmaq</i>	1291.24352	1291.24351	1282.51713	-0.68
	<i>XD.electrcty</i>	589.36621	589.36620	593.82223	0.76
	<i>XD.gas</i>	25.30348	25.30349	22.82150	-9.81
	<i>XD.hydraulic</i>	54.00807	54.00808	54.57596	1.05
	<i>XD.construct</i>	1659.50535	1659.50536	1653.33183	-0.37
	<i>XD.commerce</i>	3023.27746	3023.27746	3003.71496	-0.65
	<i>XD.lpasstpt</i>	943.32063	943.32063	917.87578	-2.70
	<i>XD.othtpt</i>	212.23350	212.23350	206.93417	-2.50

Fuente: Miguel Márquez *et al.*, 2000.

Nota: La columna 1 y 2 contienen los valores iniciales de la matriz elaborada a partir de las Cuentas Nacionales de 1986 (1) y actualizadas a 1992 (2); la columna 3 contiene los nuevos valores luego del ajuste o de aplicado el *shock*, y la última columna, contiene la diferencia entre las columnas 2 y 3.

Anexo-4

PRECIOS DE PARIDAD DEL DIESEL DE REFERENCIA Y DEL CRUDO BRENT (1998-2000)

(En \$US/m³)

Año	Semana	Precios de Referencia			Paridad vigente semana	Precio Brent
		Inferior	Medio	Superior		
1998	19-01	162	186	210	154.18	94.98
	26-01	162	186	210	148.14	
	02-02	162	186	210	148.14	88.31
	09-02	162	186	210	151.79	
	16-02	162	186	210	146.15	
	23-02	162	186	210	146.15	
	02-03	162	186	210	146.15	
	09-03	162	186	210	142.01	82.46
	16-03	162	186	210	142.01	
	23-03	162	186	210	131.82	
	30-03	162	186	210	131.82	
	06-04	162	186	210	149.78	
	13-04	162	186	210	144.53	84.48
	20-04	162	186	210	141.51	
	27-04	162	186	210	141.51	
	04-05	162	186	210	141.51	
	11-05	162	186	210	147.65	
	18-05	162	186	210	147.65	90.64
	25-05	162	186	210	140.33	
	01-06	162	186	210	133.04	
	08-06	162	186	210	133.04	
	15-06	162	186	210	133.04	
	22-06	162	186	210	128.58	76.49
	29-06	162	186	210	128.58	
	06-07	162	186	210	137.55	
	13-07	162	186	210	134.57	
	20-07	162	186	210	129.04	
	27-07	162	186	210	129.04	75.80
	03-08	162	186	210	125.12	
	10-08	162	186	210	125.12	
	17-08	162	186	210	119.66	
	24-08	162	186	210	115.23	
	31-08	162	186	210	118.88	75.36
	07-09	162	186	210	123.87	
	14-09	162	186	210	129.03	
	21-09	162	186	210	132.71	
	28-09	162	186	210	138.62	
	05-10	162	186	210	145.25	83.85
	12-10	162	186	210	145.25	
	19-10	144	165	186	139.24	
26-10	144	165	186	131.20		
02-11	144	165	186	131.20		
09-11	144	165	186	131.20	70.64	
16-11	144	165	186	131.20		
23-11	144	165	186	126.70		
30-11	144	165	186	118.29		
07-12	144	165	186	118.29		
14-12	144	165	186	112.12	62.27	
21-12	144	165	186	112.12		
28-12	144	165	186	115.16		
04-01	144	165	186	118.90		69.69
11-01	144	165	186	118.90		
18-01	142	163	184	118.90		
25-01	142	163	184	118.90		
01-02	142	163	184	111.21		
08-02	142	163	184	111.21	64.47	
15-02	142	163	184	107.46		
22-02	142	163	184	101.31		

Anexo 4 (Cont)

Año	Semana	Precios de Referencia			Paridad vigente semana	Precio Brent	
		Inferior	Medio	Superior			
	01-03	142	163	184	101.31	78.69	
	08-03	142	163	184	107.20		
	15-03	142	163	184	110.56		
	22-03	142	163	184	121.63		
	29-03	142	163	184	127.55		
	05-04	142	163	184	135.72	95.86	
	12-04	142	163	184	142.53		
	19-04	142	163	184	139.09		
	26-04	142	163	184	139.09		
	03-05	142	163	184	142.22	96.93	
	10-05	142	163	184	142.22		
	17-05	142	163	184	145.12		
	24-05	142	163	184	138.92		
	31-05	142	163	184	131.13		
	07-06	142	163	184	131.13	99.13	
	14-06	142	163	184	131.13		
	21-06	142	163	184	139.96		
	28-06	142	163	184	147.36		
	05-07	142	163	184	147.36	120.14	
	12-07	142	163	184	154.84		
	19-07	142	163	184	158.94		
	26-07	142	163	184	164.32		
	02-08	122	140	158	164.32	127.31	
	09-08	122	140	158	169.24		
	16-08	122	140	158	169.24		
	23-08	122	140	158	176.62		
	30-08	122	140	158	176.62		
	06-09	122	140	158	176.62	141.34	
	13-09	122	140	158	182.17		
	20-09	122	140	158	187.79		
	27-09	122	140	158	192.13		
	04-10	122	140	158	192.13	138.38	
	11-10	122	140	158	196.97		
	18-10	122	140	158	183.81		
	25-10	122	140	158	183.81		
	01-11	122	140	158	183.81	153.29	
	08-11	122	140	158	183.81		
	15-11	122	140	158	183.81		
	22-11	122	140	158	197.47		
	29-11	122	140	158	210.99		
	06-12	122	140	158	219.07	158.57	
	13-12	122	140	158	206.89		
	20-12	122	140	158	206.89		
	27-12	122	140	158	206.89		
	2000	03-01	122	140	158	212.95	160.71
		10-01	122	140	158	212.95	
		17-01	122	140	158	212.95	
24-01		122	140	158	212.95		
31-01		122	140	158	248.58		
07-02		147	168	189	240.71	175.45	
14-02		147	168	189	249.83		
21-02		147	168	189	233.53		
28-02		147	168	189	233.53		
06-03		147	168	189	238.88	171.49	
13-03		147	168	189	251.43		
20-03		147	168	189	246.23		
27-03		147	168	189	226.46		
03-04		147	168	189	217.45		
10-04		167	191	215	227.23	142.46	
17-04		167	191	215	216.92		
24-04		167	191	215	216.92		
01-05	167	191	215	237.43			

Fuente: Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), marzo, 2000.

Anexo-5

DEFINICIÓN DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO Y PLANTAS DE PROCESAMIENTO

Recuadro 5-a
DERIVADOS DEL PETRÓLEO

- a) **Diesel:**
estilación media de petróleo, para ignición de compresión diesel (autos, camiones, etc.).
- b) **Gasolinas 81, 87, 93:**
mezcla de hidrocarburos livianos que destilan entre los 35°C y los 215°C, usado como combustible para motores a explosión no aéreos; puede incluir aditivos, oxigenadores y aumentadores de octanaje, incluyendo compuestos de plomo tales como TEL (tetraetilo de plomo) y TML (tetrametilo de plomo);
- c) **Gasolinas 93, 95, 97 sin plomo:**
mezcla de hidrocarburos livianos que destilan entre los 35°C y los 215°C, usado como combustible para motores a explosión no aéreos;
- d) **Kerosene:**
refinado de petróleo destilado, usado en sectores distintos al de transporte aéreo; destila entre 150°C y 300°C.
- e) **Gas licuado de petróleo (GLP):**
hidrocarburos parafínicos saturados livianos derivados de procesos de refinería, estabilización de petróleo crudo y plantas de procesamiento de gas natural; consisten principalmente de propano (C₃H₈) y butano (C₄H₁₀) o una combinación de ambos. Son normalmente licuados bajo presión para su transporte y almacenamiento;
- f) **Gasolina de aviación:**
gasolina preparada especialmente para motores a pistón de aviación, con un número de octano apropiado para el motor, un punto de congelamiento de -60°C y un rango de destilación generalmente comprendido entre los límites de 30°C y 180°C; para los *jet* se usa un hidrocarburo liviano que destila entre 100°C y 250°C para ser usado en turbinas de aviación; se obtiene mezclando *kerosene* y gasolina o nafta de tal forma que el contenido de aromáticos no exceda el 25% en volumen, y que la presión de vapor esté entre 13.7 kPa y 20.6 kPa;
- g) **Kerosene de aviación:**
destilado usado en las turbinas de aviación; tiene las mismas características de destilación, entre 150°C y 300°C (generalmente no superior a 250°C) y punto de inflamación que el *kerosene*; además, tiene especificaciones particulares (tal como el punto de congelamiento) que son establecidos por la Asociación Internacional de Transporte Aéreo (IATA);
- h) **Nafta:**
materia prima destinada ya sea para la industria petroquímica (p. ej. manufactura de etileno o producción de aromáticos) o para la producción de gasolina por reformación o isomerización dentro de la refinería; tiene un rango de destilación entre 30°C y 210°C;
- i) **Gas de refinería:**
incluye una mezcla de gases no condensables, consistiendo principalmente de: hidrógeno, metano, etano (hidrocarburo (C₂H₆) extraído de flujos de gas natural y de refinería), y olefinas, obtenidos durante la destilación de petróleo crudo o el tratamiento de derivados en las refinерías (ej.: craqueo), y los gases que son devueltos desde la industria petroquímica);
- j) **Fuel Oil 5 y 6 (combustibles de petróleo) y el IFO 180 (Intermediate Fuel Oil):**
todos los petróleos residuales (pesados) (incluyendo aquéllos obtenidos por mezcla); la viscosidad cinemática es superior a 10 cSt a 80°C; el punto de inflamación está siempre sobre los 50°C y su densidad es siempre mayor que 0.90 kg/l.

Fuente: Miguel Márquez, 2000.

Recuadro 5-b
PLANTAS DE PROCESAMIENTO

a) Planta de Destilación Atmosférica:

efectúa la destilación atmosférica del crudo, mediante vaporización *flash* y fraccionario, para obtener las diferentes fracciones del petróleo crudo y que darán como resultado los distintos combustibles (gasolina, nafta, *kerosene*, *diesel*, *gas oil*, crudo reducido o asfalto).

b) Planta de Destilación al Vacío:

su función es preparar una carga de alimentación adecuada para la unidad de *cracking* catalítico, mediante el fraccionamiento del crudo reducido al vacío para evitar la coquización de estos productos; la diferencia con relación a la etapa anterior es que en esta parte se hace uso de una menor presión para obtener los productos, éstos son: petróleos combustible, lubricantes y asfalto.

c) Planta de *Cracking* Catalítico:

el proceso de *cracking* catalítico fluidizado convierte hidrocarburos pesados en productos livianos de mayor valor comercial.

d) Unidad de Reformación Catalítica:

proceso destinado para producir reformato (gasolina sin plomo de alto octanaje) y LPG a partir de nafta de la Unidad de Destilación.

e) Planta de Recuperación de Livianos y Tratamiento:

diseñada para recuperar el propano y el butano de diferentes secciones de la refinería; los productos de esta planta son gasolinas estabilizada de *cracking*, propano, butano, gas de refinería que se quema en los hornos y gas de hogar;

f) Planta de Alquilación:

proceso en el cual se efectúa una combinación química entre una isoparafina (isobutano) y una olefina (butileno) para formar hidrocarburos isómeros (isooctano) que destilan en el rango de la gasolina, que por su alto octanaje sirven como base para preparar gasolinas de aviación.

i) Unidad Viscosreductora (*Visbraking*):

la función de esta unidad es reducir la viscosidad del asfalto o *pitch* proveniente de la torre de vacío, con el objeto de agregarle menos diesel para producir petróleos combustibles; la reducción de viscosidad se logra mediante una desintegración térmica moderada del asfalto; resultado de este proceso son los siguientes productos: gas de refinería, gasolina, diesel y *fuel oil*.

j) Planta de Hidrocraqueo Suave, (Método de Hidrogenación Catalítica (MHC)):

el proceso MHC es un método de hidrogenación catalítica usada para elevar la calidad del *diesel* de vacío, removiendo los contaminantes tales como: azufre, nitrógeno y oxígeno; el *diesel* tratado puede ser usado como un componente de bajo contenido de azufre para preparar *fuel oil* o como carga a otra unidad de conversión; además se puede obtener: diesel y diesel dorado (bajo contenido de azufre).

k) Planta de Solventes:

destinada a la producción de derivados "menores", como por ejemplo, el aguarrás.

Fuente: Miguel Márquez, 2000.



Serie

recursos naturales e infraestructura

Números publicados

- 1 Panorama minero de América Latina a fines de los años noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortíz y Nicole Moussa (LC/L.1253-P), N° de venta S.99.II.G.33 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
- 2 Servicios públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado, Miguel Solanes (LC/L.1252-P), N° de venta S.99.II.G.35 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
- 3 El Código de Aguas de Chile: entre la ideología y la realidad, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1263-P), N° de venta S.99.II.G.43 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
- 4 El desarrollo de la minería del cobre en la segunda mitad del Siglo XX, Nicole Moussa, (LC/L.1282-P), N° de venta S.99.II.G.54 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
- 5 La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, Patricio Rozas Balbontín, (LC/L.1284-P), N° de venta S.99.II.G.55 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
- 6 La Autoridad Internacional de los Fondos Marinos: un nuevo espacio para el aporte del Grupo de Países Latinoamericanos y Caribeños (GRULAC), Carmen Artigas (LC/L.1318-P), N° de venta S.00.II.G.10 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
- 7 Análisis y propuestas para el perfeccionamiento del marco regulatorio sobre el uso eficiente de la energía en Costa Rica, Rogelio Sotela (LC/L.1365-P), N° de venta S.00.II.G.34 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
- 8 Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú, Humberto Campodónico, (LC/L.1362-P), N° de venta S.00.II.G.35 (US\$ 10.00), 2000. [www](#)
- 9 La llamada pequeña minería: un renovado enfoque empresarial, Eduardo Chaparro, (LC/L.1384-P), N° de venta S.00.II.G.76 (US\$ 10.00), 2000. [www](#)
- 10 Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Héctor Pistonesi, (LC/L.1402-P), N° de venta S.00.II.G.77 (US\$ 10.00), 2000. [www](#)
- 11 First Europe-Latin America Dialogue on Promotion of Energy Efficiency (LC/L.1410-P), Sales number E.00.II.G.79 (US\$ 10.00), 2000. [www](#)
- 12 Proyecto de reforma a la Ley N° 7447 “Regulación del Uso Racional de la Energía” en Costa Rica, Rogelio Sotela y Lidiette Figueroa, (LC/L.1427-P), N° de venta S.00.II.G.101 (US\$ 10.00), 2000. [www](#)
- 13 Análisis y propuesta para el proyecto de ley de “Uso eficiente de la energía en Argentina”, Marina Perla Abruzzini, (LC/L.1428-P), N° de venta S.00.II.G.102 (US\$ 10.00), 2000. [www](#)
- 14 Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina, Roberto Kozulj (LC/L.1450-P), N° de venta S.00.II.G.124 (US\$ 10.00), 2000. [www](#)
- 15 El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) y el mercado de los derivados en Chile, Miguel Márquez D., (LC/L.1452-P), N° de venta S.00.II.G.132 (US\$ 10.00), 2000. [www](#)

Otros títulos elaborados por la actual División de Recursos Naturales e Infraestructura y publicados bajo la Serie Medio Ambiente y Desarrollo

- 1 Las reformas energéticas en América Latina, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (LC/L.1020), abril de 1997. [www](#)
- 2 Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1024), mayo de 1997 (inglés y español). [www](#)

- 3 Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuentas), Axel Dourojeanni (LC/L.1053), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
- 4 El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1069), septiembre de 1997 (español e inglés).
- 5 Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés).
- 6 Prices, property and markets in water allocation, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1097), febrero de 1998 (inglés y español). [www](#)
- 8 Hacia un cambio en los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1116 y LC/L.1116 Add/1), vols. I y II, septiembre de 1998.
- 9 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina, Humberto Campodónico (LC/L.1121), abril de 1998. [www](#)
- 10 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Guía para la formulación de los marcos regulatorios, Pedro Maldonado, Miguel Márquez e Iván Jaques (LC/L.1142), septiembre de 1998.
- 11 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortíz y Nicole Moussa (LC/L.1148), octubre de 1998. [www](#)
- 12 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú, Humberto Campodónico (LC/L.1159), noviembre de 1998.
- 13 Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia, Manlio Coviello (LC/L.1162), diciembre de 1998.
- 14 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política, Patricio Rozas (LC/L.1164), enero de 1999. [www](#)
- 15 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Primer Diálogo Europa-América Latina para la Promoción del Uso Eficiente de la Energía (LC/L.1187), marzo de 1999.
- 16 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Lineamientos para la regulación del uso eficiente de la energía en Argentina, Daniel Bouille (LC/L.1189), marzo de 1999.
- 17 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la Energía en América Latina”. Marco Legal e Institucional para promover el uso eficiente de la energía en Venezuela, Antonio Ametrano (LC/L.1202), abril de 1999.

-
- El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile. No todos los títulos están disponibles.
 - Los títulos a la venta deben ser solicitados a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago de Chile, Fax (562) 210 2069, publications@eclac.cl.
 - [www](#): Disponible también en Internet: <http://www.eclac.cl>.

Nombre:.....
Actividad:.....
Dirección:.....
Código postal, ciudad, país:
Tel.: Fax:
E-Mail: