

NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO

ST/CEPAL/Conf.50/L.2
29 de agosto de 1974

ESPAÑOL
ORIGINAL: INGLÉS

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
E INSTITUTO LATINOAMERICANO DE PLANIFICACION
ECONOMICA Y SOCIAL

SIMPOSIO TECNICO SOBRE AMERICA LATINA
Y LOS PROBLEMAS ACTUALES DE LA ENERGIA

Santiago de Chile, 23 al 27 de septiembre de 1974

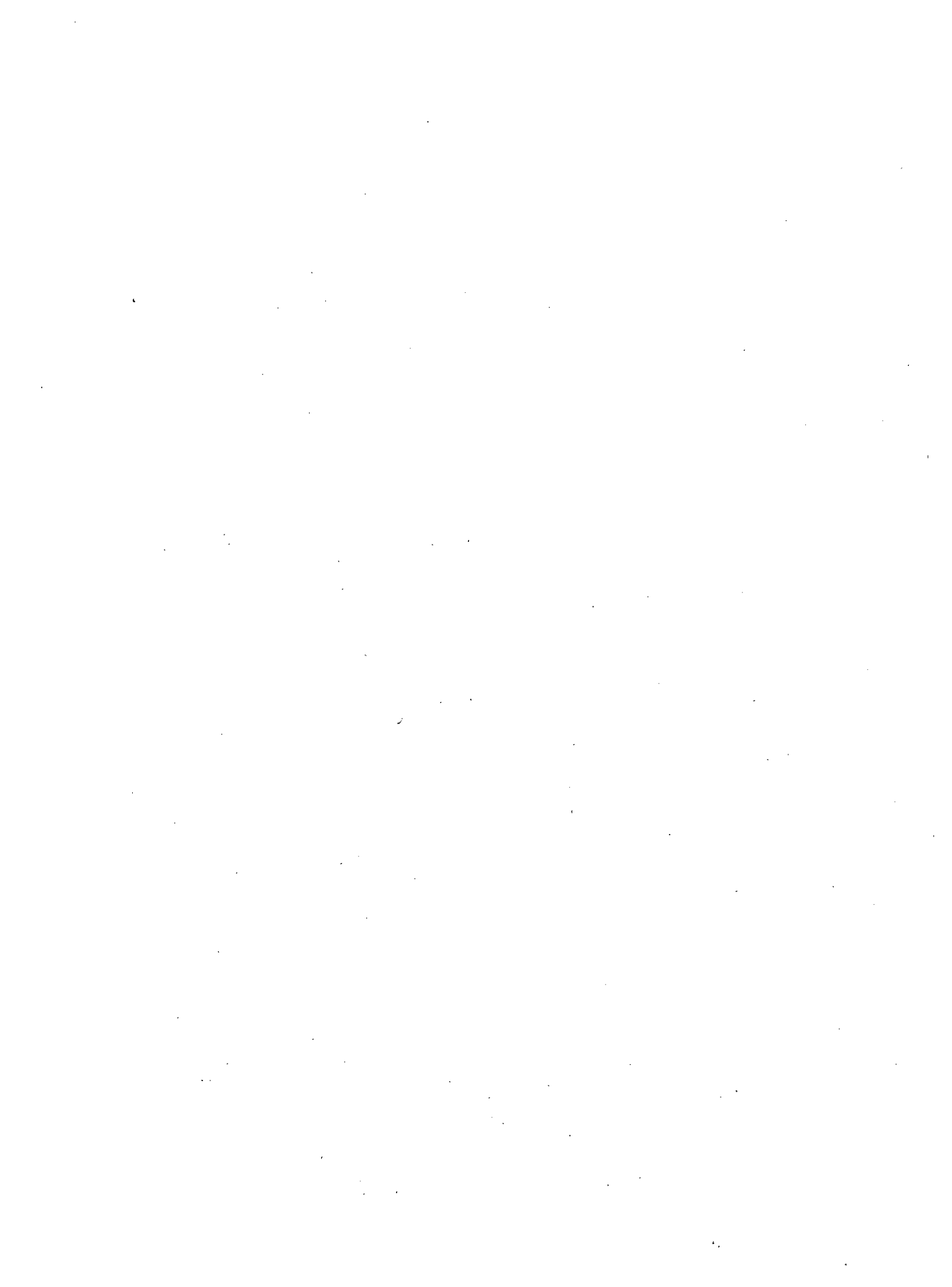
AMERICA LATINA Y LOS PROBLEMAS
ACTUALES DE LA ENERGIA

NOTA

Los cuadros 13, 25, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34 y 35 fueron preparados por la CEPAL sobre la base de estimaciones preliminares del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento o del Fondo Monetario Internacional. En el curso del Simposio se espera entregar a los participantes versiones actualizadas de estos mismos cuadros.

INDICE

	<u>Página</u>
Nota de la Secretaría	v
Introducción	1
Capítulo I. EL PROBLEMA Y SU GESTACION	5
A. DEFINICION DEL PROBLEMA	5
1. Siete concepciones de la crisis mundial de la energía	5
B. GESTACION DEL PROBLEMA	30
1. Avance mundial del consumo de petróleo	30
2. Precios recientes del petróleo ..	38
3. Resumen	47
Capítulo II. REPERCUSIONES ECONOMICAS Y FINANCIERAS INMEDIATAS PARA LOS PAISES LATINO-AMERICANOS CON DEFICIT DE PETROLEO DERIVADAS DE LA PROLONGACION DE LA CRISIS ..	49
Introducción	49
1. El precio de los productos refinados del petróleo	51
2. El precio de los combustibles ..	61
3. El nivel general de precios	75
4. La producción y el empleo	85
5. El balance de pagos	92
6. Perspectiva internacional y problemas que se plantean	99
7. La necesidad de reevaluar las perspectivas económicas nacionales	113
CAPÍTULO III. ALGUNAS MEDIDAS QUE PODRIAN CONSIDERAR LOS PAISES LATINOAMERICANOS DEFICITARIOS DE PETROLEO	117
Introducción	117
1. Opciones que tienen por objeto disminuir la demanda de crudo importado	126
2. Consideraciones sobre algunas acciones que pueden incidir en la reducción del costo del crudo	135
3. Resumen	141



Nota de la Secretaría

Las delegaciones de los Estados miembros de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) en la Octava Reunión Extraordinaria del Comité Plenario efectuada en Nueva York los días 24 y 25 de enero de 1974, aprobaron por consenso las conclusiones siguientes:*

1. Se reconoció ampliamente la preocupación de los gobiernos ante la situación energética mundial y sus repercusiones en las economías de los países de la región.

2. Se convino en que la experiencia de la secretaria de la CEPAL en el campo de los recursos energéticos puede ser particularmente útil y, en consecuencia, se manifestó el deseo de que ella intensifique sus trabajos en este terreno a fin de presentar a los gobiernos - a la brevedad posible - sus observaciones y conclusiones acerca de las repercusiones de estos problemas sobre las economías de la región.

3. Se invitó a la Secretaría Ejecutiva de la CEPAL a cooperar estrechamente con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), con miras a un apoyo recíproco en el cumplimiento de sus respectivos mandatos.

4. Se anotó que en la realización de estas tareas la Secretaría de la CEPAL debería elaborar los análisis técnicos en la forma y con los asesoramientos que considerara oportuno para que los resultados pudiesen ser elevados a la consideración de los gobiernos de los Estados miembros.

En cumplimiento de tales propósitos, la secretaria se abocó a la preparación de un estudio general sobre América Latina y los problemas actuales de la energía, principalmente los del abastecimiento de petróleo, así como a otros destinados a profundizar en ciertos aspectos particulares, como los correspondientes a la industria eléctrica, los transportes, los fertilizantes y las nuevas necesidades de inversión, y encomendó a un consultor examinar las perspectivas del carbón en América Latina.

* Comisión Económica para América Latina, Comité plenario, Informe sobre la octava reunión extraordinaria (24 y 25 de enero de 1974). Documentos oficiales del Consejo Económico y Social, 57º período de sesiones, suplemento Nº 7A.

Al avanzar en estos estudios se vio la necesidad de intercambiar experiencias a nivel técnico con los expertos que trabajan en este campo en los países de la región, así como con técnicos especializados de otros organismos internacionales.

De este modo, la secretaría de la CEPAL, con el coauspicio del Instituto Latinoamericano de Planificación Económica y Social (ILPES), convocó a un Simposio de carácter técnico para examinar las repercusiones de la situación energética actual en los países de América Latina (Santiago de Chile, 23 a 27 de septiembre de 1974).

El presente estudio, que constituye el documento de trabajo central sometido a la consideración de los participantes del Simposio, se enriquecerá y mejorará con los comentarios e informaciones que ellos ofrezcan.

Conviene subrayar que los acontecimientos acaecidos en la economía de la energía a partir de 1970 son tan importantes y se vienen sucediendo tan rápidamente, que la situación actual se caracteriza por su gran fluidez y dinamismo. Puede esperarse en consecuencia que algunos de los puntos analizados en este documento sean superados a corto plazo.

Introducción

La viva preocupación que despierta en la actualidad la crisis mundial de la energía es particularmente marcada en América Latina, región donde en 1973 había 19 países que eran importadores netos de petróleo y sólo cinco que eran exportadores netos. Los gobiernos de ambos grupos de países confrontan hoy difíciles decisiones como consecuencia de las recientes alzas de las cotizaciones internacionales del crudo.

El Simposio sobre América Latina y los Problemas Actuales de la Energía que auspician la CEPAL y el ILPES, tiene por finalidad ofrecer un foro para que expertos de los países latinoamericanos analicen este tema. Dentro de ese marco, el presente documento procurará examinar a grandes rasgos las tres interrogantes fundamentales que constituyen el programa de trabajo del Simposio:

- a) ¿En qué consiste la denominada "crisis mundial de la energía"?
- b) ¿Cuáles son sus repercusiones económicas y financieras inmediatas en las economías latinoamericanas?
- c) ¿Qué opciones se abren a las economías latinoamericanas para confrontar estas repercusiones?

En el primer capítulo se explora la naturaleza de la crisis mundial de la energía, y se identifican y evalúan siete concepciones distintas de esta crisis. En análisis conduce a la conclusión fundamental de que en esta materia el problema esencial que confronta actualmente la mayoría de los países latinoamericanos es el precio del petróleo crudo que se comercia internacionalmente. El capítulo termina con un breve análisis de los mercados latinoamericano y mundial de petróleo, un historial de los precios mundiales del petróleo crudo desde fines de los años cincuenta, y una identificación de las fuerzas fundamentales que están tras ese historial.

El segundo capítulo investiga las derivaciones económicas y financieras inmediatas que tiene para las economías latinoamericanas una estructura mundial de precios del petróleo crudo basada en el

supuesto de que el precio de mercado del crudo importado fluctúa entre 7 y 10 dólares el barril, fob Golfo Pérsico. Se presta atención especial, aunque no exclusiva, a sus efectos en las economías de los países de la región que tienen déficit de petróleo.

El análisis conduce a dos conclusiones básicas: primero, la amenaza a la producción y al empleo en los países latinoamericanos importadores de petróleo, ejercida a través del balance de pagos en cada uno de los países y de la liquidez internacional en el conjunto, no sólo es grave, sino también inmediata; y segundo, si se quiere conjurar esta amenaza a la producción y al empleo, es necesario, entre otras cosas, la pronta creación de nuevos mecanismos monetarios internacionales para canalizar el excedente de fondos de los principales países exportadores de petróleo, a las economías desarrolladas y en desarrollo. Esta transferencia de fondos es de particular importancia estratégica para los países en desarrollo. En una escala más amplia, el fracaso en el logro de estos acuerdos financieros internacionales podría significar una severa recesión mundial a corto plazo.

El análisis presentado en el capítulo II es de carácter general, puesto que pese a referirse repetidas veces a efectos concretos en los países latinoamericanos, gira más bien en torno a los efectos de la crisis de energía en las variables macroeconómicas fundamentales (los precios internos, la producción y el empleo y el balance de pagos) y en la estabilidad financiera internacional.

Dos razones respaldan este proceder. Primero, simplemente no es factible por ahora realizar 24 estudios separados de los efectos de la crisis de la energía en América Latina, y segundo, como en la base del abastecimiento de energía de todos los países de la región predomina el petróleo crudo, y dada su naturaleza crítica, los efectos directos y a corto plazo de sus cambios de precio pueden abordarse usando las mismas técnicas que se utilizan para analizar las consecuencias fundamentales de las variaciones de precios de cualquier otro insumo.

El capítulo final del presente trabajo examina las opciones de política que tienen ante sí los países latinoamericanos (e implícitamente todos los demás) importadores de petróleo para confrontar el mayor precio de la energía causado por el alza del costo de sus importaciones de petróleo crudo desde 1971 y, en especial, desde fines de 1973.

Aclara ante todo que evidentemente cada país latinoamericano es único desde el punto de vista económico, y que su conjunto no constituye una unidad geográfica en la cual pueda centrarse un análisis significativo de las opciones de acción. Por lo tanto, el análisis de éstas deberá efectuarse para cada país por separado.

Pese a su evidente importancia, el análisis de las opciones de acción no trata en detalle los problemas macroeconómicos provocados por la persistencia del nuevo nivel de costos de la energía, como son los relativos a niveles internos de precios, a la producción y el empleo, al balance de pagos y a la estabilidad financiera internacional, porque hacerlo supondría rebasar ampliamente el alcance del presente trabajo. Por el contrario, ese análisis tiene un ámbito más reducido, determinar la manera en que los países latinoamericanos con déficit de petróleo pueden atacar hoy, con posibilidades de éxito, lo que constituye el problema de fondo: el gasto que significa el precio del petróleo crudo que importa. El examen de las opciones de política distingue entre dos clases de medidas: las encaminadas a reducir la demanda de crudo importado, y las encaminadas a reducir el costo del suministro del crudo importado.

Los trabajos adicionales solicitados para el Simposio tienen por objeto complementar el análisis general que realiza el presente estudio, y son de dos clases. El primer conjunto de trabajos investiga con más detalle los efectos inmediatos de la crisis de la energía en las industrias de fertilizantes, transportes y energía eléctrica, en la minería del carbón, y en el sector agropecuario de América Latina.

El segundo conjunto de trabajos contiene un análisis más detallado de algunos problemas fundamentales planteados por la persistencia del nuevo nivel alcanzado por los precios mundiales del petróleo, entre ellos el influjo de estos precios en las variaciones del nivel de inversión necesario, en el financiamiento de las importaciones de capital y en la estructura del comercio y la liquidez internacionales. Uno de estos trabajos analiza la evolución reciente de los precios del petróleo en el marco más amplio de los cambios experimentados últimamente por los precios de los productos básicos, otro examina las perspectivas a mayor plazo de la estructura del suministro mundial de energía, y un tercero trata de los recursos petroleros en América Latina.

Tanto el presente trabajo como los complementarios se centran en el futuro inmediato (1974-1980), de acuerdo con la orientación del Simposio, sin que esto signifique descuidar las ramificaciones a mayor plazo de la crisis de la energía. Claramente, de mantenerse la nueva tendencia mundial de los precios del petróleo estos efectos serán de gran envergadura. Específicamente estos efectos a largo plazo podrían examinarse en un segundo Simposio de la CEPAL sobre la crisis de la energía.

En resumen, el enfoque del Simposio, de este informe y de los trabajos complementarios, es modesto pero puede servir como vehículo eficiente para la maduración de ideas. Los objetivos generales son: definir claramente el problema; esclarecer sus principales repercusiones a corto plazo, y estimular la discusión sobre las opciones abiertas a los países latinoamericanos para enfrentar este problema.

Capítulo I

EL PROBLEMA Y SU GESTACION

A. DEFINICION DEL PROBLEMA

1. Siete concepciones de la crisis mundial de la energía

Sea que el analista busque referir aquello denominado "crisis de la energía" al mundo real, sea que parta de una definición a priori del problema, una cosa resulta clara: cuando se discute la crisis de la energía, distintas personas tienen conceptos diferentes de ella. Aunque sólo sea por tal motivo, cuando se aborda el análisis de este problema hay que comenzar por definir claramente lo que se quiere decir con esa expresión.

¿Cuáles son, entonces, las diferentes concepciones del problema y cómo soporta cada una de ellas su evaluación crítica?

Hay siete concepciones muy difundidas de la crisis de la energía, que se expresan así:

1. Es una inminente escasez material de reservas mundiales de energía dentro de un plazo que exige su consideración inmediata por los gobiernos; o bien, por las mismas líneas;
2. Es una escasez inminente de reservas mundiales de energía económicamente explotable;
3. Es una escasez material de reservas mundiales de crudo dentro de un plazo que exige atención inmediata de los gobiernos; o bien, por estas mismas líneas;
4. Es una escasez inminente de reservas mundiales de crudo económicamente explotables;
5. Es una insuficiencia de reservas mundiales comprobadas de crudo;
6. Es un problema mundial, que se centra en la contaminación ambiental ligada a la fuerte dependencia del petróleo y el carbón para satisfacer las necesidades de energía;
7. Es un problema económico que radica esencialmente en el precio del petróleo que se comercia internacionalmente y en la seguridad de abastecimiento del mismo.

/Básicamente, estas

Básicamente, estas siete concepciones de la crisis mundial de energía responden a tres preocupaciones: por la suficiencia de las reservas mundiales de energía, definida de diversas maneras en función de su contenido de combustibles y su dimensión económica (conceptos 1 a 5); por la contaminación ambiental (concepto 6), y por el precio y seguridad de abastecimiento del petróleo crudo que se comercia internacionalmente (concepto 7).

Los cinco primeros conceptos pueden agruparse además en tres clases:

- La primera adopta un enfoque estrictamente material de las reservas de energía y lo aplica a la totalidad de las existencias energéticas mundiales (concepto 1), por una parte, y a las existencias mundiales de petróleo, por la otra (concepto 3);
- La segunda adopta un enfoque económico de las reservas de energía y lo aplica a las reservas totales de energía (concepto 2), por una parte, y a las reservas mundiales de petróleo (concepto 4), por la otra, y
- La tercera se centra estrictamente en la suficiencia de las reservas mundiales comprobadas de petróleo crudo (concepto 5).

A continuación se procederá a evaluar separadamente cada una de estas siete concepciones de la crisis mundial de la energía. Al examinar las cinco primeras se partirá de supuestos - se señalarán en el texto - que en cada caso inclinarán marcadamente la balanza en su favor.

/a) La

a) La crisis de la energía como escasez material de reservas totales de energía (concepto 1)

En 1969, Averitt estimaba que inicialmente las existencias materiales de carbón en el mundo eran de $15\ 240 \times 10^9$ toneladas.^{1/} Tras rebajar de este total una estimación máxima del volumen de carbón consumido hasta 1973,^{2/} a fines de 1973 las existencias restantes eran aproximadamente $14\ 745 \times 10^9$ toneladas métricas de carbón o el equivalente de alrededor de $10\ 332 \times 10^9$ toneladas de petróleo. De esta manera, después de satisfacer las necesidades acumulativas totales de energía durante el período 1974-2000, que serían de $418\ 562 \times 10^6$ toneladas métricas de petróleo equivalente (véase el cuadro 1) ^{3/} exclusivamente con carbón, las existencias físicas restantes de carbón en el año 2000 (es decir $9\ 903 \times 10^9$ toneladas de petróleo equivalente), representarían 283 años de consumo mundial total de energía al nivel de consumo previsto para el año 2000, es decir, 35×10^9 toneladas de petróleo equivalente. (Véase nuevamente el cuadro 1.) Ciertamente, esta no es una perspectiva que alarme hoy. Así, pues, hay que rechazar la concepción de la crisis de energía como escasez material de reservas de energía (concepto 1).

1/ Citado en H.S.D. Cole, y otros (eds.), Models of Doom, Universe Books, Nueva York, 1973, pág. 100. Esta estimación excluye los depósitos de carbón ubicados a más de 4 000 pies bajo la superficie, los mantos de menos de 12 pulgadas de espesor y los depósitos de turba.

2/ La cifra del consumo mundial de carbón en 1960 (2 214 millones de toneladas) se aplicó al período 1750-1966, con lo cual se obtuvo un consumo total de carbón de 478×10^9 toneladas en estos 216 años. Esta estimación del consumo acumulativo de carbón durante el período adolece de un marcado error por exceso, de manera que hay un acentuado error por defecto en el cálculo de las reservas mundiales de carbón existentes en la actualidad. El consumo mundial de carbón en 1967-1973 (17×10^9 toneladas) figura en el cuadro 2.

3/ Según se indica en la nota al pie del cuadro 1, la estimación del consumo total de energía usada aquí, contiene un fuerte error por exceso, que favorece en este contexto la posición de los que sostienen que es inminente la escasez de los recursos energéticos mundiales.

Cuadro 1

MUNDO: CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL EN DETERMINADOS AÑOS E INTERVALOS, 1960-2000

(Millones de toneladas de petróleo equivalente)

año	Carbón	Petróleo	Gas natural	Hidro- electricidad y energía nuclear	Total
1960	1 550	1 015	417	76	3 058
1961	1 431	1 066	445	81	3 023
1962	1 459	1 156	488	84	3 187
1963	1 525	1 242	529	87	3 383
1964	1 562	1 341	577	96	3 576
1965	1 584	1 459	619	106	3 768
1966	1 610	1 574	627	114	3 975
1967	1 630	1 686	726	116	4 158
1968	1 604	1 837	793	124	4 358
1969	1 660	1 998	852	129	4 639
1970	<u>1 698</u>	<u>2 160</u>	<u>923</u>	<u>135</u>	<u>4 916</u>
1971	1 739	2 300	981	156	5 176
1972	1 780	2 450	1 043	181	5 454
1973	1 823	2 609	1 109	210	5 751
1974	1 867	2 779	1 178	243	6 067
1975	1 912	2 959	1 253	281	6 405
1976	1 958	3 152	1 332	325	6 767
1977	2 005	3 357	1 416	377	7 155
1978	2 053	3 575	1 505	436	7 569
1979	2 102	3 807	1 600	505	8 014
1980	<u>2 146</u>	<u>4 049</u>	<u>1 697</u>	<u>587</u>	<u>8 479</u>
1974-1980	14 043	23 678	9 981	2 754	50 456
1981	2 197	4 312	1 804	680	8 993
1982	2 250	4 592	1 918	787	9 547
1983	2 304	4 890	2 038	911	10 143
1984	2 360	5 208	2 167	1 055	10 790
1985	2 416	5 547	2 303	1 222	11 488
1986	2 474	5 908	2 448	1 415	12 245
1987	2 533	6 292	2 603	1 639	13 067
1988	2 594	6 701	2 767	1 898	13 960
1989	2 657	7 137	2 941	2 198	14 933
1990	<u>2 720</u>	<u>7 600</u>	<u>3 126</u>	<u>2 545</u>	<u>15 991</u>
1991	2 785	8 094	3 323	2 947	17 149
1992	2 852	8 620	3 532	3 413	18 417
1993	2 920	9 180	3 754	3 952	19 806
1994	2 990	9 777	3 991	4 576	21 334
1995	3 062	10 413	4 243	5 299	23 017
1996	3 136	11 090	4 510	6 137	24 873
1997	3 211	11 811	4 794	7 106	26 922
1998	3 288	12 579	5 096	8 229	29 192
1999	3 367	13 397	5 417	9 529	31 710
2000	<u>3 448</u>	<u>14 267</u>	<u>5 759</u>	<u>11 035</u>	<u>34 509</u>
1974-2000	69 607	191 093	78 515	79 327	418 542

Fuente y nota: Los volúmenes correspondientes a 1960-1970 y a 1980 fueron obtenidos de Oil, The Present Situation and Future Prospects, (OCDE, París, 1973), págs. 41-48. Los volúmenes para los años intermedios y subsiguientes son extrapolaciones hechas por la CEPAL para cada combustible y, cuya suma representa el consumo total de energía comercial. Los volúmenes para cada combustible durante el período 1981-2000 se obtuvieron aplicando a los intervalos hasta llegar al año 2000 la tasa de crecimiento compuesta del consumo de cada combustible durante 1970-1980 y, sumándolos a continuación para obtener el consumo total de energía en cada año. La aplicación de este método se traduce en la formación de una diagonal ascendente del componente individual y del consumo total de energía lo que, dentro del presente contexto, favorece el argumento de aquellos que sostienen que habrá una escasez de los recursos mundiales de energía (es decir, el consumo total de energía se acelera de 4,8% al año durante 1960-1970 a 5,6% durante 1970-1980 y, a 6,6% y 8,0% durante 1980-1990 y 1990-2000, respectivamente. Además, las proyecciones de la OCDE sobre consumo mundial de energía hasta 1980, fueron hechas en 1972 cuando los precios mundiales del petróleo, y la energía, eran bastante más bajos que los que se esperan actualmente durante el período previsto. Por lo tanto, la revisión de los pronósticos que aquí se presenta, en el sentido de un menor consumo de componentes y de energía total es procedente, y de hecho la OCDE ha hecho exactamente lo mismo en un pronóstico revisado del consumo de energía. Si no se reducen estos volúmenes previstos en consonancia con los mayores precios que se espera tendrá la energía, se inclina aún más la balanza a favor de aquellos que sostienen que habrá una escasez mundial de energía.

Quadro 2

MUNDO: CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL, EN DETERMINADOS AÑOS E INTERVALOS, 1960-2000

(En las unidades que se indican)

Año	Carbón	Petróleo	Gas natural	Hidroelectricidad
	Millones de toneladas		(mil millones de m ³)	y energía nuclear (mil millones de kWh)
1960	2 214	1 015	463	884
1961	2 044	1 066	494	942
1962	2 084	1 156	542	977
1963	2 179	1 242	588	1 012
1964	2 231	1 341	641	1 116
1965	2 263	1 459	688	1 233
1966	2 300	1 574	752	1 326
1967	2 329	1 686	807	1 349
1968	2 291	1 837	881	1 442
1969	2 371	1 998	947	1 500
<u>1970</u>	<u>2 426</u>	<u>2 160</u>	<u>1 025</u>	<u>1 570</u>
1971	2 484	2 300	1 090	1 814
1972	2 543	2 450	1 159	2 105
1973	2 606	2 609	1 232	2 442
1974	2 667	2 779	1 309	2 826
1975	2 731	2 959	1 392	3 267
1976	2 797	3 152	1 480	3 779
1977	2 864	3 357	1 573	4 384
1978	2 933	3 575	1 672	5 070
1979	3 039	3 807	1 778	5 872
<u>1980</u>	<u>3 066</u>	<u>4 049</u>	<u>1 885</u>	<u>6 825</u>
1974-1980	20 061	23 678	11 089	32 023
1981	3 139	4 312	2 004	7 907
1982	3 214	4 592	2 131	9 151
1983	3 291	4 890	2 264	10 593
1984	3 371	5 208	2 408	12 267
1985	3 451	5 547	2 559	14 209
1986	3 534	5 908	2 720	16 453
1987	3 619	6 292	2 892	19 058
1988	3 706	6 701	3 074	22 070
1989	3 796	7 137	3 268	25 558
<u>1990</u>	<u>3 886</u>	<u>7 600</u>	<u>3 473</u>	<u>29 593</u>
1991	3 978	8 094	3 692	34 273
1992	4 074	8 620	3 924	39 686
1993	4 171	9 180	4 171	45 953
1994	4 273	9 777	4 434	53 209
1995	4 374	10 413	4 714	61 616
1996	4 480	11 090	5 011	71 360
1997	4 587	11 811	5 327	82 628
1998	4 697	12 579	5 662	95 686
1999	4 810	13 397	6 019	110 802
<u>2000</u>	<u>4 926</u>	<u>14 267</u>	<u>6 399</u>	<u>128 314</u>
1974-2000	99 438	191 093	87 235	922 409

Fuente y nota: La fuente de estos datos y los métodos de interpolación y de proyección (1981-2000) empleados para componer este cuadro (así como las tendencias respectivas) son los mismos indicados en el cuadro 1 (véase Fuente y Nota). Los factores de conversión utilizados son: 1 tonelada equivalente de petróleo x 1,0 = 1 tonelada de petróleo (o sea, la unidad de medida básica); 1 tonelada equivalente de petróleo x 0,7 = 1 tonelada de carbón; 1 tonelada equivalente de petróleo x 0,9 = 1 m³ de gas natural; y 1 tonelada equivalente de petróleo x 0,086 = 1 000 kWh de electricidad.

b) La crisis de la energía concebida como escasez económica de las reservas totales de energía (concepto 2)

En enero de 1967 las existencias mundiales de reservas de carbón cubicadas alcanzaban aproximadamente a $8\ 817 \times 10^9$ toneladas métricas o el equivalente de $7\ 135 \times 10^9$ toneladas de antracita.^{4/} Luego de efectuar ajustes para considerar la reducción de esas existencias 1968-1973, a fines de 1973 equivalían aproximadamente a $4\ 984 \times 10^9$ toneladas de petróleo. Si se aplica a este volumen un factor de recuperación de sólo 50 %, resultaría que el nivel de reservas de carbón económicamente explotables alcanzaría aproximadamente a $2\ 492 \times 10^9$ toneladas de petróleo equivalente. De esta manera, una vez satisfechas las necesidades mundiales totales de energía hasta el año 2000 sobre la base del carbón únicamente, el saldo de carbón económicamente explotable bastaría para satisfacer las necesidades totales de energía del mundo durante 59 años más, a la tasa de consumo total de energía prevista para el año 2000. Esto no plantea un problema que debe preocupar hoy a quienes formulan las políticas, por lo que corresponde desestimar este concepto de la crisis de la energía.

c) La crisis de energía concebida como una escasez física y económica de reservas mundiales de petróleo (conceptos 3 y 4)

Como no se pudo disponer de una estimación de las existencias físicas de petróleo en el mundo, fue preciso adoptar un enfoque indirecto para evaluar el concepto 3.

^{4/} Citado en H.S.D. Cole y otros, Models of Doom, op. cit., pág. 99. La cifra se refiere a "reservas cubicadas" de antracita y turba ($6\ 714 \times 10^9$ y $2\ 104 \times 10^9$ toneladas de carbón respectivamente, en 1968), cálculo realizado bajo los auspicios de la Conferencia Mundial de Energía en 1968. En lo que respecta a la capacidad calorífica, una tonelada de turba equivale aproximadamente a 0.20 toneladas de antracita. Las limitaciones utilizadas en este cálculo son: 1 200 metros de terreno de recubrimiento como máximo y 30 cm de espesor de la veta como mínimo. No todas estas reservas son económicamente recuperables.

En 1965, el U.S. Geological Survey (USGS) calculó que, de acuerdo con supuestos económicos poco estrictos, las existencias mundiales recuperables de petróleo provenientes de fuentes tradicionales alcanzaban a 838×10^9 toneladas.^{5/} Esta cifra es muchas veces mayor que otras estimaciones, citadas más adelante, que han realizado otras fuentes de acuerdo con supuestos económicos más estrictos.

La cifra del USGS se utilizará como una estimación mínima de las reservas mundiales de petróleo materialmente disponibles. Es importante señalar que esta estimación excluye la cantidad de petróleo que puede extraerse de la lutitas bituminosas, denominadas también esquistos bituminosos (oil shales), y de otras rocas bituminosas, principalmente arenas alquitránicas (tar sands). Si se resta el consumo acumulativo de petróleo en el período 1965-1973 (19×10^9 toneladas de petróleo), la estimación del USGS indica que a fines de 1973 las existencias materiales mínimas de petróleo en el mundo, serían aproximadamente de 819×10^9 toneladas. Este volumen bastaría para satisfacer las necesidades mundiales de petróleo desde 1974 hasta el año 2000, que serían de 191×10^9 toneladas de petróleo (véase nuevamente el cuadro 2) y todavía quedaría petróleo para 45 años de abastecimiento al ritmo de consumo mundial del año 2000 (14×10^9 toneladas anuales de petróleo). En estas circunstancias y teniendo en cuenta el fuerte error por defecto en la estimación de existencias aplicada, hay que desestimar la concepción de la crisis mundial de la energía como escasez material inminente de reservas de petróleo.

Las apreciaciones de la cantidad de reservas de petróleo crudo económicamente explotables (base del concepto 4) difieren ampliamente. En 1950, Pratt estimó que alcanzaban a 82×10^9 toneladas, mientras que la estimación más reciente, realizada por Warman en 1971, fluctúa entre 164 y 274×10^9 toneladas. La cifra dada por

^{5/} Citado por J. Darmstadter y otros, en Energy in the World Economy, Johns Hopkins Press, Baltimore, Md., 1971, pág. 50. Estas reservas se han denominado "últimas recuperaciones posibles" en el plano mundial.

Pratt y la menor de las dos que da Warman no alcanzaría a satisfacer las necesidades mundiales de petróleo hasta el año 2000; y, pese a que la cifra más alta de Warman sí lo haría, quedarían sólo seis años de reservas mundiales de petróleo económicamente explotables más allá del año 2000 al ritmo de consumo previsto para ese año. Las demás estimaciones de las reservas mundiales de petróleo económicamente explotable sugieren, en lo que toca a suficiencia mundial de petróleo, resultados que caen entre los de Pratt y Warman.^{6/}

Ninguna de las estimaciones señaladas de las reservas de petróleo económicamente explotables incluye las "reservas recuperables comprobadas" de crudo que pueden provenir de "recursos no descubiertos y/o marginales y submarginales", es decir, de las lutitas bituminosas y el petróleo contenido en otras rocas bituminosas: aproximadamente 15×10^{12} barriles, es decir, alrededor de 2.1×10^{12} toneladas de crudo.^{7/} Este volumen de petróleo satisfaría por sí solo las necesidades mundiales de petróleo hasta el año 2000 y sobraría para cubrir el consumo del equivalente de 134 años a la tasa de consumo mundial de petróleo prevista para el año 2000. Sumada a la estimación más baja de las existencias de petróleo crudo tradicional económicamente explotables (la de Pratt en 1950 dio 32×10^9 toneladas) la cifra global resultante satisfaría las necesidades mundiales de petróleo crudo hasta el año 2000 y sobraría para cubrir esas necesidades durante otros 140 años a la tasa de consumo mundial de petróleo proyectada para ese año.

^{6/} Estas estimaciones aparecen en las siguientes fuentes: H.S.D. Cole y otros, Models of Doom, op. cit., pág. 95. Las estimaciones en barriles de petróleo crudo, son las siguientes (la fecha de la estimación aparece entre paréntesis): Pratt, 600×10^9 (1950); Levorsen, $1\ 500 \times 10^9$ (1950); Shell, $1\ 800 \times 10^9$ (1968); Moody, $1\ 800 \times 10^9$ (1970); Weeks, $2\ 200 \times 10^9$ (1969); Hendricks, $2\ 480 \times 10^9$ (1968); King Hubbard, $1\ 350-2\ 100 \times 10^9$ (1969) y Warman, $1\ 200-2\ 000 \times 10^9$ (1971). Se parte de la base de que una tonelada de petróleo equivale a 7.3 barriles de petróleo.

^{7/} Citado por J. Darmstadter y otros en Energy in the World Economy, op. cit., pág. 50.

Los cálculos anteriores conducen a dos conclusiones generales. Si el concepto de la crisis de la energía se expresa en función de una escasez inminente de reservas mundiales de petróleo económicamente explotables, incluidos los depósitos contenidos en las lutitas bituminosas y en otras rocas bituminosas la posición resulta absurda en lo que toca a formulación de políticas hoy día. Sin embargo, si el concepto de suficiencia de las reservas sólo se refiere a las fuentes tradicionales de crudo (es decir, excluye las lutitas bituminosas y el petróleo contenido en otras rocas bituminosas), parecería justificado prever que hacia fines de siglo o poco después se producirá una escasez de estas reservas. Es posible que las estimaciones de las reservas en que se basa esta conclusión estén erradas: nadie lo sabe a ciencia cierta. Sin embargo, aunque las bases empíricas en que se basa la predicción de la situación para fines de siglo sean débiles, debe considerársela con seriedad.

Con todo, aunque la conclusión se ajustara a la realidad, sería errado adoptar una actitud catastrófica.^{8/} Mucho antes de que se agoten las reservas mundiales de petróleo económicamente explotables provenientes de fuentes tradicionales, se dispondrá de nuevas técnicas que aliviarán la presión sobre estas reservas. Esta observación no significa descartar con ligereza el problema: tales tecnologías están identificadas y se encuentran en diversas etapas de desarrollo técnico. La sola licuefacción del carbón, técnica que en la actualidad probablemente es viable, desde el punto de vista económico, en algunos lugares, podría aplazar tanto el agotamiento del suministro de petróleo como para que dejara de constituir una amenaza grave.^{9/} Además, la electricidad que proporcionarán los

^{8/} Este tema está tratado en otros informes del Simposio sobre las perspectivas del abastecimiento de energía a largo plazo.

^{9/} Una técnica nueva que actualmente se ensaya en una planta experimental de los Estados Unidos consiste en impregnar el carbón con hidrógeno y, en el curso del proceso, reducir el contenido de azufre del carbón por unidad de peso. Se obtiene así un carbón con mayor capacidad calórica por unidad de peso. Esta técnica reviste especial importancia para América Latina, dadas sus relativamente grandes reservas de carbón, generalmente de bajo valor calórico. Véase un análisis más detallado de esta técnica en Ramón Suárez, el carbón de América Latina y la crisis de la energía, documento preparado para el Simposio.

reactores nucleares regeneradores y otras técnicas mejoradas de generación; junto con la desaceleración de la demanda de petróleo por efecto de su precio, sobre la base del uso más eficiente de este producto en el hogar, el transporte y la industria, así como el reemplazo del petróleo por otros combustibles en muchos mercados de energía, podrían diferir tanto el agotamiento de las fuentes tradicionales de petróleo, mucho antes de que ello sucediera se tendría asegurado el suministro prácticamente ilimitado de energía de fuentes como la fusión nuclear, el hidrógeno, o la energía solar.

d) La crisis de energía como insuficiencia de las reservas mundiales comprobadas de petróleo (concepto 5)

Se estima que a fines de 1971 las reservas mundiales comprobadas de petróleo llegaban a 584 000 millones de barriles, o aproximadamente en 80 000 millones de toneladas de petróleo equivalentes a 33 veces el nivel de consumo de petróleo de ese año. (Véase el cuadro 3.)^{10/} De acuerdo con los niveles previstos de consumo de petróleo, y si tales reservas no aumentan, ellas se agotarían en 1990. Esta amenaza, y la inminencia de su plazo de cumplimiento constituyen la médula de la concepción de la crisis mundial de la energía como insuficiencia de las reservas mundiales comprobadas de petróleo.

Pese a la amplia acogida que ha tenido, el argumento es engañoso. Responde a un enfoque erróneo de la dimensión económica de un recurso, se basa en una concepción poco profunda de las inversiones destinadas a comprobar existencias de petróleo y por último, no ubica el coeficiente de 1971 en una perspectiva histórica.

^{10/} Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), Oil: The Present Situation and Future Prospects, París, 1973, pág. 55. El Oil and Gas Journal cita una estimación de las reservas mundiales comprobadas de petróleo a fines de 1971 en 631 900 millones de barriles e, implícitamente, una relación entre reservas y producción en ese año de 36.1 años. Aproximadamente 63 % de estas reservas se encuentran en el Medio Oriente.

Cuadro 3

PRODUCCION MUNDIAL Y RESERVAS MUNDIALES COMPROBADAS DE PETROLEO
EN ALGUNOS AÑOS ENTRE 1944 Y 1973

Año	Reservas al finalizar el año	Producción	Relación entre las reservas y la producción
	(Millones de barriles)		(años)
1944	50 684	2 593	19.5
1963	309 633	9 498	32.6
1971	631 856 (583 500)	17 479	36.1 (33.4)
1972	666 883	18 140	36.8
1973	627 856	20 153	31.2

Fuente: La información correspondiente a 1944 y 1963 se tomó de American Petroleum Institute, Facts and Figures (diversas ediciones), citado en J. Mullen, Energy in the Japanese Economy, (tesis inédita, Universidad de Nueva York, 1972, pág. 181). La información relativa a los demás años se obtuvo del Oil and Gas Journal (diciembre de 1971 y 1972). Las cifras entre paréntesis que se dan para las reservas mundiales de petróleo a fines de 1971 aparecen en OCDE, Oil, The Present Situation and Future Prospects, París, 1973, pág. 55.

Las reservas comprobadas de petróleo corresponden a una estimación burda y conservadora del volumen del petróleo que podría extraerse de los yacimientos conocidos, en las condiciones económicas vigentes al hacer la estimación. Las reservas comprobadas excluyen cuya existencia se conoce pero que no se explotaría en las condiciones económicas vigentes.

Desde fines de 1971 se han elevado de manera marcada los precios mundiales del petróleo. Por ejemplo, en 1971 el precio medio de mercado (fob Golfo Pérsico) del crudo liviano de Arabia Saudita era de alrededor de 1.33 dólares el barril, en tanto que en enero de 1974 ese precio era de aproximadamente 7.65 dólares

/el barril.

el barril. Es decir, el alza de los precios del crudo ha elevado bruscamente el volumen mundial de petróleo económicamente explotable cuya existencia en determinados yacimientos se conoce, lo que constituye un aumento automático de las reservas mundiales comprobadas.

Nadie sabe a cuánto ascienden las reservas mundiales comprobadas de petróleo en las condiciones económicas actuales, distintas de las prevalecientes en 1971. Sin embargo, una cosa es segura: hoy no hay una base sólida para predecir el agotamiento de tales reservas en 1990.

Tras esta concepción de la crisis de la energía hay una noción inadecuada de la forma en que se adoptan las decisiones de invertir o no invertir para comprobar la existencia de una reserva y, por tanto, una apreciación errónea de lo que una reserva comprobada es realmente, desde el punto de vista económico.

Por razones normales de su actividad, las empresas productoras de crudos necesitan contar con un inventario de las existencias in situ del petróleo que disponen. Ese petróleo puede hallarse en una de dos formas materiales. Primero, en un yacimiento conocido que contiene: a) una cantidad más o menos conocida de petróleo que puede recuperarse a precios y costos dados (es decir, reservas comprobadas), o b) una cantidad imperfectamente conocida de petróleo que, con inversiones crecientes, puede definirse cada vez con mayor exactitud (es decir, convertirse de reserva probable en reserva comprobada). Segundo (al menos conceptualmente, en un sentido probabilístico), en yacimientos desconocidos en sus características técnicas pero localizadas que pueden abrirse a la exploración y posiblemente a la explotación por la empresa petrolera, ya sea de inmediato o en el futuro, a través de negociaciones con sus propietarios.

En estas circunstancias, la compañía productora de petróleo confronta entonces la opción económica de mantener el petróleo en el terreno en una o más de varias formas:

a) En forma de una reserva comprobada, para disponer de la cuál habría que incurrir de inmediato en mayores costos de producción que variarían según la cantidad de petróleo producida, pero no en mayores costos de desarrollo y exploración;

/b) En

b) En forma de reserva probable en un yacimiento conocido pero aún no bien definido, que para ser explotada requerirá mayores gastos, tanto de desarrollo como de producción;

c) En un yacimiento identificado pero técnicamente desconocido que contiene una cantidad indeterminada de petróleo y que para ser explotado exigirá gastos adicionales de exploración, desarrollo y producción.

Para maximizar el rendimiento económico, la compañía petrolera elegirá entre estas tres formas de satisfacer sus necesidades de crudo aquella que le signifique menores costos. Para ella no tiene sentido invertir dinero ahora con el fin de convertir reservas probables en reservas comprobadas para producción posterior, a menos que este procedimiento le resulte marginalmente más barato que producir directamente utilizando reservas ya probadas.

Del mismo modo, desde el punto de vista de una compañía abastecedora de petróleo, no tiene sentido invertir en descubrir y comprobar reservas en yacimientos actualmente desconocidos si los costos previstos para hacerlo son superiores a los costos de convertir las reservas probables dentro de yacimientos conocidos, en reservas comprobadas para producción futura, o al de producir en el futuro directamente reservas comprobadas.

Dentro de este marco es simplista concebir el nivel de las reservas de petróleo comprobadas como la única forma en que una empresa petrolera puede inventariar las existencias de petróleo, o la forma necesariamente deseable en que una empresa petrolera debería inventariar tales existencias.

Sin embargo, incluso descartando la interpretación errónea de las estimaciones publicadas de las reservas mundiales de petróleo, la concepción de la crisis de la energía como insuficiencia de tales reservas no concuerda con los antecedentes históricos de los inventarios de petróleo mantenidos en esta forma. Los datos que figuran a continuación indican que la razón de reservas/producción anual de 33:1 señalada por la OCDE en 1971 concuerda en realidad, con los niveles históricos recientes de esta razón. Además, en 1944 ella era sólo de 20:1 y sin embargo el mundo evitó la catástrofe.

/La concepción

La concepción de la crisis mundial de la energía como una insuficiencia de reservas mundiales comprobadas de petróleo (concepto 5) no es en absoluto convincente, y debe ser desestimada.

e) Cinco concepciones de la crisis de la energía como escasez del producto: Resumen

Luego de analizar cinco concepciones de las crisis de la energía que la interpretan como una escasez de reservas energéticas, definidas de variadas maneras, se concluye que la escasez de reservas totales de energía, ya sea en sentido material o económico, es un concepto claramente insostenible.

Se analizaron también dos concepciones de una escasez de reservas mundiales de petróleo. La primera se expresaba en términos materiales y se puso a prueba utilizando una cifra que subestimaba burdamente estas reservas. Aun así, se vio que en la actualidad la idea de una escasez material de reservas mundiales de petróleo es inadmisibile como motivo de alarma.

La concepción de la crisis de la energía como una escasez de reservas económicamente explotables de petróleo crudo se mostró inaceptable si tales reservas se definen de manera que incluyan el petróleo económicamente explotable que contienen las lutitas y otras rocas bituminosas. Por otra parte, si se excluyen estas dos fuentes no tradicionales de suministro mundial es posible que hacia fines de siglo o poco después, se produzca una escasez de reservas económicamente explotables de petróleo, pero aparte de ser insostenible la exclusión de este componente de las reservas, las estimaciones en que se basa esta posibilidad dejan lugar a muchas dudas. Pero aun así, las nuevas técnicas para abastecer de energía, como la licuefacción del carbón y los reactores nucleares regeneradores, por ejemplo, indican que hay buenos motivos para prever que el fantasma de la insuficiencia de reservas tradicionales de petróleo económicamente explotable se disipará mucho antes que la amenaza se convierta en realidad.

Se evaluó el concepto de la escasez de energía entendida como un nivel inadecuado de las reservas mundiales comprobadas de petróleo y se estimó insostenible. Los actuales niveles de esta razón entre reservas y producción son comparables con los niveles inventariados en esa forma en el período de postguerra. Además, el desconocimiento bastante generalizado de la verdadera significación de las reservas probadas de petróleo, ha dado lugar a erradas interpretaciones de las cifras publicadas sobre reservas mundiales.

Al evaluar las cinco primeras concepciones de la crisis de la energía se formularon hipótesis respectivas, que en cada caso inclinaban la balanza en su favor. No se tuvieron en cuenta las adiciones a las reservas energéticas motivadas, desde un punto de vista económico, por el mayor precio alcanzado por el petróleo después de hacerse las estimaciones que se han empleado en el presente trabajo. Las proyecciones del consumo mundial de energía y de petróleo se basaron en precios del petróleo vigentes varios años atrás. Sus precios actuales obligan a revisar los niveles de consumo proyectados, que sin duda resultarán más bajos. Por bien que se les exponga, sin embargo, ninguna de estas cinco concepciones de la crisis de la energía debería alarmar hoy a los encargados de formular políticas.

Finalmente, desde el punto de vista analítico, ninguna de las cinco concepciones muestra verdadera penetración analítica.

Ninguna considera, por ejemplo, la localización de las reservas de energía desde un punto de vista físico, político o económico. Las dos concepciones de la crisis de energía que se formulan en términos estrictamente físicos consideran cuantitativamente idéntica una reserva de energía o de petróleo que se encuentra en el Polo Sur a 2 000 metros de profundidad, a otra similar ubicada a 500 metros bajo la superficie en Arabia Saudita: esto es indudablemente ilógico desde el punto de vista económico y político

Del mismo modo, las concepciones de la crisis de la energía expresadas en función de una inminente escasez económica de reservas totales de energía y petróleo crudo, también pasan por alto la

/ubicación geográfica

ubicación geográfica y la dimensión política de ellas y, por tanto, también debe considerarse que desde un punto de vista analítico, su formulación es demasiado simple.

f) El deterioro del medio ambiente y la crisis de la energía

Un tema que preocupa profundamente y por razones valederas a muchos países es el efecto destructivo que las actividades encaminadas a satisfacer las necesidades mundiales de energía tienen en el medio ambiente. En gran parte, esta preocupación ha girado en torno a las nocivas consecuencias que tiene para el medio ambiente el hecho de que el mundo siga dependiendo en gran medida del petróleo y el carbón para satisfacer sus necesidades comerciales de energía.

Hay una amplia gama de posiciones entre los defensores del medio ambiente. Pero en relación con la crisis de energía cabe recoger dos que son básicas y que no se excluyen mutuamente: primero, la que subraya la escasez de las reservas totales de energía o de sus componentes, segundo, la que considera el problema de la calidad del medio ambiente en una perspectiva mucho más amplia, uno de cuyos componentes principales es la contaminación vinculada a los usos de la energía en el mundo.

En lo que se refiere a la primera de estas posiciones, la base empírica para afirmar que la crisis mundial de las reservas de energía es inminente asume diversas formas. Las principales se incluyeron en la evaluación previa de las cinco concepciones relativas a la insuficiencia de las reservas y se desestimaron por no constituir argumentos convincentes para constituir hoy una situación de crisis.

En lo que se refiere a la segunda, sería un error equiparar la actitud amplia de protección del medio ambiente con la preocupación más restringida por los efectos contaminantes de las modalidades de consumo mundial de energía. En efecto, los defensores del medio ambiente se centran en un problema que, aunque incluye esta última preocupación, es mucho más amplio: los efectos negativos del crecimiento económico en el medio ambiente, no sólo desde

/el punto

el punto de vista de la contaminación química, sino también en función del deterioro de los recursos, la contaminación biológica, y las perturbaciones del medio físico y social.

Evidentemente, los efectos que tengan en el medio ambiente las medidas adoptadas ante la crisis mundial de la energía (como quiera que se la defina) serán de fundamental importancia en muchos aspectos para los ambientalistas. Por ejemplo, si se considera que el problema reside en el precio actual del petróleo crudo transado en el mercado internacional (en relación con sus precios anteriores o con los costos de suministro de largo plazo o con ambas cosas a la vez) algunos ambientalistas mirarán con buenos ojos la sustitución del petróleo por, digamos, energía hidráulica en la generación mundial de electricidad. Otros, que prevén la sustitución del crudo con poco contenido de azufre, pero más caro, por petróleo y carbón con un alto contenido de azufre, tal vez se sientan consternados por lo que esto puede significar para el medio físico, pero comprendan, y en algunos casos, acepten a regañadientes, las razones económicas inmediatas para hacer esa sustitución. Pero no debe pasarse por alto lo que es fundamental: cualesquiera sean las medidas que se adopten para hacer frente a la crisis mundial de la energía, sus repercusiones ciertamente contribuirán al deterioro del medio ambiente. Con todo, esto no basta de por sí para equiparar la crisis con el problema más amplio del crecimiento económico y del medio ambiente que interesa a muchos ambientalistas.

g) La crisis mundial de la energía: el precio y la seguridad del suministro del petróleo transado en el mercado internacional

En el cuadro 4 figuran los precios actuales y los costos de suministro de largo plazo (a precios constantes de 1968) del petróleo producido en los principales centros de exportación de la industria petrolera mundial. Esta comparación muestra que el precio del petróleo crudo exportado desde esos países es muchas veces mayor que sus costos de suministro de largo plazo. En el caso de los crudos de Arabia Saudita, la comparación refleja la pauta general: el precio estimado de mercado por barril (enero de 1974) se estimaba en 7.65 dólares y su costo de suministro de largo plazo (a precios de 1968) era de 0.20 dólares.

Cuadro 4

PRECIOS Y COSTOS DE SUMINISTRO A LARGO PLAZO DE DIVERSOS CRUDOS

(En las unidades que se indican)

Zona y año	Inversión para el desarrollo por barril diario (2)	Costo por barril (precios de 1968)			Operación + desarrollo (mediados de la década de 1980 (6)	Ahorro en flete res- pecto al crudo del Golfo Pérsico (1980) (7)	Precio de suministro a largo plazo (1970-1985) (8)	Precio estimado de mercado 1968:dólares/ barril (9)	Precio estimado de mercado 1974:dólares/ barril (10)
		Desarrollo (3)	Operación (incluye oleoductos) (4)	Total (5)					
Estados Unidos									
1960-1963	2 280	1.048	.168	1.22	
Venezuela									
1966-1968	417	.351	.101	.46242	.64	1.83	
Africa									
Libia 1966-1968	129	.074	.085	.15934	.54	...	
Argelia 1966-1968	293	.180	.100	.28037	.57	...	
Nigeria 1965-1966	165	.094	.070	.16426	.46	...	
Golfo Pérsico									
Consorcio del Irán									
1963-1969	90	.047	.050	.097	0.1420	...	
Irak 1966-1968	47	.025	.045	.070	0.1220	1.22	
Kuwait 1966-1968	114	.060	.045	.105	0.2020	1.09	
Arabia Saudita									
1966-1968	78	.041	.045	.086	0.1820	1.30	7.65

Fuente y nota: Las cifras de las columnas 8 y 9 fueron obtenidas del cuadro 5. Las demás anotaciones del cuadro fueron copiadas textualmente de: M.A. Adelman, *The World Petroleum Market*, Johns Hopkins Press, Baltimore, 1972, pág. 76. Los costos de suministro a largo plazo corresponden a los mayores costos de operación y desarrollo en condiciones de mayor producción. Los cálculos toman en consideración la fecha de declinación física de los yacimientos, el costo del capital y el riesgo, y los costos económicos convencionales para el desarrollo y la operación del crudo, los que no incluyen impuestos, derechos, u otras cargas financieras similares para el costo. Para una explicación más detallada de la metodología empleada en la obtención de las cifras de las columnas (1) - (7), se remite al lector al capítulo II de la citada obra.

En el cuadro 5 aparecen los precios desde 1958 de algunos de los principales crudos importados por los países latinoamericanos con déficit de petróleo. Consideradas en conjunto con las informaciones que figuran en el cuadro 4, estas cifras confirman que durante años los países importadores de petróleo - tanto desarrollados como en desarrollo - han estado pagando por el crudo que importan un precio unitario varias veces mayor que el costo económico de suministro de largo plazo de este producto. Entre 1958 y 1969 se redujo persistentemente esta diferencia entre el precio y el costo, pero luego comenzó a acentuarse y en 1974 el desnivel alcanzó proporciones sin precedentes.

La comparación que se hace en el párrafo anterior entre el precio de mercado de los crudos transados en el mercado internacional y sus costos de suministro de largo plazo revela la magnitud de las utilidades de la industria abastecedora de crudos que poco a poco han ido beneficiando proporcionalmente más a los países productores de petróleo que a las empresas petroleras internacionales. (Véase el cuadro 6.)

/Cuadro 5

Cuadro 5

AMERICA LATINA: ESTIMACIONES DEL PRECIO DE MERCADO DE LOS PRINCIPALES
CRUDOS IMPORTADOS POR LOS PAISES DEFICITARIOS, 1958-1972

(Dólares/barril, fob)

Año	Venezuela (promedio)	Arabia Saudita (34° API)	Irak (36° API)	Kuwait (31° API)	Valor estimado de descuento
1958	2.48	1.83	1.73	1.60	0.25
1959	2.19	1.70	1.44	1.31	0.38
1960	2.08	1.53	1.41	1.27	0.37
1961	2.10	1.45	1.37	1.24	0.35
1962	2.06	1.42	1.34	1.21	0.38
1963	2.02	1.40	1.32	1.19	0.40
1964	1.95	1.33	1.25	1.12	0.47
1965	1.89	1.33	1.25	1.12	0.47
1966	1.86	1.33	1.25	1.12	0.47
1967	1.84	1.33	1.25	1.12	0.47
1968	1.83	1.30	1.22	1.09	0.50
1969	1.79	1.28	1.20	1.07	0.52
1970	1.78	1.26	1.18	1.14	0.54
1971	2.25	1.33	1.25	1.62	0.47
1972	2.43	1.75	1.90	1.83	0.54
1973	...	2.30(abril)	3.27(abril)	2.29(abril)	0.44
1974	...	7.65(enero)	...	7.55(enero)	4.00

Fuente y nota: Venezuela (precio promedio realizado de venta de diversos crudos, fob), Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Oficina de Economía Petrolera, Petróleo y Otros Datos estadísticos, (Caracas, 1973), pág. 169. Arabia Saudita: BIRF, Public Utilities, The Changing Energy Scene, P.U. nota N° 7, borrador de fecha 19 de diciembre de 1973, cuadro 1, (página no numerada) y reproducido en este texto como cuadro 12. Irak e Irán: los descuentos promedio anuales del precio estipulado del crudo liviano de Arabia Saudita, que figuran en el estudio precitado del BIRF (señalados supra en la última columna) fueron restados de los precios estipulados promedio anuales de estos dos crudos como se señala en Ministerio de Minas e Hidrocarburos, op.cit. pág. 205. Las cifras resultantes para los precios promedio anuales de mercado de ambos crudos constituyen por lo tanto solo aproximaciones.

La cifra de 34° API para Kuwait correspondiente a enero de 1974 fue tomada de Petroleum Economist, mayo de 1974, pág. 198, y la cifra correspondiente a abril de 1973 fue obtenida de Petroleum Press Service, junio de 1973, pág. 238.

Cuadro 6

NIVELES ESTIMADOS DEL PRECIO ESTIPULADO, PRECIO DE MERCADO, COSTO, INGRESO FISCAL
Y UTILIDADES DE LA EMPRESA PARA EL CRUDO LIVIANO DE ARABIA SAUDITA

1958 - ENERO DE 1974

(Dólares por barril)

Fecha	Precio estipulado	Precio de mercado	Costo de producción	Ingreso fiscal	Utilidades de la empresa	$\frac{a}{a + b}$
Promedio, 1958	2.08	1.83	.15	1.00	.68	.60
Promedio, 1968	1.80	1.30	.15	.86	.29	.75
1º de abril de 1973	2.74	2.30	.15	1.57	.58	.73
1º de enero de 1974	11.65	7.65	.15	7.00	.50	.93

Fuente y nota: Respecto a la fuente véase el cuadro 19. Las utilidades de la empresa equivalen al precio de mercado menos los ingresos fiscales (o sea, impuestos y derechos) y los costos de producción: 0.15 dólares/barril, cuyo significado no se define. Se puede comparar aproximadamente esta cifra en 1968 con la estimación de Adelman de los costos de desarrollo y operación de 0.18 dólares por barril (a precios de 1968) para el crudo de Arabia Saudita (véase cuadro 4). La estimación de Adelman respecto al crudo de Arabia Saudita está basada en datos de 1966-1968, y está consignada en precios de 1968. Se refiere a los flujos de suministro a mediados de la década de 1960. Véase: M.A. Adelman, The World Petroleum Market, Johns Hopkins Press, Baltimore, 1972, pág. 76.

/Pero esa,

Pero esa, es sólo una parte de las utilidades generadas en la actividad petrolera desde la producción de crudo hasta su venta en forma de productos refinados de petróleo en los mercados finales. La otra parte importante de ellas pasa a manos de los gobiernos de los países importadores de petróleo a través de los impuestos que gravan el petróleo crudo y sus derivados refinados. Según se estima más adelante (véase el cuadro 7) en los países latinoamericanos con déficit de petróleo los ingresos tributarios medios por barril de productos refinados vendidos en el mercado interno en 1973, fluctúan probablemente entre 0.84 y 2.44 dólares el barril. En cambio la diferencia en el mismo año entre el precio de mercado y el costo de suministro del crudo procedente de Arabia Saudita, por ejemplo, era de $2.20 - 0.15 = 2.05$ dólares por barril. A manera de comparación, diremos que en muchos países europeos el impuesto medio por barril de producto refinado vendido en los mercados finales es superior al que aplican muchos países latinoamericanos con insuficiencia de petróleo, en gran medida porque los primeros imponen gravámenes relativamente más altos que los segundos a la gasolina para automóviles.^{11/}

^{11/} En 1969, por ejemplo, el ingreso medio que percibían los gobiernos de Europa occidental por concepto de impuestos al petróleo era de 5.10 dólares por barril, o sea, alrededor de 47 % del precio medio final de mercado por barril vendido de derivados del petróleo. Las cifras que aparecen en el cuadro 7, y que corresponden a los países de América Latina con déficit de petróleo, fluctuaron en 1973 entre el 13 y 29 %. La cifra de 47 % se obtuvo de CEPAL. La industria del petróleo en América Latina: Notas sobre su evolución reciente y perspectivas, E.CN.12/940, Naciones Unidas, Nueva York, 1973, pág. 54. Informaciones relativas a 1972 preparadas por la SHELL y que se refieren a los países de Europa occidental y al Reino Unido, indican que el promedio ponderado recaudado por los gobiernos consumidores correspondía a 54 % del precio medio del barril de derivados refinados vendido en el mercado final. (Véase Petroleum Intelligence Weekly, 29 de abril de 1974, pág. 6.)

Cuadro 7

VARIACION ESTIMADA DEL VALOR PROMEDIO FINAL DE MERCADO DE UN BARRIL DE CRUDO
VENDIDO EN EL MERCADO INTERNO: NIVELES MINIMOS Y MAXIMOS 1973-1974

(Dólares/barril)

	1973		1974		1974	
	Mínimo (A)	Máximo (B)	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
			(C)	(D)	(E)	(F)
			Con cambio en utilidades	Con cambio en utilidades		
1) Importación fob	2.20	2.20	7.00	7.00	10.00	10.00
2) Fletes, seguros, etc.	1.30	1.56	1.30	1.56	1.30	1.56
3) Refinación	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
4) Comercialización	0.85	1.05	0.85	1.05	0.85	1.05
5) Utilidades	0.73	0.80	1.45	1.52	1.90	1.97
6) Impuestos	0.84	2.44	1.66	4.65	2.18	6.03
<u>Total</u>	<u>6.42</u>	<u>8.55</u>	<u>12.76</u>	<u>16.28</u>	<u>16.73</u>	<u>21.11</u>

Nota: Línea 1: Para el crudo liviano de Arabia Saudita, fob, Golfo Pérsico. Datos correspondientes a 1973 obtenidos del cuadro 12.

Líneas 2 - 4: Estimaciones de la CEPAL.

Línea 5: Estimado como 15% de la suma de las líneas 1, 2, 3 y 4, tanto para los niveles mínimos como máximos.

Línea 6: En el caso del nivel mínimo se supuso una tasa tributaria de 15% sobre la suma de las líneas 1 - 4; en el caso del nivel máximo se aplicó una tasa tributaria de 40% a dicha suma.

/Cuando el

Cuando el precio de un bien de tan trascendental importancia como el petróleo se cuadruplica en dos años, es comprensible que las altas esferas de decisión se aboquen de inmediato a su estudio, individual y colectivamente, esto último a escala mundial. El alza del precio del petróleo repercute en los precios, la producción, el empleo, la inversión, el consumo y el balance de pagos de todos los países del orbe. En el ámbito internacional produce un cambio masivo en la distribución del ingreso mundial e intensifica el grave problema de liquidez internacional, que también hace sentir sus efectos en todos los países del mundo, con diversos grados de severidad. Hasta del más superficial de los análisis surge una conclusión incontrovertible: Las fuertes alzas experimentadas últimamente por el precio de los crudos transados en el mercado internacional configuran uno de los problemas más apremiantes del panorama económico mundial, por sus repercusiones económicas y financieras inmediatas y potenciales, en caso de persistir.

¿Hasta qué punto la seguridad de suministro mundial de petróleo es un tema que deba examinarse en el presente trabajo? Antes de responder a esta pregunta vale la pena formularse otra: ¿Qué se entiende por seguridad de suministro de los crudos que se transan en el mercado internacional?

Quienes utilizan esta expresión no suelen aclararla. Habitualmente se refiere al deseo generalizado que tienen los gobiernos de que se les asegure el acceso continuo al volumen de petróleo importado que necesitan implícitamente, en todas circunstancias. Tal deseo es tan difundido como difícil de alcanzar.

Basta meditar un poco para darse cuenta que los países importadores de petróleo nunca lograrán ese grado absoluto de seguridad. Si son propietarios de empresas productoras de crudos en el exterior, que es una de las maneras convencionales de abordar el problema de la seguridad de abastecimiento, dificultades imprevistas con el país anfitrión pueden hacerla peligrar; al respecto, hay varios ejemplos en la historia de la industria petrolera internacional durante la postguerra. Los contratos de largo plazo para el suministro

/de crudos

de crudos pueden dejar de cumplirse por diversas razones. En esas circunstancias, los compradores internacionales en general enfrentan la perspectiva de alzas marcadas de los precios del petróleo, que es lo que ocurrió a fines de 1973. Las existencias de crudos en el país proporcionan auténtica seguridad física en el sentido anterior, pero sólo por períodos relativamente cortos, lo que por supuesto sería el objetivo perseguido. Pero incluso cuando se recurre a esta solución de corto plazo que puede ser viable, para evaluarla desde el punto de vista económico deben postularse supuestos explícitos sobre el precio previsto de los crudos (y naturalmente, sobre los costos de capital y otros). En la medida en que una política de acumulación nacional de crudos importados se aplicara en un amplio frente internacional, constituiría una presión alcista inmediata en los correspondientes precios de los mercados internacionales. Se espera que este efecto se compense en el futuro por una presión bajista sobre los precios de los crudos en períodos de alteración del mercado mundial. Una vez más, el precio y la seguridad tienen estrechas vinculaciones conceptuales.

La seguridad entendida como la capacidad para cubrir la totalidad del consumo futuro de petróleo con reservas nacionales de crudos - lo que para algunos constituye la seguridad absoluta - es un criterio que necesita defensa. Sea o no adecuado desde el punto de vista económico, gira en torno a una comparación del valor actual esperado de los ahorros hechos durante el tiempo en que se aplique esta estrategia, por una parte, con los costos que supone su aplicación, por la otra. Su justificación dependerá principalmente de los precios previstos para los crudos importados. Tampoco, en este caso se puede abordar en forma realista el problema de la seguridad del suministro de crudo sin considerar concretamente los precios previstos de este producto.

Aparte la autosuficiencia, lo que hará seguro el abastecimiento será la capacidad de pagar por los crudos importados que venden proveedores internacionales que se encuentran en sólida posición para negociar. Así mirado, parece lógico incluir la seguridad de suministro como un tema a la vez vinculado y subordinado a una cuestión más crítica: el precio de los crudos que se transan en el mercado internacional.

B. GESTACION DEL PROBLEMA

En esta sección se analiza en una perspectiva histórica, el problema que plantea la reciente alza de los precios mundiales del petróleo. Se exponen las modalidades del cambio experimentado por la base energética del mundo en general, y de América Latina en particular, desde mediados del decenio de 1950, y se señalan las fuerzas que lo sustentan. Se presentan también informaciones sobre las tendencias de los precios de los crudos transados en el mercado internacional desde finales de los años cincuenta, y se sugieren asimismo, los factores que los han determinado.

A este último respecto, el análisis no busca explicar el nivel que alcanzaron los precios de los crudos en diversos momentos a fines del decenio de 1950, sino más bien señalar las principales fuerzas que han determinado las tendencias básicas que acusan los precios mundiales de los crudos desde esa época. Hacer lo primero hubiese alargado este trabajo innecesariamente, y omitir lo último no sólo hubiese oscurecido la dinámica del problema que plantean esos precios, sino que hubiese dejado inciertas las bases estratégicas de los países latinoamericanos (y otros) que no tienen petróleo suficiente para enfrentar este problema en el futuro.

1. Avance mundial del consumo de petróleo

Las cifras que figuran en el cuadro 8 destacan la rapidez con que han aumentado el consumo de petróleo y la dependencia mundial de este producto desde el decenio de 1950. También indican que el predominio del petróleo en la base energética de América Latina ha sido más prolongado que en todas las demás regiones del mundo.

De otra parte, en cifras absolutas el consumo de petróleo en la América Latina es de poca monta. Sólo le correspondió 6.6 % del consumo mundial de petróleo en 1965, y 6.3 % en 1971, aproximadamente la misma proporción del incremento del consumo mundial de petróleo durante 1950-1965. Tan reducida proporción refleja la participación comparativamente pequeña de América Latina en el ingreso mundial, la proporción relativamente elevada de actividades no industriales en las economías de la región, la difundida utilización de técnicas de producción que necesitan comparativamente poca energía y la participación relativamente elevada de los combustibles vegetales en la base energética de la región, (alrededor de 20 % en 1972).

/Cuadro 8

Cuadro 8

MUNDO: CONSUMO DE ENERGIA-DISTRIBUCION PORCENTUAL SEGUN LA FUENTE Y LAS REGIONES PRINCIPALES, 1925, 1950 Y 1965

Región	Combustibles sólidos			Combustibles líquidos			Gas natural			Hidroelectricidad			Total		
	1925	1950	1965	1925	1950	1965	1925	1950	1965	1925	1950	1965	1925	1950	1965
A. En porcentaje del consumo total de energía de cada región															
América Latina	37.6	13.0	6.4	56.6	73.2	70.9	4.2	11.0	19.5	1.6	2.7	3.2	100.0	100.0	100.0
América del Norte	74.5	43.0	23.6	18.9	37.5	43.4	6.0	18.0	31.1	0.6	1.5	1.9	100.0	100.0	100.0
de la cual:															
Estados Unidos	74.2	42.3	24.3	19.2	37.7	42.9	6.2	18.9	31.5	0.5	1.1	1.3	100.0	100.0	100.0
Europa occidental	96.0	83.8	47.1	3.2	13.5	47.1	-	0.3	2.5	0.7	2.4	3.3	100.0	100.0	100.0
Oceanía	92.6	72.0	51.7	6.9	26.1	44.7	-	-	-	0.5	1.9	3.5	100.0	100.0	100.0
Asia	83.1	68.4	37.6	14.4	24.8	54.2	0.8	1.8	5.0	1.7	5.1	3.2	100.0	100.0	100.0
Japón	92.4	83.2	35.5	4.4	6.1	58.4	0.1	0.2	1.4	9.1	10.4	4.7	100.0	100.0	100.0
Demás países de Asia	73.7	57.0	39.6	24.6	39.0	50.2	1.5	3.0	8.4	0.2	0.9	1.8	100.0	100.0	100.0
Africa	91.6	67.7	57.2	8.3	31.9	39.4	-	-	1.6	0.1	0.4	1.8	100.0	100.0	100.0
<u>Mundo</u>	<u>82.9</u>	<u>61.0</u>	<u>41.8</u>	<u>13.2</u>	<u>27.7</u>	<u>39.4</u>	<u>3.2</u>	<u>9.7</u>	<u>16.7</u>	<u>0.7</u>	<u>1.7</u>	<u>2.1</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>
B. En porcentaje del consumo mundial de cada fuente de energía															
América Latina	0.8	0.5	0.6	7.1	6.7	6.6	2.1	2.9	4.3	4.0	4.1	5.7	1.7	2.5	3.6
América del Norte	45.4	34.4	21.0	71.9	66.3	41.0	93.9	91.3	69.5	45.0	44.1	34.8	50.4	48.9	37.3
de la cual:															
Estados Unidos	43.3	31.9	20.0	69.9	62.7	37.3	92.6	90.2	65.0	34.0	29.6	21.9	48.3	46.0	34.4
Europa occidental	40.4	30.7	23.0	8.5	10.9	24.4	-	0.7	3.1	39.2	32.0	32.6	34.8	22.4	20.4
Oceanía	1.2	1.3	1.4	0.5	1.1	1.3	-	-	-	0.8	1.3	1.9	1.1	1.1	1.1
Asia	4.1	4.5	6.3	4.4	3.6	9.7	1.0	0.8	2.1	10.1	12.3	11.1	4.1	4.1	7.0
Japón	2.3	2.4	2.9	0.7	0.4	5.1	0.1	-	0.3	9.7	11.0	7.8	2.1	1.8	3.4
Demás países de Asia	1.8	2.1	3.4	3.7	3.2	4.6	0.9	0.7	1.8	0.5	1.3	3.2	2.0	2.3	3.6
Africa	1.0	1.8	2.3	0.6	1.9	1.7	-	-	0.2	0.1	0.4	1.5	0.9	1.6	1.7
<u>Mundo</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>
Mundo (mill. de ton. de carbón equivalente)	(1 230.0)	(1 593.2)	(2 290.8)	(196.7)	(722.2)	(2 159.1)	(47.9)	(252.1)	(912.1)	(9.8)	(43.4)	(112.6)	(1 484.5)	(2 610.9)	(5 474.6)

Fuente: Este cuadro fue obtenido de: J. Darmstadter et alia, *Energy in the World Economy*, John Hopkins Press, Baltimore, 1971, pág. 86.

Nota: El término "Mundo" incluye a los países de planificación centralizada que figuran en forma explícita en el cuadro fuente.

La creciente dependencia mundial del petróleo durante el período de postguerra resultó de la interacción de muchas fuerzas, entre las cuales se destacan las siguientes: la acentuada baja de su precio (real) en relación con el de otros recursos energéticos; las disminuciones de los costos unitarios (reales) de transporte y de comercialización; la utilización cada vez mayor de medios de transporte atados tecnológicamente al uso de productos refinados del petróleo, como automóviles, camiones y aviones; las amplias ventajas que desde el punto de vista de la eficiencia física ofrece el petróleo frente al carbón en lo que se refiere a transporte, manipulación, combustión y eliminación, por ejemplo, y el rápido crecimiento de la industria petroquímica y de fertilizantes artificiales.

Las mismas fuerzas estaban en juego en América Latina, y la sustitución en ella de otras fuentes de energía por el petróleo, que se produjo comparativamente temprano, así como su mayor dependencia de él, se explican en gran medida por tres factores adicionales: la relativa escasez de yacimientos de carbón de alta ley unida al costo relativamente alto del transporte de este producto en la región; la marcada escasez de capital en la región, que ha limitado fuertemente la tasa de explotación de su abundante potencial hidráulico, y las apreciables reservas de crudos que existen en la región, cuyo costo de transporte hasta los principales centros latinoamericanos de producción y consumo es comparativamente bajo.

Las informaciones que figuran en el cuadro 9 ponen de relieve lo mucho que dependen numerosas economías latinoamericanas del petróleo importado, en especial desde el Medio Oriente. (Véase el cuadro 10.)

Cuadro 9

AMERICA LATINA: GRADO DE DEPENDENCIA EXTERNA DE CRUDO, 1972

(Miles de metros cúbicos y porcentaje)

País	Producido (A)	Importado (B)	Exportado (C)	Refinado (D)	Porcentaje de depen- dencia externa: $100(1 - \frac{A}{D-B})$
Argentina	25 193	1 736	28	26 904	6.3
Bolivia	2 539	-	1 740	827	-
Brasil	9 712	28 458	1 203	38 009	73.6
Colombia	11 395	-	2 373	9 008	-
Costa Rica	-	435	-	435 ^{a/}	100.0
Cuba	203 ^{b/}	5 500 ^{b/}	-	5 700 ^{b/}	96.4
Chile	1 991	4 256	-	5 996	66.8
Ecuador	4 544	1 356	4 019	1 356	-
El Salvador	-	483	-	483 ^{a/}	100.0
Guatemala	-	...	-	883	100.0
Guyana	-	...	-
Haití	-	-	-	-	c/
Honduras	-	699	-	699 ^{a/}	100.0
Jamaica	-	1 567	-	1 567 ^{a/}	100.0
México	29 157	1 835	-	30 524	4.5
Nicaragua	-	552	-	552 ^{a/}	100.0
Panamá	-	4 510	-	4 510	100.0
Paraguay	-	161	-	161 ^{a/}	100.0
Perú	3 759	1 903	171	5 476	29.1
República Dominicana	-	-	-	-	c/
Surinam	-	...	-
Trinidad y Tabago	8 142	16 946	3 426	22 084	-
Uruguay	-	1 794	-	1 899	100.0
Venezuela	187 365	-	124 085	65 475	-
Total	284 000	72 191	137 045	222 548	42.83/

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.

a/ Por carecer de datos sobre el volumen de crudo refinado, se estimó que todo el crudo importado se refinó.

b/ Estimado.

c/ Importó sólo derivados del petróleo en 1972.

d/ Salvo los países autosuficientes.

... indica que no hay datos disponibles.

- indica que no existen datos.

Cuadro 10

AMERICA LATINA: IMPORTACIONES DE CRUDO POR ZONAS Y PAISES DE PROCEDENCIA, 1970-1972

(Miles de metros cúbicos)

Pais o Región	Total	Medio Oriente	Africa	Venezuela	Colombia	Ecuador	Perú	Bolivia	Otros
Argentina									
1970	1 684	628	22	386	-	44	42	530	32
1971	2 543	1 338	-	282	-	53	27	613	230
1972	1 736	522	-	346	-	35	5	828	-
Brasil									
1970	18 675	11 466	4 519	2 634	-	-	56	-	-
1971	24 400	15 372	6 271	2 757	-	-	-	-	-
1972	28 458	21 194	4 632	1 736	-	107	-	267	522
Chile									
1970	2 385	971	-	554	854	-	-	6	-
1971	3 740	2 112	-	779	704	-	-	145	-
1972	4 256	3 070	-	574	143	235	-	234	-
1973	3 883	2 411	-	506	38	652	-	275	-
Ecuador									
1970	1 132	-	-	1 132	-	-	-	-	-
1971	1 414	-	-	1 414	-	-	-	-	-
1972	1 356	-	-	1 356a/	-	-	-	-	-
México									
1970	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1971	107	-	-	107	-	-	-	-	-
1972	1 835	-	-	1 835	-	-	-	-	-
Panamá									
1970	4 179	-	-	4 179	-	-	-	-	-
1971	4 459	-	-	4 459	-	-	-	-	-
1972	4 510	233	-	3 706	-	571	-	-	-
Perú									
1970	791	-	-	791	-	-	-	-	-
1971	1 761	-	-	1 761	-	-	-	-	-
1972	1 903	-	-	777	577	139	-	410	-
Trinidad y Tabago									
1970	17 978	7 135	2 460	8 255	128	-	-	-	-
1971	16 980	8 155	3 971	4 805	49	-	-	-	-
1972	16 946	4 179	4 410	2 147	58	1 084	-	-	5 068
Uruguay									
1970	1 929	1 177	646	106	-	-	-	-	-
1971	2 003	1 348	573	82	-	-	-	-	-
1972	1 794	1 068b/	482b/	244b/	-	-	-	-	-
Jamaica									
1970	1 826	-	-	1 826	-	-	-	-	-
1971	1 758	-	-	1 758	-	-	-	-	-
1972	1 567	-	-	1 567	-	-	-	-	-
Centroamérica c/									
1970	2 600	-	-	2 600	-	-	-	-	-
1971	2 615	-	-	2 615	-	-	-	-	-
1972	2 700b/	-	-	2 700b/	-	-	-	-	-
Total, 1970	53 179	21 377	7 647	22 463	982	44	98	536	32
1971	61 780	28 325	10 815	20 819	753	53	27	758	230
1972	68 061	30 266	9 524	16 988	778	2 171	5	1 739	5 590d/

Fuente: CEPAL a base de datos oficiales.

a/ Una parte proviene de Colombia. b/ Incluye a Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua.

c/ Estimado. d/ El mayor volumen proviene de Indonesia.

/Por otra

Por otra parte, desde el punto de vista del volumen exclusivamente, las necesidades latinoamericanas de petróleo importado aparecen relativamente pequeñas al compararlas con el volumen total exportado desde los principales países productores del mundo. Por ejemplo, en 1972 las importaciones de crudos y de productos refinados por esta región, representaban sólo 6.8 y 10.0 %, respectivamente, de las exportaciones de estos productos efectuados por los países de la OPEP, y sus importaciones desde los países del Medio Oriente representaban solamente 4.2 % y 2.2 %, respectivamente, de sus exportaciones de crudos y productos refinados en ese año.^{12/}

Sin embargo, el influjo colectivo que ejercen los países latinoamericanos importadores de petróleo en las cotizaciones internacionales de los crudos no debe evaluarse sobre la base de estas proporciones. La mayor parte de la refinación de petróleo en América Latina se realiza en refinerías estatales (véanse los cuadros 11 y 12), y estas entidades negocian con los vendedores internacionales de crudos en condiciones de real competencia. Por otra parte, la proporción más importante del petróleo crudo que se transa internacionalmente circula por los canales integrados de las principales compañías petroleras sin que haya competencia entre los segmentos productores y refinadores de la industria. En 1969, las ventas internacionales de petróleo crudo en condiciones de real competencia (4 039 000 de barriles diarios) ^{13/}

^{12/} Estos porcentajes se calcularon sobre la base de informaciones que figuran en el Annual Statistical Bulletin of OPEC, 1972.

^{13/} M.A. Adelman, The World Petroleum Market, Johns Hopkins Press, Baltimore, 1972, pág. 90. Esta es una estimación burda pero convincente del volumen de petróleo crudo transado en condiciones de auténtica competencia. Con todo, incluye un volumen desconocido de crudos transados entre compradores independientes con arreglo a contrato fijo y por este motivo se sobreestima la magnitud real del mercado internacional de crudos transados en condiciones de real competencia.

Cuadro 11

AMERICA LATINA: ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD DE LAS INDUSTRIAS NACIONALES
PRODUCTORAS DE PETROLEO Y GAS NATURAL, 1972

(Porcentaje)

País	Empresa	Producción		Refinación de petróleo	Comercialización	
		Petróleo	Gas natural		Petróleo	Gas natural
Argentina	YPF	99.3	100.0	71.0	67.0	100.0
	Mixta	-	-	-	-	-
Bolivia	YPFB	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Mixta	-	-	-	-	-
Brasil	PETROBRAS	100.0	100.0	91.0
	Mixta	-	-	1.3
Colombia	ECOPETROL	18.0	20.0	60.0	15.0	10.0
	Mixta	-	-	-	-	-
Cuba	Empresa Consolidada del Petróleo	100.0	-	100.0	100.0	-
	Mixta	-	-	-	-	-
Chile	ENAP	100.0	100.0	100.0	25.0	100.0
	Mixta	-	-	-	-	-
Ecuador	CEPE	-	-	-	-	-
	Mixta	-	-	-	-	-
México	PEMEX	100.0	100.0	100.0	98.0	87.0
	Mixta	-	-	-	-	8.0
Perú	PETROPERU	28.5	...	92.0	95.0	30.0
	Mixta	36.0	...	-	-	70.0
Uruguay	ANCAP	-	-	100.0	62.0	-
	Mixta	-	-	-	-	-
Venezuela	GVP	2.0	1.1	2.0	23.0	71.0
	Mixta	-	-	-	-	-

Fuente: ARFEL. Datos Estadísticos de las Empresas Petroleras Estatales Latinoamericanas, Noviembre, 1973, vols. I y II.

Cuadro 12

MUNDO: CAPACIDAD REFINADORA POR ZONAS Y PARTICIPACION DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS PETROLERAS INTERNACIONALES, 1957 Y 1966

	1957			1966			Esso	Mobil	Shell	SoCal	Texaco	Gulf	BP	CFP								
	Total TBD	8 empresas de mayor envergadura		Total TBD	8 empresas de mayor envergadura										Porcentaje							
		TBD	Porcen- taje		TBD	Porcen- taje																
															Porcentaje							
Venezuela/Antillas Neerlandesas	1 406	1 346	96	1 989	1 945	98	46	4	36	2	3	5	0	0								
Otros países de América Latina	1 238	363	29	2 294	773	34	9	0	7	0	15	2	0	0								
Golfo Pérsico	1 145	1 064	93	1 662	1 363	82	7	4	4	13	13	10	30	2								
Otros países del Medio Oriente	116	23	20	293	117	40	1	16	8	4	4	4	2	2								
Africa del Norte	77	14	18	303	47	15	5	1	3	0	0	0	1	4								
Otros países de Africa	21	21	100	402	274	68	3	12	20	5	6	0	20	2								
Australia, Nueva Zelandia y Malasia	257	242	94	758	632	83	6	14	26	7	7	0	22	0								
Japón a/	430	101	23	2 211	482	22	5	3	5	4	4	0	0	0								
Japón b/	2 211	1 125	51								
Otros países de Asia	401	330	82	986	345	35	14	5	7	3	3	2	1	0								
Comunidad Económica Europea	2 083	1 433	69	6 551	3 858	59	16	4	16	2	3	1	9	7								
Otros países de Europa	820	529	65	2 976	2 030	68	22	3	20	2	2	1	18	0								
<u>Mundo, total</u>	<u>7 994</u>	<u>5 465</u>	<u>68</u>	<u>20 426</u>	<u>11 867</u>	<u>58</u>	<u>16</u>	<u>4</u>	<u>15</u>	<u>2</u>	<u>5</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>								

Fuente: El cuadro fue tomado íntegramente de: M.A. Adelman, The World Petroleum Market, John Hopkins Press, Baltimore, 1972, p. 96.

a/ Incluye las acciones de propiedad en empresas mixtas.

b/ Incluye los derechos de abastecimiento de crudo aparte de los derechos de propiedad.

/absorbían aproximadamente

absorbían aproximadamente 21 % del volumen total de crudos producidos para el mercado mundial (19 500 000 barriles diarios). Ese año las importaciones latinoamericanas de crudos, gran parte de las cuales se efectuaron en condiciones de auténtica competencia, se acercaron a los 827 000 barriles diarios, aproximadamente la quinta parte del mercado mundial de crudos transados en esas condiciones. Teniendo presente que el deterioro de los precios mundiales de crudos se produce en gran medida por efecto de fuerzas que se hacen sentir en este sector competitivo del mercado, el papel de América Latina ha sido y continuará siendo importante, contrariamente a lo que muchos piensan. Su influencia en el precio naturalmente se concentra fuertemente en los países latinoamericanos que llegan al mercado mundial de crudos con contratos de compra por cantidades elevadas en términos absolutos (por ejemplo, el Brasil).

2. Precios recientes del petróleo

¿Cuál ha sido la tendencia del precio fob del crudo transado internacionalmente desde fines del decenio de 1950 y cuáles han sido las fuerzas fundamentales tras esa tendencia?

Para abordar este tema es preciso examinar la tendencia del precio del crudo transado en condiciones de auténtica competencia (es decir, los precios de mercado). Los precios cotizados no sirven para este fin: por una parte no son más que un expediente contable para calcular los ingresos del país anfitrión, y por otra, suelen usarse para efectuar la anotación contable del precio del crudo vendido por una empresa productora a una refinería, ambas filiales de una empresa petrolera internacional.

Desde 1958 ha habido dos tendencias en la evolución de los precios de mercado del crudo transado internacionalmente: entre 1958 y 1970 bajaron sostenidamente pero en forma gradual y desde 1970 en adelante han aumentado marcadamente.

La modalidad exhibida por el precio de mercado del crudo procedente de Arabia Saudita es ilustrativa: como se muestra en el cuadro 13, entre 1958 y 1970 ese precio bajó 35 % (es decir, 3.2 % al año),^{14/} de 1.93 a 1.26 dólares por barril. En enero de 1974, el precio se elevó a niveles sin precedentes en torno a 7.65 dólares por barril y, como ya se señaló, muy por encima del costo estimado de suministro a largo plazo.

En lo que se refiere a la primera de esas tendencias, ¿qué factores determinaron la gradual reducción de la diferencia entre el precio de mercado del crudo y su costo de suministro de largo plazo en 1958-1970?

Los que parecen haber tenido especial importancia son los que figuran a continuación: Primero, el aumento del número de empresas independientes abastecedoras de crudos que los vendían en el mercado mundial; segundo, el aumento del número de grandes refinerías independientes (estatales, privadas y mixtas) en los países con déficit de petróleo que adquirirían crudo en el mercado mundial, y tercero, el cierre del mercado estadounidense a las importaciones ilimitadas de crudos, en especial desde el Medio Oriente. Estas fuerzas redujeron el control que tenían las principales compañías internacionales sobre el precio de mercado del petróleo, y contribuyeron a reducir gradualmente la diferencia entre el costo y el precio de los crudos. Por otra parte, el predominio absoluto que continuaban ejerciendo las empresas más grandes en el mercado internacional del petróleo atenuó el ritmo de deterioro de los precios durante este período.

^{14/} Esta declinación en los precios de 3.2 % por año, está medida en dólares corrientes. El incremento que registran los precios en general en el mundo durante este período, implica una declinación aún más aguda en los precios reales del petróleo comercializado internacionalmente.

Por ejemplo, el precio de las exportaciones desde los países desarrollados como se informa en el International Financial Statistics (IMF) aumentó en 1.3 % por año en el mismo período. Véase CEPAL, Estudio económico de América Latina, 1973 (Publicación de Naciones Unidas, Nº de venta: 74-4-0579, Primera Parte, Capítulo VII) para una discusión más detallada de este tema.

Cuadro 13

EVOLUCION DE LOS PRECIOS DEL CRUDO LIVIANO DE ARABIA, 1955-1973

(Dólares por barril)

Fecha	Precio estipulado	Precio estimado de mercado	Estimación de costos más impuestos	Utilidades estimadas descontados los costos e impuestos	Descuento del precio estipulado
Enero 1					
1955	1.93	1.93	1.07	0.86	-
1956	1.93	1.93	1.07	0.86	-
1957	1.93	1.93	1.06	0.87	-
1958	2.08	1.83	1.15	0.68	0.25
1959	2.08	1.70	1.15	0.55	0.38
1960	1.90	1.53	1.03	0.50	0.37
OPEC					
1961	1.80	1.45	0.98	0.47	0.35
1962	1.80	1.42	0.98	0.44	0.38
1963	1.80	1.40	0.98	0.42	0.40
1964	1.80	1.33	1.009	0.32	0.47
1965	1.80	1.33	1.013	0.32	0.47
1966	1.80	1.33	1.017	0.31	0.47
1967	1.80	1.33	1.017	0.31	0.47
1968	1.80	1.30	1.014	0.29	0.50
1969	1.80	1.28	1.021	0.26	0.52
1970	1.80	1.26	1.028	0.23	0.54
1971	1.80	1.33	1.108	0.22	0.47
Teherán					
1972	2.285	1.75	1.444	0.31	0.54
1973	2.591	2.20	1.625	0.57	0.39
Abril 1	2.742	2.30	1.716	0.58	0.44
Junio 1	2.898	2.70	1.811	0.89	0.20
Agosto 1	3.066	2.85	1.913	0.94	0.22
Octubre 1	3.011	3.00	1.879	1.12	0.01
Kuwait					
Octubre 16	5.11	3.65	3.15	0.50	1.46
Enero 1, 1974	11.65	7.65	7.15	0.50	4.00

Fuente: Reproducido íntegramente de: BIRF, Departamento de Servicios de Utilidad Pública, The Changing Energy Scene, P.U. nota N° 7, borrador de fecha 17 de diciembre de 1973, cuadro 1 (página no numerada).

En 1950 y en 1957, las ocho principales empresas petroleras internacionales concentraban aproximadamente 99 % y 84 %, respectivamente, del crudo producido en los principales países exportadores de este producto. En 1969 esta proporción había bajado a cerca de 80 %.^{15/} Adelman calcula que entre 1957 y la primera mitad de 1969, la razón de concentración de las ocho mayores empresas petroleras situadas en los principales países exportadores de petróleo bajó de 0.13 a 0.10; es decir, en 1957 esas ocho empresas en su conjunto equivalían a alrededor de 7.6 compañías de igual tamaño, y en 1969 la cifra correspondiente era de 9.6.^{16/}

Estas cifras reflejan el ingreso a la industria petrolera mundial de nuevas empresas, entre las cuales se incluyen no sólo compañías petroleras internacionales, sino también gobiernos extranjeros, una variedad de consorcios y los propios gobiernos de los países exportadores. El ingreso de estos nuevos participantes hizo subir el porcentaje de las exportaciones mundiales de petróleo efectuadas en condiciones de real competencia de 6.9 % en 1950 a 17.7 % en 1957 y a 20.7 % en 1968.^{17/} En suma, el precio internacional del crudo en relación con el costo de suministro de largo plazo elevó la oferta del producto dentro de los circuitos de las principales compañías petroleras y en proporción más rápida, fuera de ese circuito. Este proceso ejerció una fuerte presión que hizo bajar el precio del crudo.

Vinculado a este aumento en el número de productores de crudos, hubo un incremento paralelo de la capacidad de refinación fuera de la órbita de las grandes compañías. En gran medida este incremento reflejó el rápido aumento del consumo mundial de petróleo, unido al

^{15/} M.A. Adelman, The World Petroleum Market, Johns Hopkins Press, Baltimore, 1972, págs. 80 y 81. Las ocho empresas son: Esso, Mobile, SoCal, Texaco, BP, Gulf, Shell y CFP.

^{16/} M.A. Adelman, The World Petroleum Market, Johns Hopkins Press, Baltimore, 1972, pág. 81. La "razón de concentración" es el valor recíproco de la suma de los cuadrados de los porcentajes del mercado que le corresponden a las empresas.

^{17/} M.A. Adelman, The World Petroleum Market, op. cit., pág. 90.

hecho de que muchos países instalaron sus propias refinerías nacionales. Entre 1957 y 1966 la participación de las ocho principales empresas petroleras en la refinación total de crudos (excluidos los Estados Unidos y los países comunistas) bajó de 67.4 % a 61.6 %. Como se indica en el cuadro 12, América Latina (excluida Venezuela y las Antillas Neerlandesas) aumentó su capacidad de refinación en 85 % entre 1957 y 1966, y en 1966 la región dependió de las ocho principales compañías productoras de petróleo en proporción muy inferior al promedio mundial. El que esa proporción bajara de 68 % en 1957 a 58 % en 1966 refleja la competencia cada vez mayor en el mercado mundial de crudo durante este período, con su fuerte presión bajista sobre el precio.

En 1959, al no surtir efecto los controles voluntarios de las importaciones ensayados en los Estados Unidos, el mercado de ese país se cerró a la competencia con el establecimiento de un sistema obligatorio de restricción de las importaciones de crudo. Un efecto, importante para los fines del presente trabajo fue el aumento de la presión bajista de la oferta sobre el precio del crudo en los mercados fuera de los Estados Unidos.

Si bien la competencia cada vez mayor ejercía una fuerte presión bajista sobre los precios de exportación de crudos en 1958-1970, el predominio que seguían ejerciendo las ocho principales empresas petroleras internacionales moderaba el ritmo de reducción de los precios. El mecanismo es fácil de identificar: cuando una pequeña empresa vendedora de petróleo considera la posibilidad de reducir los precios, lo hace con la esperanza de captar así, en forma significativa, mercados que de otro modo estarían fuera de su alcance, ella compensaría así la reducción de precios en su mercado actual con las mayores ventas (a un precio muy superior al costo), que esperaría lograr gracias a esa reducción. En cambio, cuando una gran empresa petrolera internacional considera la posibilidad de bajar los precios (a fin de aumentar o mantener las ventas), debe sopesar el efecto financiero negativo que la reducción de precios tendrá sobre el conjunto de sus ventas actuales. Así, estando los

/precios de

precios de las exportaciones de crudos muy por encima de sus costos, las empresas pequeñas suelen tener mucho más interés que las grandes en bajarlos para obtener beneficios inmediatos.

La tendencia a la baja que registraban los precios de las exportaciones de crudo se invirtió a mediados de 1970. Varios factores contribuyeron a robustecer enormemente la posición de los países de la OPEP para negociar: el cierre del Canal de Suez, seguido por la clausura del oleoducto transarábico, la reducción de las exportaciones de crudo de Libia, las bajas existencias de petróleo en Europa, el rápido aumento de la demanda mundial y la fuerte concentración de las reservas comprobadas de petróleo para la exportación en unos pocos países que explotaron la situación hábilmente.

Los países productores y las compañías petroleras negociaron una serie de acuerdos (Teherán, 1971; Ginebra, 1972; Ginebra, 1973, y los convenios de participación, 1973) que elevaron el precio cotizado del crudo y los ingresos de los gobiernos, por barril. Además, se acrecentaron los derechos de participación de los países productores y se convino una compensación para resarcirlos de devaluaciones monetarias y de la inflación. Como se muestra en el cuadro 13, entre 1971 y el 1º de agosto de 1973 el precio cotizado (medio) del crudo de Arabia Saudita aumentó 71 % (de 1.80 dólares a 3.07 dólares el barril) y las entradas del gobierno por barril crecieron de aproximadamente de 0.96 a 1.73 dólares.

En septiembre de 1973 estalló el cuarto conflicto bélico entre los países árabes e Israel, que trastocó todas las previsiones anteriores respecto a los precios del petróleo y la seguridad del suministro.

En octubre de 1973 se puso fin efectivamente al acuerdo de Teherán. Los gobiernos de Irán, Arabia Saudita, Kuwait, Abu Dhabi, Qatar e Irak fijaron el "precio de mercado" (fob) del crudo de Arabia Saudita en 3.65 dólares a partir del 16 de octubre de 1973. Además acordaron establecer los futuros precios cotizados en función de los precios de mercado futuros, que ellos fijarían. El crudo liviano de Arabia Saudita sería la base para establecer los precios

/cotizados y

cotizados y de mercado de los demás crudos. El precio cotizado (fob) del crudo liviano de Arabia Saudita subió de 3.01 dólares (1º de octubre a 5.11 dólares (16 de octubre), y los ingresos del gobierno de 1.73 a 3.00 dólares por barril.

En diciembre de 1973 los gobiernos de los mismos seis países del Medio Oriente anunciaron que a partir del 1º de enero de 1974 el nuevo precio cotizado del crudo liviano de Arabia Saudita sería de 11.65 dólares, o sea, superior en 128 % al del 16 de octubre de 1973. Además se estableció que los ingresos del gobierno serían de 7.00 dólares por barril, es decir, ascenderían a 60 % del nuevo nivel de los precios cotizados. En suma, entre octubre de 1972 y enero de 1974 los ingresos del gobierno por barril aumentaron en 133 %. Estos nuevos niveles de precios y de ingresos para los crudos de los países exportadores, luego de realizar los ajustes necesarios para tener en cuenta las diferencias en cuanto al rendimiento inherente, la calidad, el contenido de azufre y los fletes, se hicieron extensivos a los crudos de los países exportadores del mundo. La nueva estructura de los precios de exportación del petróleo regiría durante tres meses, hasta el 31 de marzo de 1974.

El 17 de marzo de 1974 los ministros encargados del sector petrolero de los países de la OPEP anunciaron en Viena que continuarían vigentes por otros tres meses, del 1º de abril al 30 de junio de 1974, los precios cotizados y los precios de mercado del petróleo crudo vigentes al 31 de marzo. Posteriormente, reunidos en junio en Quito, reexaminaron los precios que regirán para los crudos en el tercer trimestre de 1974 y decidieron mantener hasta fines de septiembre la actual estructura de precios cotizados del crudo mundial (sobre la base de 11.65 dólares por barril, precio cotizado del petróleo liviano de Arabia Saudita). Once de los doce países, pues Arabia Saudita no estuvo de acuerdo, decidieron también aumentar en dos puntos porcentuales los derechos aplicados a los crudos que exportan desde ellos las empresas petroleras internacionales, y hacer efectivo dicho aumento a partir del 1º de julio de 1974. Un observador ha estimado que esto haría subir el

/precio del

precio del crudo que se exporta desde esos países en alrededor de 11 centavos de dólar por barril.^{18/}

Los otros dos acontecimientos importantes que influyeron en las cotizaciones internacionales del crudo en los últimos años fueron: primero, los derechos de propiedad cada vez más altos sobre el petróleo crudo establecidos por los gobiernos de los países productores,^{19/} y segundo, el marcado aumento de los precios a los cuales las compañías petroleras internacionales han acordado "readquirir" de los gobiernos de los países productores la parte de la producción petrolera que corresponde a esos países. En 1973, por ejemplo, los gobiernos de los países árabes habían asegurado sus derechos de propiedad sobre un 25 %, aproximadamente, de la producción de crudos de esos países, con precios de readquisición levemente superiores a los costos incluidos los impuestos.^{20/} En cambio, en 1974 las empresas BP y Gulf suscribieron con el Gobierno de Kuwait un contrato que significó una total innovación en virtud del cual los derechos de participación se distribuían en una proporción de 60:40 entre el Gobierno y la empresa respectivamente. Aunque no se fijó el precio de readquisición de este crudo, el Gobierno rechazó el ofrecimiento hecho por la empresa de pagar 8.50 dólares por barril ^{21/} (es decir, 72 % del precio cotizado) y estaba presionando para que se le pagara 93 % del precio cotizado,^{22/} que era la relación que entonces se aplicaba para readquirir petróleo

^{18/} Joseph Novitski, "OPEC Raises Royalties on Oil 2 %", New York Herald Tribune (edición de París), 18 de junio de 1974, pag. 1.

^{19/} Estos derechos de propiedad cada vez mayores se han adquirido por varios medios: participación y regalías pagadas en petróleo, expropiación y adquisición por los gobiernos de los activos pertenecientes a las compañías petroleras instaladas en sus respectivos países.

^{20/} "Changing Ownership of Crude", The Petroleum Economist, marzo de 1974, pág. 85.

^{21/} Ibid., pág. 85.

^{22/} Petroleum Intelligence Weekly, 3 de junio de 1974, pág. 2.

de Arabia Saudita y que se estaba generalizando en el Medio Oriente y el norte de Africa. Por su parte, Arabia Saudita, siguiendo las aguas de Kuwait, exigió recientemente la renegociación de los acuerdos de participación con las compañías petroleras.^{23/}

Puestó que los gobiernos de los países productores están vendiendo un volumen cada vez mayor de petróleo a las mismas empresas que lo producen, y lo hacen a precios más altos, el resultado es que se ha elevado y en cierto modo, protegido el precio medio del crudo que venden las empresas petroleras internacionales. Así, por ejemplo, si para la empresa petrolera internacional el costo, incluido el impuesto, del petróleo crudo que a título de participación le corresponde en Arabia Saudita es de 7.15 dólares el barril, y el precio de readquisición del 60 % restante del volumen exportable es de 10.83 dólares el barril (93 % del precio cotizado), la compañía petrolera tendría un costo medio de adquisición de 9.36 dólares el barril (es decir, $7.15 (0.4) + 0.93 \times 11.65 (0.6)$); si se agregan otros 50 centavos de dólar por barril, que es el margen de la empresa, el precio medio de venta del crudo de Arabia Saudita sería de 9.86 dólares el barril.

Al comparar el precio de mercado fob del crudo de Arabia Saudita a comienzos de 1974, que era de 7.65 dólares por barril (véase nuevamente el cuadro 13) con la cifra de 9.36 dólares por barril mencionadas en el párrafo anterior, se advierte la fuerte presión alcista sobre el precio medio de mercado implícita en lo ocurrido últimamente con la venta a las mismas compañías productoras del petróleo crudo que corresponde a los gobiernos a título de participación.

^{23/} Ibid., 20 de mayo de 1974, pág. 3.

3. Resumen

Desde fines del decenio de 1960 ha habido dos acontecimientos críticos en el mercado internacional de crudos: primero, la inversión en 1970, de la tendencia de los precios internacionales de los crudos y su marcado incremento posterior, y segundo, la creciente participación y control de los países exportadores de petróleo sobre el crudo producido en ellos.

Los derechos cada vez mayores de los países productores de petróleo sobre los crudos producidos en el país han asumido diferentes formas: el pago de regalías en petróleo y no en efectivo, la expropiación de las pertenencias de las empresas petroleras y, en los últimos años, especialmente, otras dos medidas: el volumen cada vez mayor de crudo que corresponde a los gobiernos de los países exportadores a título de participación, y la adquisición por ellos de los activos de las compañías petroleras. Estas fuerzas, unidas al rápido crecimiento de la demanda mundial de petróleo importado y a la extrema concentración de las reservas probadas en unos pocos países (alrededor de 64 % en el Medio Oriente a fines de 1971), han contribuido a que en los últimos años se haya producido una espectacular transferencia desde las empresas petroleras internacionales a los países exportadores de petróleo, del control sobre el precio (o volumen) del crudo transado internacionalmente, y un desplazamiento continuo en el mismo sentido de las utilidades que su venta genera. (Véase nuevamente el cuadro 6.)

Acompañó a esta modificación de la propiedad y el control, y estuvo estrechamente vinculada a ella el marcado aumento del precio internacional del crudo después de 1969.



Capítulo II

REPERCUSIONES ECONOMICAS Y FINANCIERAS INMEDIATAS PARA LOS PAISES LATINOAMERICANOS CON DEFICIT DE PETROLEO DERIVADAS DE LA PROLONGACION DE LA CRISIS

Introducción

En el presente capítulo se examinan las consecuencias económicas y financieras inmediatas que tendría para las economías latinoamericanas deficitarias de petróleo un precios mundial de crudo que fluctuara entre 7 y 10 dólares por barril, fob, Golfo Pérsico.^{24/} Frente a estos precios, el de mercado (fob) a que se cotizaba el crudo de Arabia Saudita a comienzos de 1973 era de aproximadamente 2.20 dólares por barril.

El análisis gira en torno a los efectos económicos y financieros directos en las siguientes variables macroeconómicas de estos países; el nivel general de precios, la producción, el empleo y la presión

^{24/} Conviene explicar los motivos por los cuales se utilizó el margen de 7 a 10 dólares. Como se indica en el cuadro 13, en enero de 1974 el precio de mercado fob del crudo de Arabia Saudita era aproximadamente de 7.65 dólares por barril. En la actualidad, es probable que bordee los 9 dólares.

El precio límite inferior, de 7 dólares por barril, se aplicaría a los países que importan proporciones importantes de sus necesidades de crudo con arreglo a contratos suscritos antes del alza pronunciada de las cotizaciones del crudo importado. Estos países combinarían el crudo más barato importado en virtud de esos contratos, con el comprado al mayor precio vigente en la actualidad. La cifra más alta, (10 dólares), representaría un precio levemente superior al que resultaría si el crudo proveniente de Arabia Saudita, que sirve de clave, se vendiera con arreglo a un convenio de participación empresa/gobierno en proporción 40:60, con un precio de readquisición equivalente a 93 % del precio cotizado, incluido el impuesto de 7.15 dólares por barril, y un margen promedio de 0.50 dólares para la compañía petrolera. Lo anterior arrojaría un precio medio de 9.36 dólares por barril, es decir $\frac{7.15 (0.40) + 11.65 (0.93) (0.60)}{0.60} + 0.50 = 9.36$. El precio de 10 dólares sería aquel más allá del cual se supone que los principales países exportadores de crudo habrían de esperar que se produjesen sustituciones en gran escala que los perjudicarían económicamente.

/ejercida sobre

ejercida sobre las reservas cambiarias. También se analizan las repercusiones de la crisis de la energía en la liquidez internacional y en el crecimiento económico inmediato de la región.

El análisis es de carácter estático; estudia por separado y paso a paso los efectos del mayor precio del crudo importado en cada una de estas variables. No incluye una estimación dinámica de esos efectos en las variables consideradas en su conjunto, para ninguno de los 19 países deficitarios. Por deseable que esto sea, la falta de estadísticas, el número de países en juego y la fecha en que tendrá lugar el simposio, hacen imposible presentar un enfoque matemático formal de esta índole. En cambio, se ofrecen cálculos aproximados que indican la amplitud de la gama de los cambios que pueden esperarse en algunas variables críticas, como el precio de los productos de petróleo refinados (derivados); el grado de presión alcista, tanto directa como indirecta, en el nivel general de precios; los márgenes de aumento directo del precio de diversas clases de bienes y servicios producidos en el país; el valor probable de las importaciones de petróleo de determinados países deficitarios y el grado de presión en la situación de sus reservas cambiarias. Los trabajos complementarios que se han preparado para el Simposio ofrecen previsiones cuantitativas adicionales y más detalladas, pero también utilizan marcos analíticos estáticos.

El análisis comienza con el examen de los efectos del mayor precio del crudo importado en los precios internos, y se desarrolla en dos etapas: en la primera se examinan los efectos del mayor precio del crudo importado en el precio de los derivados y luego en el precio de los combustibles en los países latinoamericanos importadores de petróleo; en la segunda se analizan las consecuencias del mayor precio de los combustibles naciones en el nivel general de precios, en el precio de determinadas clases de productos y a continuación, en la producción, en el empleo y en la situación de las reservas cambiarias de los países deficitarios.

El capítulo II termina con un análisis de la crisis mundial de la energía desde el punto de vista de la economía internacional, y con un examen de sus principales consecuencias económicas en los países latinoamericanos.

1. El precio de los productos refinados del petróleo

En la medida en que la incidencia del mayor precio del crudo importado se traslada a los refinadores del país, representa para éstos un aumento inmediato de los costos variables en una escala que económicamente no están en condiciones de absorber, dada la estructura de precios de los derivados en el mercado interno. Para que se mantenga el suministro de derivados hay que aumentar los precios internos de estos productos, o bien, si la política del sector público consiste en atenuar en todo o en parte los efectos del mayor precio del crudo importado, es preciso subvencionar a la industria refinadora, ya sea asignándole tipos de cambio especiales para la importación de petróleo o cubriendo los déficit financieros de la refinería, o combinando ambos sistemas. Si los gobiernos optan por paliar los efectos del alza de los precios de mercado de los derivados o por congelar estos precios, otra alternativa consiste en rebajar los impuestos que gravan a estos productos a fin de compensar, en el conjunto de los productos el mayor costo de las importaciones de crudo. Al analizar las repercusiones macroeconómicas del mayor costo del petróleo crudo, se partirá de la base de que esta alza en el costo se traslada a los consumidores de derivados.^{25/}

Sin embargo, esta hipótesis no basta por sí sola para abordar el análisis de las consecuencias macroeconómicas del alza del costo del crudo para los países importadores de la región. En efecto, también hay que especificar de qué manera cambiarán los precios internos de los derivados como consecuencia del mayor costo del crudo importado.

^{25/} El análisis de las opciones de política en lo que toca a la fijación del precio del combustible para confrontar el mayor costo del crudo importado será tratado posteriormente.

La refinación de petróleo es una industria de costos conjuntos. Como los refinadores no pueden asignarle un costo marginal, sea financiero o económico, a las variaciones que experimenta la elaboración de un determinado producto refinado, las decisiones de producción que adoptan los refinadores privados se basan en una comparación entre el aumento total de los ingresos y el aumento total de los costos. Cuando el Estado participa en la actividad refinadora nacional, ya sea como monopolio o en alguna otra forma, es posible que la política del sector público en lo que toca a la fijación del precio de los derivados no se oriente a los movimientos financieros y que se otorguen subsidios a los refinadores del sector público o privado, o a ambos a la vez, para cubrir la diferencia entre los fondos que ingresan a los refinadores y los que egresan de ellos. Sin embargo, el Estado refinador no está más capacitado que el refinador privado para calcular lo que cuesta producir un determinado derivado. En la industria de refinación de petróleo, la asignación de los costos a un determinado derivado es lógicamente una operación arbitraria.

Sin pautas para la asignación de costos ¿qué puede decirse de la modalidad que adoptan las alzas de precio de los derivados en los países deficitarios de América Latina?

En contraposición a lo que se cree debería ser la distribución de los costos e impuestos industriales entre los derivados para responder al mayor costo del crudo importado, es interesante observar cuál ha sido la modalidad que ha adoptado esta distribución en el último tiempo. Los balances de costos de refinación y comercialización reflejan cuál es la política de precios en el plano de la industria petrolera (pública, privada y mixta) y los impuestos reflejan claramente la política pública, cuando se quita la visión contable. Y, si el Estado controla (sea directa o indirectamente) la estructura de precios de los derivados, la verdadera estructura de éstos es en realidad aquella que ha sido aprobada por el sector público.

/Los datos

Los datos del cuadro 14 indican las características principales de la distribución de los costos industriales y la incidencia de los impuestos, así como el precio de los cuatro derivados más importantes en cinco países deficitarios de petróleo en 1972.^{26/}

En primer lugar, en cada uno de los cinco países que figuran en el cuadro 14 la gasolina para vehículos automotores se lleva la mayor parte de los costos e impuestos industriales, y además, en ambos rubros, la carga comparativa que corresponde a este derivado es onerosa. La proporción que correspondió a la gasolina para vehículos automotores en la distribución ponderada de los costos industriales en los cinco países (es decir, 43.7 %) fue 3.8 veces la participación comparable del fuel oil (es decir, 11.6 %). Por último, la participación de este derivado en la incidencia ponderada de los impuestos en estos mismos cinco países (57.4 %) 16.4 veces la del fuel oil (es decir, 3.5 %).

Segundo, desde el punto de vista de los efectos en la industria, la distribución de los costos de refinación y de los impuestos en cada uno de los países perjudica de manera especial al transporte por carretera y ferrocarril que consume gasolina para vehículos automóviles y diesel oil, y, en comparación favorece mucho al sector industrial consumidor de fuel oil, a la industria de energía termoeléctrica, cuyo producto a su vez se destina mayormente a los consumidores industriales,^{27/} y al sector familiar (a través del queroseno de uso doméstico).

^{26/} En 1972, estos cuatro productos representaron aproximadamente 97 % del consumo total de derivados para aplicaciones de energía en los cinco países estudiados. Además, esos cinco países (Argentina, Brasil, Chile, México y Perú) absorbieron 85 % del petróleo consumido en 1972 en los países deficitarios.

^{27/} Por ejemplo, las cifras preliminares indican que en 1973 la industria y la minería representaron aproximadamente 55 % del consumo regional de electricidad, después de rebajar las pérdidas. (Véase el cuadro 15.)

AMERICA LATINA: ESTRUCTURA Y PROMEDIO PONDERADO DE LA DISTRIBUCION DE LOS COSTOS INDUSTRIALES Y DE LA INCIDENCIA DE LOS IMPUESTOS RESPECTO DE CUATRO DERIVADOS EN CINCO PAISES, 1972

(Porcentaje)

País	Gasolina para vehículos automóviles	Queroseno	Gas y Diesel oils	Fuel oil	Total
A. Estructura de la distribución de los costos industriales					
Argentina	30.3	29.2	27.0	13.5	100.0
Brasil	35.0	32.7	24.2	8.1	100.0
Chile	29.4	19.9	28.7	22.0	100.0
México	60.7	12.1	19.3	7.9	100.0
Perú	37.0	14.5	29.3	19.2	100.0
<u>Promedio ponderado</u>	<u>43.7</u>	<u>19.5</u>	<u>25.1</u>	<u>11.6</u>	<u>100.0</u>
B. Estructura de la incidencia de los impuestos					
Argentina	52.2	20.3	26.1	1.4	100.0
Brasil	49.0	17.7	33.1	-	100.0
Chile	65.6	6.4	17.8	10.2	100.0
México	59.7	12.4	19.9	8.0	100.0
Perú	88.1	2.7	5.5	3.7	100.0
<u>Promedio ponderado</u>	<u>57.4</u>	<u>12.8</u>	<u>26.4</u>	<u>3.5</u>	<u>100.0</u>

Fuente: Argentina: Datos sobre costos e impuestos de conformidad con el decreto 5940 en vigor desde el 15 de diciembre de 1971 hasta el 9 de octubre de 1972. Brasil y Chile: Los datos sobre costos e impuestos fueron tomados del Instituto Argentino del Petróleo, Petrotecnia, N° 1, enero de 1973, pág. 28. México: Los datos sobre costos e impuestos fueron extraídos del Instituto Argentino del Petróleo, Petrotecnia, N° 8, agosto de 1973, pág. 43. Perú: Los datos sobre costos e impuestos fueron extraídos de PETROPERU, Mercado de hidrocarburos, Precios de Derivados en el Mercado Interno, (documento preparado para la XVIII reunión de expertos de ARPTEL, Quito, Ecuador, mayo de 1974), cuadros 15, 15a y 15b (páginas no numeradas).

Nota: La gasolina para vehículos automóviles incluye únicamente la de tipo corriente. El queroseno corresponde únicamente al de uso doméstico. En el caso de Brasil, Chile, México y Perú el fuel oil corresponde al fuel oil pesado, en tanto que en el caso de Argentina corresponde al fuel oil mercado. Las cifras correspondientes al gas oil y diesel oil, en el caso de Argentina, representan el promedio ponderado-consumo de los precios de ambos combustibles. En el caso de los cuatro países restantes, los precios del gas oil y del diesel oil fueron idénticos, por lo que no fue necesario ponderarlos.

Las estructuras promedio ponderadas de la distribución de los costos y la incidencia de los impuestos se obtienen al ponderar por separado las estructuras de los costos y de los impuestos para cada país, en dos formas: la primera, ponderándolas por separado según la participación de cada país en el consumo de cada uno de los derivados, y la segunda, ponderándolas por separado según la participación de cada uno de los cuatro derivados en el consumo total de esos cuatro productos en cada país. De esta suerte, las cifras de promedio ponderado fueron ponderadas para cada país y para cada producto refinado.

- A. El precio promedio ponderado de cada derivado se obtiene al ponderar el precio de cada derivado según la relación que existe entre el consumo de ese producto en un país determinado y el consumo total de ese producto en los cinco países considerados.
- B. Los precios en moneda nacional de los derivados en 1972 se convirtieron a su equivalente en dólares de los Estados Unidos utilizando el tipo de cambio oficial promedio para ese año, según consta en: Fondo Monetario Internacional, International Financial Statistics, junio de 1974. En el caso de Argentina, se aplicó el "factor de conversión comercial" para 1972, según lo señalado en la misma fuente.

Cuadro 15

AMÉRICA LATINA: GENERACION Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA, 1972

(En las unidades que se indican)

País	Generación total (millones de kWh)	Consumo (millones de kWh)				Consumo (porcentaje de generación)			
		Residencial y comercial	Industrial	Otros	Pérdidas	Residencial y comercial	Industrial	Otros	Pérdidas
Argentina	25 373	7 984	11 206	2 866	3 317	31.5	44.1	11.3	13.1
Bolivia	374	188	502	80	104	21.5	57.4	9.2	11.9
Brasil	57 600	16 100	25 000	6 700	9 800	28.0	43.4	11.6	17.0
Chile	8 934	1 606	5 316	1 036	976	18.0	59.5	11.6	10.9
Colombia	11 315	4 570	4 091	1 043	1 611	40.4	36.2	9.2	14.2
Costa Rica	1 224	534	495	27	168	43.6	40.5	2.2	13.7
Cuba				
Ecuador	1 118	477	375	104	162	42.7	33.5	9.3	14.5
El Salvador	814	350	268	70	126	43.0	32.9	8.6	15.5
Guatemala	875	275	371	105	124	31.4	42.4	12.0	14.2
Guyana	339	87	210	7	35	25.7	61.9	2.1	10.3
Haití	164	42	70	12	40	25.6	42.7	7.3	24.4
Honduras	394	114	163	24	93	28.9	41.4	6.1	23.6
Jamaica	1 982	482	1 194	97	209	24.3	60.2	4.9	10.6
México	35 085	5 054	21 395	3 563	5 073	14.4	61.0	10.2	14.4
Nicaragua	726	246	314	89	77	33.9	43.2	12.3	10.6
Panamá	1 060	569	197	98	196	53.7	18.6	9.2	18.5
Paraguay	279	97	122	22	38	34.8	43.7	7.9	13.6
Perú	6 154	1 383	3 830	445	496	22.5	62.6	7.2	8.1
República Dominicana	1 195	458	312	103	322	38.3	26.1	8.6	27.0
Trinidad y Tobago	1 308	286	848	10	164	21.9	64.8	0.8	12.5
Uruguay	2 382	1 292	740	79	271	54.2	31.1	3.3	11.4
Venezuela	15 029	3 088	7 338	1 914	2 689	20.6	48.8	12.7	17.9
<u>América Latina</u>	<u>174 224</u>	<u>45 282</u>	<u>84 357</u>	<u>18 494</u>	<u>26 091</u>	<u>26.0</u>	<u>48.4</u>	<u>10.6</u>	<u>15.0</u>

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.

Tercero, en el caso de los derivados la incidencia de los costos e impuestos industriales varía más o menos de acuerdo con la elasticidad a corto plazo de la demanda para cada producto. A la gasolina para vehículos automotores y al diesel oil, cuya elasticidad precio de la demanda a corto plazo seguramente es más bien baja, les corresponde la mayor asignación de los costos e impuestos industriales. Por otra parte, al fuel oil, cuya elasticidad precio de la demanda a corto plazo seguramente es mayor, le corresponde la asignación más baja de los costos e impuestos industriales.

En cuarto lugar, hay amplias variaciones entre los países en lo que respecta al nivel y la estructura de los precios de los derivados, así como en las pautas de asignación de costos e incidencia de impuestos para los distintos componentes. Por lo tanto, hay una amplia dispersión alrededor de las cifras que corresponden a los promedios ponderados de los precios, costos e impuestos.

El cuadro 16 ofrece una estimación de la variación que experimenta el precio de los cuatro derivados principales relacionada con las variaciones del costo del crudo importado. Los principales supuestos contenidos implícitamente en estas estimaciones son: primero, el costo del crudo importado aumenta de 2.20 dólares por barril a comienzos de 1973 a 7 dólares y 10 dólares por barril, fob, Golfo Pérsico en 1974. Segundo, en 1973 el valor promedio final de mercado por barril que alcanzó el crudo en los países deficitarios queda comprendido dentro del margen mínimo-máximo estimado que aparece en el cuadro 7. Tercero, la variación experimentada por cada una de las dos estimaciones del valor final de mercado por barril de crudo en 1973 (es decir, 6.42 y 8.55 dólares por barril) se limita a los siguientes rubros: i) el costo de crudo fob, Golfo Pérsico, ii) los cambios que experimentan los impuestos como consecuencia de la variación del costo del crudo, suponiéndose en esta oportunidad que los impuestos que gravan el petróleo son ad valorem; y iii) la tasa de utilidad media (15 %) sobre el valor de las ventas menos impuestos se aplica a la base aumentada a que da lugar el mayor costo del crudo. Cuarto, con el fin de aislar los efectos en el precio de las derivadas que se

Cuadro 16

AMERICA LATINA: VARIACION ESTIMADA DEL AUMENTO DE PRECIO DE ALGUNOS DERIVADOS
EN LOS PAISES DEFICITARIOS, 1973-1974

(En las unidades que se indican)

	\$ 6.42		\$ 8.55	
A) Valor final de mercado, comienzo de 1973 (dólares/barril)				
B) Valor final de mercado, promedio 1974 (dólares/barril)	12.76	16.73	16.28	21.11
C) Costo del crudo, 1974 (dólares/barril)	7.00	10.00	7.00	10.00
D) Aumento de precio de los derivados, 1973-1974 (dólares/litro):				
Gasolina para vehículos automóviles	.05	.08	.07	.11
Queroseno	.13	.20	.14	.24
Diesel y gas oil	.04	.07	.05	.08
Fuel oil	.01	.02	.02	.02
E) Estructura promedio ponderada de los precios, 1972-1973 (dólares/litro):				
Gasolina para vehículos automóviles	_____		.11	_____
Queroseno	_____		.03	_____
Diesel y gas oil	_____		.07	_____
Fuel oil	_____		.02	_____

Nota: Las líneas A, B y C se refieren al cuadro 7.

Línea D: Estos aumentos de precio se obtuvieron al trasladar el mayor costo del crudo importado (empleando como base el crudo liviano de Arabia Saudita, fob, Golfo Pérsico (véase cuadro 7)) a los consumidores nacionales de derivados de conformidad con los sistemas de promedio ponderado de la distribución de costos e impuestos vigentes en 1972, según se señala en el cuadro 14, contemplándose un margen de utilidad sobre el mayor costo de dicho crudo.

Línea E: Los precios en moneda nacional de los cuatro derivados para Argentina, Brasil, México y Perú se obtuvieron de las mismas fuentes señaladas en la nota al pie de página del cuadro 14. Esos precios se convirtieron a su equivalente en dólares, empleando los tipos oficiales de cambio vigentes en la fecha de fijación del precio en cada país. A continuación se ponderó el precio de cada derivado en cada país según la participación del consumo de ese producto en el consumo total de los cuatro derivados en los cinco países. La estructura resultante, ponderada y en volumen, de los derivados, que se basa sobre todo en datos de 1972 (pero incluyendo asimismo datos de 1973), fue considerada como una estructura representativa de la situación existente en 1973. El marcado aumento que se señala supra para el queroseno no significa que los precios indicados para ese producto (o para cualquier otro) tengan necesariamente que producirse. Esto refleja simplemente la variación de precios que podría producirse si se trasladara a los consumidores el mayor costo del crudo dentro de sistemas fijos (de promedio ponderado) de la distribución de costos industriales y la incidencia de los impuestos. El precio del queroseno sube bruscamente debido a su participación relativamente escasa en el consumo de derivados en los cuatro países considerados y a que experimenta grandes aumentos absolutos por concepto de costos e impuestos. Una política de precios podría, de hecho, impedir un alza tan brusca del precio del queroseno asignándole a la gasolina para vehículos automóviles y a otros productos parte de los costos y de la carga tributaria que recaerían sobre el queroseno si se mantuviera el sistema previo de distribución de costos e impuestos.

/deban exclusivamente

deban exclusivamente al mayor costo del petróleo importado, se supone que los costos por barril por concepto de fletes, seguros, refinación y comercialización se mantienen constantes. Quinto, se asigna a los derivados el incremento del valor final de mercado en los casos extremos correspondientes a 1973 que aparecen en el cuadro 16 y se mantiene constante el promedio ponderado de las estructuras de distribución de los costos e impuestos industriales correspondientes a 1972, según aparece en el cuadro 14, los aumentos resultantes en el precio se agregan a los precios medios ponderados para cada producto derivado, como aparece en este mismo cuadro.^{28/} Sexto, al calcular el aumento en los precios de los derivados, se parte de la base de que el precio del crudo producido en el país se fija de acuerdo con su costo de oportunidad, cifra que varía, por cierto, según los países. El costo del crudo importado (cif) se ha tomado como una aproximación burda al costo de oportunidad del petróleo producido en el país. En la medida en que este índice no toma en cuenta el papel de los diferentes costos de transporte en el establecimiento de la estructura de los precios de exportación del crudo nacional, tiene error, pero para los efectos presentes, la distorsión a que da origen cae dentro de los márgenes aceptables.

En el cuadro 17 se resumen los precios de los cuatro derivados principales relacionados con los casos en que el costo del crudo importado se eleva de 2.20 dólares por barril a comienzos de 1973, a 7 y 10 dólares por barril en 1974. Estos precios corresponden a los casos mínimo y máximo del valor final de mercado de un barril de crudo en 1973, que aparecen en el cuadro 14 (6.42 y 8.55 dólares, respectivamente).

^{28/} Dada la amplia dispersión alrededor de los promedios de precio, costo e impuestos para los cinco países que aparecen en el cuadro 14, este enfoque adolece de una disminución considerable del poder de generalización. Las cifras presentadas en el cuadro 17 sobre los precios de los derivados en 1974 deben leerse teniendo en cuenta la existencia de esta dispersión.

Cuadro 17

PRECIOS DE ALGUNOS DERIVADOS QUE SE ASOCIAN CON DISTINTOS NIVELES DE LOS VALORES FINALES DE MERCADO DE UN BARRIL DE PETROLEO CRUDO EN LA ECONOMIA INTERNA, 1974

(En las unidades indicadas)

Valor final de mercado a comienzos de 1973 (dólares/barril)	\$6.42		\$8.55	
Valor final de mercado, promedio de 1974 (dólares/barril)	12.75	16.73	16.28	21.11
Costo del crudo, fob, Golfo Pérsico (dólares/barril)	7.00	10.00	7.00	10.00
Precio de los derivados, 1974 (dólares/litro):				
Gasolina para vehículos automotores	0.16	0.19	0.18	0.22
Queroseno	0.17	0.24	0.18	0.28
Diesel oil	0.10	0.13	0.11	0.14
Fuel oil	0.03	0.04	0.04	0.04

Fuente: Cuadro 16.

Estas cifras resumidas dan lugar a varias observaciones.

Ante todo, la reducida absorción de los costos e impuestos conjuntamente con su incidencia relativamente grande en el consumo de derivados, hace que el precio del fuel oil no varíe mucho al aumentar el costo del crudo a 7 y 10 dólares por barril. Su precio a comienzos de 1973 era de 0.02 dólares por litro; cuando el costo del crudo aumenta a 7 dólares el barril, el precio del fuel oil se eleva a 0.03 o 0.04 dólares por litro, y cuando el costo del crudo es de 10 dólares por barril, el precio del fuel oil llega a 0.04 dólares por litro. Obviamente, alzas de precio de esta naturaleza no contribuirían mucho a reducir el consumo de fuel oil.

/Segundo, y

Segundo, y en el otro extremo, debido a la pequeña participación que le corresponde al queroseno en la estructura de la demanda de productos finales y a su participación relativamente importante en la distribución de los costos y de los impuestos, el aumento del precio del queroseno es relativamente acentuado. Si el costo del crudo se eleva de 2.20 a 7 dólares el barril, el precio del queroseno oscila entre 0.17 y 0.18 dólares el litro. En cambio, si el costo del crudo aumenta a 10 dólares el barril, el precio del queroseno fluctúa entre 0.24 y 0.28 dólares el litro. A estos precios, lo más probable es que en muchos países deficitarios sean muchos los consumidores, particularmente familias de bajos ingresos que viven en zonas rurales, que reduzcan sus compras de queroseno.

Tercero, entre los casos extremos del fuel oil y del queroseno se encuentran los nuevos precios de la gasolina para vehículos automotores y el diesel oil. A 7 dólares el barril, el precio de la gasolina fluctuaría entre 0.16 y 0.18 dólares el litro y, a 10 dólares el barril, este precio fluctuaría entre 0.19 y 0.22 dólares el litro. En el caso del diesel oil los márgenes respectivos son de 0.10 y 0.11 dólares el litro (7 dólares el barril) y de 0.13 y 0.14 dólares el litro (10 dólares el barril). Pese a que estos mayores precios pueden ocasionar reducciones en el consumo de gasolina para vehículos automotores, particularmente en el caso de las familias, el grado en que disminuya el ritmo de este consumo en un país determinado es un asunto sujeto a especulación. Sencillamente no hay una base empírica para apreciar la gravedad de la reacción de los consumidores frente a los niveles de precios más altos.

Sin embargo, cualquiera sea la reacción, ella habrá de repercutir en la tasa de aumento de la importación de crudo de los países que satisfacen sus necesidades internas de productos petroleros mediante la refinación de crudo importado. En estos países, la política en lo que toca a refinación se orienta característicamente a minimizar las importaciones de gasolina para vehículos automotores. Por tanto, a menos que se reduzca significativamente el consumo interno de esta

/clase de

clase de gasolina como consecuencia de su mayor precio, es posible que los gobiernos de los países deficitarios se vean en la necesidad de aumentar todavía más el precio de este derivado, en un intento por hacer descender hasta los niveles deseados la cantidad de divisas que deben pagar por concepto de importaciones de crudo.

2. El precio de los combustibles

¿Qué efecto tendrá el alza de precio de los derivados en el precio de los combustibles en los países deficitarios? Se estima que esta pregunta es lógicamente previa a una de tipo más general, a saber: ¿Cuánto se elevará de inmediato el nivel general de precios de estos países como consecuencia del mayor precio del crudo importado?

De los 19 países deficitarios, tres de ellos (Barbados, Cuba ^{29/} y Guyana) dependen por completo del petróleo importado para satisfacer todas sus necesidades en materia de energía (exceptuando los combustibles vegetales). En el caso de estos países, el aumento del precio de mercado del petróleo equivale al aumento del precio de sus combustibles.

En once de los restantes dieciséis países deficitarios, la única fuente de energía que se utiliza, aparte el petróleo, es la energía hidroeléctrica. En diez de estos once países, el petróleo importado representa más de cuatro quintos del volumen total de energía y en Costa Rica, aproximadamente tres quintos de ese total. En cada uno de estos once países el alza del precio de los derivados debería ser también una aproximación estadística bastante ajustada del aumento del precio medio de los combustibles.

Hay cinco países deficitarios que recurren a sus propias reservas de petróleo, gas, carbón y energía hidroeléctrica para satisfacer sus necesidades de energía (combustibles no vegetales). Estos países son Argentina, Brasil, Chile, México y Perú.

^{29/} En realidad, Cuba produce petróleo, pero en volúmenes insignificantes. (Véase el cuadro 18.)

Cuadro 18

AMERICA LATINA: PRODUCCION Y CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL Y COMBUSTIBLES VEGETALES, 1972

(Miles de toneladas de petróleo equivalente de 10 700 Kcal/kg)

País	Producción					Consumo						
	Carbón mineral	Petróleo crudo	Gas natural	Hidro-electricidad a/	Combustibles vegetales b/	Total	Carbón mineral	Derivados del petróleo	Gas natural	Hidro-electricidad a/	Combustibles vegetales b/	Total
Argentina	386	22 653	6 047	433	1 564	31 083	714	21 658	6 285	433	1 564	30 654
Barbados	-	-	-	-	90	90	-	200	-	-	90	290
Bolivia	-	2 082	2 634	232	866	5 814	-	562	28	232	866	1 638
Brasil	1 310	8 352	955	13 756	16 974	41 347	2 472	28 235	198	13 756	16 974	61 635
Chile	940	1 633	6 209	1 563	1 084	11 429	1 091	5 009	469	1 563	1 084	9 216
Colombia	1 685	9 914	2 518	2 248	3 738	20 103	1 685	4 953	1 496	2 248	3 738	14 120
Costa Rica	-	-	-	332	351	683	-	461	-	332	351	1 144
Cuba	-	-	-	-	3 622	3 622	-	7 260	-	-	3 622	10 882
Ecuador	-	3 772	68	138	1 482	5 460	-	1 290	47	138	1 482	2 957
El Salvador	-	-	-	147	694	841	-	580	-	147	694	1 421
Guatemala	-	-	-	85	1 056	1 141	-	830	-	85	1 056	1 971
Guyana	-	-	-	-	307	307	-	480	-	-	307	787
Haití	-	-	-	27	1 150	1 177	-	130	-	27	1 150	1 307
Honduras	-	-	-	95	530	625	-	410	-	95	530	1 035
Jamaica	-	-	-	38	522	560	-	1 550	-	38	522	2 110
México	2 447	26 241	14 381	4 667	7 294	55 030	3 230	25 013	10 855	4 667	7 294	51 059
Nicaragua	-	-	-	82	445	527	-	520	-	82	445	1 047
Panamá	-	-	-	22	200	222	-	600	-	22	200	822
Paraguay	-	-	-	51	476	527	-	210	-	51	476	737
Perú	45	3 158	1 408	1 434	2 075	8 120	55	4 740	842	1 434	2 075	9 146
República Dominicana	-	-	-	22	1 185	1 207	-	480	-	22	1 185	1 637
Trinidad y Tabago	-	7 328	2 129	-	297	9 754	-	1 870	1 881	-	297	4 048
Uruguay	-	-	-	298	110	408	25	1 705	-	298	110	2 138
Venezuela	31	168 628	35 397	1 849	831	206 736	240	9 832	9 532	1 849	831	22 284
América Latina	6 844	253 761	71 746	27 512	46 943	406 813	9 512	118 578	31 633	27 519	46 943	234 185

Fuente: Estimaciones de la CEPAL. Todas las cifras son preliminares.

a/ Para expresar la hidroelectricidad generada en petróleo equivalente se utilizó la relación 1 kWh = 3200 Kcal que corresponde a la energía calórica promedio que se necesitaba en la región para generar 1 kWh.

b/ Incluye sólo el consumo de la población y de la industria azucarera.

En los otros 14 de los 19 países deficitarios, la marcada dependencia del petróleo importado que acusa la estructura de consumo de energía (de combustibles no vegetales), unida a la relativa imposibilidad de modificar este patrón en el futuro próximo, hacen muy probable que en esos países el alza de precio de los derivados sea muy similar al alza del precio de los combustibles en ellos.

¿En qué medida puede paliarse el aumento del precio de los combustibles en los cinco países mencionados sustituyendo el petróleo importado por energía hidroeléctrica, carbón y gas natural, y el petróleo crudo importado por el nacional?

En el caso de la energía hidroeléctrica, las empresas de electricidad absorben este tipo de energía antes de recurrir a otras fuentes, y, debido al tiempo que tardan en materializarse los proyectos hidroeléctricos, no puede preverse un aumento importante del ritmo de suministro de esta fuente energética más allá de los niveles actualmente planificados para fines del presente decenio. Por tanto, la energía hidroeléctrica no puede concebirse como una influencia moderadora marginalmente importante en la presión ascendente sobre los precios del combustible originada por el aumento inicial del precio del crudo importado.

Una de las fuentes potencialmente importantes para paliar el mayor costo del petróleo en las industrias de energía eléctrica de los países importadores de petróleo consiste en transformar las plantas de energía térmica que funcionan a base de petróleo, tanto las que ya se encuentran en funcionamiento como aquellas cuya construcción se está gestionando, de manera que utilicen combustibles nacionales, particularmente carbón y gas natural. Felizmente, como lo indican los datos del cuadro 19 los planes elaborados a comienzos de los años setenta en los países importadores de petróleo de la región para ampliar la capacidad generadora hasta 1980 contemplaban el desplazamiento de las plantas generadoras a base de petróleo por plantas hidroeléctricas y plantas termoeléctricas a base de otros combustibles.

Cuadro 19

AMERICA LATINA: PROGRAMA DE EXPANSION DE LA CAPACIDAD GENERADORA INSTALADA, POR TIPO DE COMBUSTIBLE, EN PAISES DEFICITARIOS, 1974-1980

(En MW)

País	Hidroelectricidad	Termoelectricidad:			Otras		Total a/
		Derivados del petróleo	Gas natural	Carbón	Nucleares	Geotérmicas	
Argentina	6 680	-	1 200	565	920	-	2 685
Brasil	14 000	1 499	-	-	625	-	2 124
Costa Rica	180	30	-	-	-	-	30
Cuba	-	-	-	-	...
Chile	820	275	-	360	-	15	650
El Salvador	189	-	-	-	-	33	33
Guatemala	188	157	-	-	-	-	157
Guyana	-	-	-	-	...
Haití	-	-	-	-	...
Honduras	340	24	-	-	-	-	24
Jamaica	-	68	-	-	-	-	68
México	3 300	(1 322)	(3 500)	960	1 340	285	7 407
Nicaragua	-	200	-	-	-	-	200
Panamá	470	238	-	-	-	-	238
Paraguay	90	40	-	-	-	-	40
Perú	1 965	216	-	-	-	-	216
República Dominicana	40	269	-	-	-	-	269
Uruguay	570	375	-	-	-	-	375
<u>Total programa 1974-1980</u>	<u>28 832</u>	<u>4 712</u>	<u>4 700</u>	<u>1 885</u>	<u>2 885</u>	<u>333</u>	<u>14 501</u>
<u>Capacidad instalada</u>							
<u>hasta 1973</u>	<u>21 824</u>	<u>16 157</u>	<u>3 154</u>	<u>1 110</u>	-	<u>(75)</u>	<u>20 496</u>
<u>Total</u>	<u>50 656</u>	<u>20 870</u>	<u>7 854</u>	<u>2 995</u>	<u>2 885</u>	<u>408</u>	<u>35 012</u>

Fuente: CEPAL a base de datos oficiales.

a/ Representa sólo la suma de las centrales termoeléctricas, nucleares y geotérmicas.

/¿Qué posibilidades

¿Qué posibilidades hay de sustituir el fuel oil por carbón nacional en los cinco países señalados como manera de paliar los efectos del alza de precio del combustible? Las perspectivas son sombrías. Al parecer, en estos países la competencia en la determinación de los precios entre el carbón nacional y el fuel oil es escasa o nula. Los datos que aparecen en el cuadro 20 indican que en estos países el costo por unidad de energía que se compra en forma de carbón es superior al de la energía que se compra en la forma de fuel oil, sin considerar las ventajas del fuel oil sobre el carbón en la combustión y otros aspectos. En síntesis, el precio del carbón con relación al del fuel oil lo fija el Estado y no las fuerzas competitivas del mercado, porque si ocurriera esto último la industria carbonífera de estos países estaría sujeta a presiones financieras mucho más serias que las que la afectan en la actualidad.

Además, dada la diferencia existente entre el precio por unidad de energía adquirida en forma de carbón y de fuel oil en 1973, de todas maneras el alza de precio del fuel oil en el período 1973-1974 (aproximadamente 0.01 a 0.02 dólares el litro, o 0.90 a 1.80 dólares por millón de kilocalorías, según indica el cuadro 16) haría que el precio de éste en 1974 todavía estuviera por debajo del precio del carbón producido en los países deficitarios de petróleo respecto de los cuales se dispone de estadísticas. Las consecuencias de lo anterior son obvias: aunque en el período 1973-1974 el precio del carbón nacional se hubiera mantenido inalterable (en la práctica ha aumentado de manera marcada), mientras el precio del fuel oil aumentaba 0.01 a 0.02 dólares por litro, los industriales del sector privado y las plantas termoeléctricas privadas todavía no tendrían un incentivo financiero para sustituir el fuel oil por carbón nacional en los principales países productores de carbón y deficitarios de petróleo.

Cuadro 20

AMERICA LATINA: PRECIOS DEL FUEL OIL, GAS NATURAL Y CARBON EN ALGUNOS PAISES DEFICITARIOS, 1973

(En las unidades que se indican)

País	Fuel oil:					Gas natural:			Carbón (producción nacional):		
	Poder calorífico (Kcals/kg)	Precio por kilo:		Precio en dólares por:		Poder calorífico (Kcals/m ³)	Precio en dólares por:		Poder calorífico (Kcals/kg)	Precio en dólares por:	
		Moneda nacional	Dólares	Tonelada métrica	10 ⁶ kcals		m ³	10 ⁶ kcals		Tonelada métrica	10 ⁶ kcals
Argentina	10 500	0.26 _a /	0.026	26	2.48	9 300	0.025 _b / 0.012 _c /	2.69 _b / 1.29 _c /	6 200	37	5.96
Brasil	10 500	0.158 _d /	0.026	26	2.48	9 300	0.015 _d /	1.61	5 000	38.4 _d /	7.68
Chile	10 500	1.30 _e /	0.019	19	1.81	9 300	6 900	31 _e /	4.49
México	10 500	0.14 _f /	0.011	11	1.05	9 300	0.008 ₄	0.90	6 300	25 _g /	3.98
Perú	10 500	0.78 _f /	0.020	20	1.90	9 300

Fuentes: Fuel oil y gas natural: en el caso del Perú, los precios fueron obtenidos de PETROPERU, op.cit., cuadro 12. Los precios para los cuatro países restantes fueron suministrados a la CEPAL por las oficinas regionales de las Naciones Unidas.

Carbón: para el Brasil, el precio fue obtenido de: 4º Congreso Brasileiro da Siderurgia, vol II, pág. 24. Para Chile, los datos sobre precios fueron proporcionados por la Compañía Carbonífera de Lota-Schwager. Los datos sobre precios para Argentina, México y Perú fueron suministrados por el Sr. R. Suárez, funcionario de la CEPAL, quien los obtuvo durante el curso de los debates celebrados en el Seminario Latinoamericano del Carbón y Coke para la industria Siderúrgica, auspiciado por ILAFA y que tuvo lugar en Caracas en mayo de 1972.

Nota: Se utilizaron los siguientes tipos de cambio para convertir los precios del combustible en moneda local a su equivalente en dólares.

Argentina 9.98 pesos = 1 dólar

Brasil 6.160 cruzeiros = 1 dólar

Chile 70 escudos = 1 dólar

México 12.49 pesos = 1 dólar

Perú 38.70 soles = 1 dólar

CEPAL estimó el poder calorífico de los combustibles.

a/ Junio de 1973.

b/ Año 1972, para uso doméstico hasta 200 m³ por día.

c/ Año 1972, para consumo de 100 000 m³ por día.

d/ Noviembre de 1973, para fuel oil y gas natural; diciembre de 1973, para carbón utilizado en la siderurgia.

e/ Marzo de 1973, el precio del carbón está fijado a boca de minas.

f/ Año de 1973.

g/ Año de 1972.

En síntesis, el grueso del carbón que producen estos países fluye a mercados protegidos de la competencia de precios: industrias metalúrgicas, de termoelectricidad y ferrocarriles de propiedad del Estado o controlados por éste.^{30/} Dadas las relaciones de precios entre el carbón y el fuel oil, las empresas privadas simplemente carecen del incentivo financiero para sustituir el primero por el segundo. Para que tenga lugar esta sustitución hay que canalizar la mayor producción de carbón hacia las empresas privadas a precios que sean lo suficientemente inferiores a los del fuel oil como para compensar los costos que generaría esta sustitución. Sin embargo, aunque se bajara el precio del carbón teniendo presente lo anterior, ello no significa que las empresas privadas sustituirían el petróleo por carbón. Para que esto sucediera sería necesario, además, que los consumidores potenciales de carbón confiaran en que en el futuro la relación entre el precio del carbón y el del fuel oil seguiría siendo favorable. En la práctica no resulta fácil modificar las expectativas en lo que toca a los precios relativos.

En todo caso, ¿hasta qué punto puede la industria carbonífera de estos países aumentar actualmente la producción en un esfuerzo por desplazar al petróleo (suponiendo que existe un incentivo de precio adecuado y que las expectativas de precios de los consumidores potenciales del carbón son favorables)?

En esta materia, las perspectivas son escasas aunque desde el punto de vista del sector público fuese deseable sustituir el petróleo por carbón nacional. La combinación de tecnología obsoleta, capacidad mínima de producción adicional y condiciones de extracción típicamente laboriosas descartan casi por completo la posibilidad de aumentar fácilmente durante esta década la producción de carbón en las industrias pertinentes de estos países. Para que aumente la capacidad de suministro deben realizarse grandes inversiones y el largo tiempo que debe

^{30/} Véase Ramón Suárez, El carbón latinoamericano y sus perspectivas (Documento Informativo Nº 3), preparado para este Simposio.

transcurrir entre el momento en que tiene lugar la inversión de capital y el momento en que se obtiene el mayor suministro impide que en el futuro próximo pueda aumentar sustancialmente la producción de las industrias carboníferas de estos países.

El mercado externo de carbón, que en 1972 suministró aproximadamente la cuarta parte del consumo total de carbón de la región, no alivia mucho la situación de los países latinoamericanos con déficit de petróleo que procuran sustituir este último por carbón. El componente de exportación de la industria mundial de carbón, en la que domina los Estados Unidos, ya ha llegado a su capacidad máxima y el precio mundial de las exportaciones de carbón aumenta de manera acentuada. Es probable que a los niveles alcanzados en la actualidad se haya anulado el incentivo financiero para sustituir el fuel oil por carbón importado en la región.

En los países latinoamericanos productores de carbón seguramente se incrementarán los planes para aumentar la producción. Sin embargo, antes de finalizar el presente decenio no hay que esperar que se produzca una ampliación importante de la actual capacidad. Hasta entonces, puede esperarse que el aumento inicial del costo del crudo transado en el plano internacional ocasione un marcado aumento del precio del carbón importado; que el precio (fijado administrativamente) del carbón nacional aumente al amparo del mayor precio del carbón importado y del fuel oil nacional; que volúmenes relativamente escasos de carbón utilizado como sustituto (más que nada en las industrias controladas por el sector público) agoten rápidamente la capacidad adicional de la industria carbonífera nacional y que la industria privada no tenga el estímulo financiero para sustituir el petróleo por carbón nacional y, finalmente, que el precio del carbón compense poco o nada el mayor precio de los combustibles en general en los países deficitarios.

El cuadro 21 señala los volúmenes relativamente grandes de gas que se queman en los países deficitarios de petróleo que producen gas natural en la región. A esta cantidad de gas disponible de inmediato hay que agregar los volúmenes adicionales de que podrá disponerse automáticamente como consecuencia del aumento del ritmo de producción de petróleo crudo nacional, puesto que las reservas de petróleo y gas de estos países a menudo se encuentran juntas.

De esta manera, a diferencia de lo que sucede en el caso del suministro del carbón nacional - en que el sector productor de la industria es el obstáculo inmediato al aumento del suministro -, las industrias productoras de gas natural de los países deficitarios de petróleo pueden incrementar de manera significativa el abastecimiento utilizando las instalaciones existentes. El principal obstáculo para sustituir los derivados del petróleo por gas natural nacional (por ejemplo, fuel oil, queroseno y energía eléctrica producida con petróleo) parece encontrarse en el sector de la comercialización y no en el sector productor de esta industria.

Sin embargo, hay casos en que podría aliviarse esta presión. En algunos mercados el aumento de la capacidad de bombeo, unida a nuevas instalaciones de distribución de gas, podría ser un medio factible para sustituir los derivados por gas natural dentro de un plazo relativamente corto. Asimismo, en algunas regiones tal vez sea factible realizar inversiones para aumentar la capacidad de almacenamiento de gas en los sitios de consumo recientemente conectados al sistema de distribución de gas, de tal modo que en los períodos de menor demanda podría bombearse el gas actualmente disponible en los sitios de producción, con el fin de almacenarlo en estas instalaciones para su uso ulterior.^{31/}

^{31/} Las instalaciones para licuar el gas natural en los sitios de producción, unidas a aquellas destinadas a deslicuarlo en los lugares situados cerca de los mercados, constituyen una inversión optativa que puede compararse con el aumento de las inversiones en instalaciones para la transmisión del gas natural. Sin embargo, por la misma razón que se ofrece en el párrafo siguiente, es probable que esta alternativa no rinda muchos frutos en lo que toca a acelerar el potencial de sustitución del petróleo por gas natural nacional en lo que queda del presente decenio.

Cuadro 21

AMERICA LATINA: PRODUCCION Y DESTINO DEL GAS NATURAL EN ALGUNOS PAISES, 1965, 1970 Y 1972

(Millones de metros cúbicos)

País y año	Producido	Reinyectado a/	Consumido	Quemado	Exportado	Convertido en gas licuado
Argentina						
1965	6 236	230	4 502	1 763	-	-
1970	7 665	8	6 102	1 598	-	-
1972	7 862	8	6 235	1 619	-	-
Bolivia						
1965	212	76	80	56	-	-
1970	866	551	99	169	-	-
1972	3 424	1 575	32	812	1 005	-
Brasil						
1965	683	263	90	330	-	-
1970	1 264	246	118	900	-	-
1972	1 242	401	228	612	-	-
Colombia						
1965	2 658	795	875	...	-	1 337
1970	2 971	937	1 343	569	-	1 931
1972	3 274	862	1 721	691	-	1 970
Chile						
1965	6 215	4 486	517 ^{b/}	...	-	4 448
1970	7 628	4 954	520 ^{b/}	...	-	4 111
1972	8 073	3 993	540 ^{b/}	...	-	4 351
Ecuador						
1965	251	-	...
1970	104	13	66	22	-	172
1972	88	13	54	14	-	167
México						
1965	13 965	1 251	8 930 ^{a/}	2 813	1 539	-
1970	18 839	294	12 206 ^{a/}	4 908	1 260	-
1972	18 697	396	12 504 ^{a/}	5 554	243	-
Perú						
1965	1 847	439	341	599	-	933
1970	2 119	205	395	1 033	-	655
1972	1 831	180 ^{b/}	420 ^{b/}	870 ^{b/}	-	550 ^{b/}
Trinidad y Tabago						
1965	3 263	392	1 174	...	-	273
1970	3 053	539	1 600	296	-	488
1972	2 768	261	1 618	397	-	549
Venezuela						
1965	40 846	17 720	6 538	16 052	-	536
1970	48 427	20 110	8 979	18 444	-	881
1972	46 020	20 514	9 524	14 527	-	1 455
Total						
1965	76 176	25 622	23 047	21 613	1 539	7 527
1970	92 936	27 857	31 368	27 939	1 260	8 298
1972	93 279	28 203	32 866	25 096	1 248	9 842

Fuente: CEPAL, a base de datos oficiales.

a/ Incluye el gas seco en los países donde el gas natural fue licuado.

b/ Estimado.

c/ Incluye gas natural importado.

/Sin embargo,

Sin embargo, incluso en los casos en que tales inversiones se justifiquen desde el punto de vista económico, probablemente tardarán varios años en realizarse y, por tanto, puede estimarse que en lo que queda del decenio, el potencial que ofrece esta fuente es cuantitativamente marginal. Desde el punto de vista material, será prácticamente imposible llevar a cabo mucho antes de que termine el decenio los planes que comienzan a elaborarse para ampliar las instalaciones de transmisión y distribución del gas natural (en contraposición a las instalaciones de distribución consideradas individualmente); durante lo que queda de los años setenta puede pasarse por alto el potencial de sustitución que requieren tales instalaciones conjuntas, más allá de la escala ya prevista.

En síntesis, el incremento de la demanda de gas natural provocado por el mayor precio de los productos de petróleo pronto violentará las instalaciones existentes de comercialización de gas natural, frenando el ritmo potencial de sustitución material del petróleo por gas natural producido en el país. Sin embargo, el excedente de gas natural en los sitios de producción indudablemente podrá utilizarse de manera económicamente útil en volúmenes mayores que antes, en la reinyección para mantener la presión de los pozos petrolíferos, a medida que aumente la producción interna de crudo al subir el costo por unidad.

Como en estos cinco países el Estado controla las tarifas que se cobran por el gas natural, su precio no surge de fuerzas que compiten en los mercados de energía en que se vende este combustible. Las cifras parciales que aparecen en el cuadro 20 indican que el precio del gas natural es inferior al del fuel oil, que es su principal competidor en lo que toca al contenido de energía. Dada la constante presión por mantener las divisas en los países productores y a la vez deficitarios de petróleo, no hay duda de que seguirá utilizándose el mismo criterio para fijar el precio del gas natural (con relación con el del fuel oil). De esta manera, puede considerarse que el alza de precio del fuel oil relacionado con el aumento del costo del crudo a 7 y 10 dólares el barril, de 0.01 a 0.02 dólares por litro respectivamente, o 0.90 a 1.80 dólares por millón de kilocalorías, podría

/tomarse como

tomarse como una aproximación burda al límite máximo de aumento del precio del gas natural en los mercados en que compite con el fuel oil. La incidencia del mayor costo del abastecimiento que no alcance a cubrirse con esta alza de precio probablemente se trasladará al mercado doméstico de gas natural de estos países, que es relativamente más pequeño y de menor elasticidad precio.

Al parecer, el principal medio para paliar los efectos financieros (aunque no económicos) del mayor precio de los combustibles en los países deficitarios y a la vez productores de petróleo de la región no estriba tanto en sustituir, durante los próximos años, el petróleo por gas, carbón o energía hidroeléctrica nacionales, sino en sustituir el crudo importado por crudo nacional. En los cinco países deficitarios donde existen de inmediato potencialidades de sustitución, ésta puede materializarse más fácilmente cuando el Estado es el único que participa en la actividad petrolera nacional. Anteriormente, en el cuadro 11, se presentó el grado de participación estatal en los principales sectores de actividad petrolera en estos cinco países.

El mayor precio del crudo importado es un incentivo inmediato para producir más crudo en el país sobre la base de las reservas comprobadas de este producto. El costo económico que representa no producir un barril adicional de crudo en el país lo da el costo de importar ese barril. A su vez, después de producido, el valor económico de un barril de crudo nacional lo da su costo de oportunidad (es decir, el valor que tendría el barril si se vendiera en el mercado internacional de crudo).

De esta manera, desde el ángulo económico se puede justificar la producción de crudo nacional en instalaciones estatales hasta el punto en que el costo económico por barril de crudo nacional iguale al precio (cif) que tiene para el refinador del país un barril de crudo importado.

Es evidente que para estos cinco países el alza de precio del crudo importado a 7 y 10 dólares por barril (fob, Golfo Pérsico) postulada para 1973-1974 representa un importante estímulo para abastecerse con crudo nacional. En efecto, pueden incorporarse a la

/producción los

producción los pozos cerrados y explotarse prácticamente todos los pozos utilizando técnicas de recuperación máxima, probablemente en forma remunerativa desde el punto de vista nacional.

Es posible que, de hecho, el principal obstáculo para aumentar la producción de crudo nacional durante los años setenta, a partir del actual mayor nivel de las reservas comprobadas de crudo de estos países, no sea tanto el mayor costo ocasionado por el aumento de la producción de crudo nacional con las instalaciones existentes, como la disponibilidad material y precio del equipo necesario, gran parte del cual se importa de empresas proveedoras de equipo para la producción de petróleo que probablemente están funcionando a alta capacidad.

El mayor precio del crudo importado no sólo estimulará el ritmo de la producción basada en las reservas "comprobadas" (históricamente) sino que además, inducirá a convertir las reservas probables pero no comprobadas (históricamente) en reservas comprobadas de niveles revisados de crudo nacional y, luego a explotarlas. La realidad es la siguiente: en estos cinco países y en cualquier otra parte, hay una gran variedad de esquemas de producción y desarrollo del petróleo crudo que se justificarán económicamente al costo económico de 7.00 a 10.00 dólares el barril (fob, Golfo Pérsico), más el costo del transporte y seguro, para el crudo importado. Probablemente el principal obstáculo para poner en ejecución los proyectos de desarrollo del petróleo crudo en lo que resta de los años setenta sea el mismo que el que se presenta para los proyectos de producción de petróleo a saber el suministro y precio del equipo necesario provisto por empresas proveedoras, en gran medida extranjeras, que ya están funcionando a alta capacidad.

Cuando el análisis pasa de la etapa de producción y desarrollo a la etapa de exploración en la industria abastecedora de crudo, la decisión de seguir o no adelante, depende mucho de las probabilidades estimadas de encontrar petróleo en cuanto ella condicionan el costo previsto de encontrar nuevas reservas en relación al costo previsto de desarrollar más reservas comprobadas. Sin embargo, para los efectos

/del presente

del presente análisis, lo más probable es que los proyectos de explotación de petróleo crudo de estos países influyan muy poco en el precio de los combustibles durante el resto de la década de 1970. En efecto, el plazo necesario para que éstos fructificaran sería demasiado largo como para que durante este período aumentara significativamente la afluencia de crudo más barato.

¿Qué efecto tendrá el mayor suministro de crudo nacional en el precio de los combustibles en estos cinco países? En términos generales, en ellos el Estado controla los sectores de producción y refinación de petróleo (véase nuevamente el cuadro 11). Fundamentalmente, puede entregar el crudo nacional a las refinerías del país a su costo financiero y, por hipótesis, trasladar el menor costo financiero del crudo nacional a los consumidores de derivados, o bien entregarlos al precio a que podría vender tal crudo en el mercado de exportación (es decir, a su costo de oportunidad, que es el valor económico de ese crudo).^{32/}

Los cálculos que figuran a continuación indican las consecuencias que entrañaría para el nivel general de precios el hecho de que el Estado entregara el crudo nacional a sus refinerías a su costo financiero, o de que lo entregara al costo de oportunidad. De esta manera, en la medida en que el país pueda producir crudo a un precio inferior al que le cuesta importarlo, estará en condiciones de reducir el costo financiero medio del crudo para sus refinerías, costo que presumiblemente se reflejaría en precios más bajos para los productos refinados que los que resultarían tanto si el Estado entrega el crudo nacional

32/ Obviamente, el Estado puede entregar el crudo a sus refinerías a precios que fluctúan entre su costo de oportunidad y el costo financiero de adquisición. Además, el Estado también tiene la opción de entregar el crudo nacional a sus refinerías a precios inferiores al costo financiero que entraña producir un barril de tal crudo (es decir, puede subvencionar a los consumidores de petróleo teniendo en cuenta el costo de oportunidad del crudo nacional para fijar el subsidio). Sin embargo, para los fines del presente estudio, se parte de la base de que como mínimo el costo financiero del suministro de crudo nacional se traslada a los refinadores y luego a los consumidores finales de derivados.

a su costo de oportunidad, como si hay una completa dependencia del petróleo importado. De esta manera, países como México y Argentina, que en la actualidad casi se autoabastecen en lo que toca al suministro de crudo, pueden paliar sustancialmente la presión alcista que ejerce el mayor costo del petróleo importado en los precios internos de la energía. Por otro lado, los otros catorce de los diecinueve países deficitarios que dependen por completo de las importaciones para su abastecimiento interno de petróleo no cuentan con esta forma de paliar el alza de precio de los derivados.

Así pues, en síntesis, llegamos a las siguientes conclusiones: primero, el alza de precio de los derivados en los diecinueve países deficitarios puede considerarse como una aproximación burda al mayor precio de los combustibles en ellos; y segundo, en los cinco países con insuficiente producción de petróleo, el mayor precio de los combustibles dependerá en gran medida desde el punto de vista financiero aunque no económico del grado en que el suministro de crudo importado de mayor precio pueda ser sustituido por crudo nacional más barato. Sin embargo, desde el punto de vista económico, el valor (neto) del petróleo nacional equivale a su precio de exportación menos los costos económicos en que se incurre al exportarlo, cualquiera que sea su precio en la economía del país.

3. El nivel general de precios

En el cuadro 22 figura una estimación de la presión alcista en el nivel general de precios para 1973 y 1974, relacionada con el traslado al nivel máximo de los precios de los derivados en los supuestos sobre el precio del crudo de 7.00 y 10.00 dólares (fob, Golfo Pérsico), respectivamente. Al precio de 10 dólares el barril, el alza se produce cuando el valor final de mercado de un barril de crudo sube de 8.55 en 1973 a 21.11 dólares en 1974; y a 7 dólares el barril, cuando tiene lugar un aumento comparable de 8.55 a 16.28 dólares por barril.

AMERICA LATINA: ESTIMACION DE LA PRESION ASCENDENTE INMEDIATA SOBRE EL NIVEL GENERAL DE PRECIOS EN LOS PAISES DEFICITARIOS, DEBIDO AL AUMENTO DE PRECIO DEL CRUDO IMPORTADO DE 2.20 DOLARES A COMIENZOS DE 1973 A 7 Y 10 DOLARES/BARRIL (PROMEDIO) EN 1974

(1973 = 100)

A	B: CRUDO IMPORTADO EXPRESADO EN PORCENTAJE DE PRODUCCION DE CRUDO a/					Niveles estimados (%) de:		
	País	A	B	C	D	País	A	B
VALOR AGREGADO EN EL SECTOR DE LA ENERGIA EXPRESADO COMO PORCENTAJE 1 DEL VALOR TOTAL AGREGADO 5	100	75	65	30	5	Argentina	3 - 4	5
	101	101	101	100	100	Brasil	3 - 4	75
	107	106	105	102	100	Chile	3 - 4	65
						México	3 - 4	5
						Perú	2 - 3	30
						Otros b/	2 - 4	100

a/ Para los países sin refinerías, se utiliza como referencia el porcentaje de dependencia de los productos de petróleo importado, (o sea, 100%).

b/ Corresponde a los otros 14 países deficitarios y consumidores.

Nota: A manera de ejemplo, las cifras 107 y 106 se obtienen de la siguiente manera:

$$107 = 100 (0.95) + 100 (0.05) + 100 [(1.47) (1.00) (0.05)]; \quad 106 = 100 (0.95) + 100 (0.05) + 100 [(1.47) (0.75) (0.05)].$$

En las cifras precedentes se supone que el precio del crudo importado aumentó un 355% de 2.20 dólares a comienzos de 1973, a 10 dólares en 1974. Esto se transformó en un aumento máximo de 147% del valor final de mercado por barril de crudo, o sea, de 8.55 dólares en 1973 a 21.11 dólares en 1974 (cuadro 7). Este 147% de aumento fue tomado como una aproximación gruesa del aumento máximo del precio de los combustibles. El supuesto de que el costo promedio por barril de crudo para las refinerías nacionales es igual al costo del crudo internacional, significa que, o la totalidad del crudo es importado o que el crudo nacional se vende a las refinerías del país a su costo de oportunidad. Si el crudo nacional se entrega a las refinerías del país a su costo financiero de suministro, entonces el impacto inflacionario del mayor precio del crudo importado se ve amortiguado en la medida en que esos suministros de crudo nacional más barato se mezclan con el crudo importado más caro.

Dicho de modo más concreto, el costo promedio por barril (C) de crudo para las refinerías nacionales está dado por el volumen de crudo nacional producido (a) en relación con el total de crudo (r) multiplicado por el costo financiero por barril de crudo nacional (D) más la participación del petróleo importado en la producción de las refinerías nacionales $(1 - a/r)$ multiplicada por el costo promedio del crudo importado (I); o sea:

$$C = \frac{a}{r} D + \left(1 - \frac{a}{r}\right) I, \text{ donde } a + (1 - a) = 1$$

Así pues, a medida que los gobiernos procuran incrementar el volumen de crudo nacional (a), tanto en términos absolutos como en relación con la producción de las refinerías nacionales (r), en respuesta al mayor precio de I, y con D aumentando a medida que la producción de crudo nacional aumenta ($D = f(a)$), la variación de C con respecto a (a) está dada por:

$$\frac{dC}{da} = \frac{d}{da} \left(\frac{a}{r} D + \left(1 - \frac{a}{r}\right) I \right)$$

$$\frac{dC}{da} = \frac{a}{r} \cdot \frac{dD}{da} + (D - I) \left[\frac{-adr}{da} + r \right]$$

Considerando que I permanece constante al nuevo nivel de, 7.00 ó 10.00 dólares fob, Golfo Pérsico, esta expresión revela que la tasa de aumento del costo promedio ponderado del crudo para las refinerías nacionales dependerá en gran medida del grado en que se eleva el costo financiero del crudo nacional en

Cuadro 22 (conclusión)

respuesta a su mayor producción. Cuando $D = I$, ya no existe ningún paliativo para el impacto inflacionario derivado de utilizar crudo nacional. Esto puede ocurrir de inmediato, si el crudo nacional se cotiza a su costo de oportunidad, en cuyo caso las cifras correspondientes a la columna del 100% son pertinentes, o mas adelante cuando, con una mayor producción de crudo nacional, su mayor costo de suministro equivalga al precio del crudo importado para las refinerías nacionales. Sobrepasado este punto de igualdad, la inflación está relacionada con los mayores niveles de utilización de crudo nacional.

En este contexto, las estimaciones de la presión ascendente sobre los precios presentadas en este cuadro, constituyen estimaciones mínimas, ya que no incluyen el efecto inflacionario derivado del mayor costo del crudo nacional a medida que su producción aumenta: (a) y (D) se mantuvieron constantes durante el proceso de cálculo de la presión ascendente sobre el nivel general de precios. Lamentablemente, no hubo datos con respecto a ningún país, con los cuales tratar estas variables al calcular la presión ascendente sobre el nivel general de precios.

La participación de la energía en los flujos del valor total agregado presentados en este cuadro son sólo estimaciones. Esta presentación permite al lector insertar sus propias estimaciones, si no concuerda con las aquí presentadas. La participación del crudo importado en la refinación total de los cinco países con producción insuficiente de petróleo está basada en los datos correspondientes a 1972 (1973, en el caso de México), consignados en los cuadros 36 y 38.

Como ya se señaló, la presión ascendente directa sobre el nivel general de precios presentada supra está basada en un incremento del valor promedio final de mercado de un barril de crudo, de 8,55 dólares a 21.11 dólares durante 1973-1974. Si dicho incremento fuera de 8,55 dólares a 16,28 dólares/barril (elevándose el precio del crudo fob de 2,20 dólares a 7,00 dólares/barril) la presión ascendente directa sobre el nivel general de precios sería la indicada a continuación. Los otros dos casos presentados en el cuadro 17. (en que el valor final de mercado de un barril de crudo aumenta del nivel mínimo de 6,42 dólares a comienzo de 1973 a 16,73 dólares y 12,76 dólares en 1974) generan presiones ascendentes directas sobre el nivel general de precios que son prácticamente idénticas a las de estos dos casos

		B				
		100	76	65	30	5
A	1	101	101	101	100	100
	5	105	104	103	102	100

Además, conviene señalar que las cifras de las presiones ascendentes sobre los precios que figuran en este cuadro se refieren a la presión ascendente directa sobre el nivel general de precios debida al mayor costo de los combustibles: éstas incluyen solamente la repercusión del mayor precio de los combustibles, y no el mayor precio de otros insumos que también se suben debido al mayor precio de los combustibles. En esta sección se consideran asimismo estos efectos indirectos sobre el nivel general de precios. En síntesis, en los países que tienen un 5% de intensidad de utilización de la energía y que confrontan el nivel máximo de precio de los combustibles, la presión ascendente sobre los precios, tomando en cuenta estos efectos indirectos, se elevaría de 7% a 14%, y para este mismo grupo de países enfrentados al incremento mínimo del precio de los combustibles, la presión ascendente sobre los precios se elevaría de 5 a 10%. Por último, estos cálculos no toman en cuenta las presiones sobre el nivel general de precios derivadas de las variaciones de precio de cualquier otro producto, o de las variaciones de la eficiencia con que los productos en general se utilizan en la economía. Por tanto, son cálculos muy aproximados.

//(Véase nuevamente

(Véase nuevamente el cuadro 16.) Además de los supuestos que figuran en los cuadros 7, 14 y 16, esta estimación considera implícitamente otros dos, a saber: primero, el crudo nacional se entrega a las refinerías del país a su costo de oportunidad o a su costo financiero, y se parte de la base de que este último costo no varía mucho en el período 1973-1974, y segundo, en este mismo período la proporción de crudo importado y nacional se mantiene constante.

Los dos supuestos anteriores sólo distorsionan la estimación de la presión alcista sobre el nivel general de precios 33/ en el caso de los cinco países latinoamericanos que son productores y a la vez deficitarios de petróleo. En el futuro próximo, como la industria abastecedora de crudo es una industria de costos crecientes, el primer supuesto subestima las fluctuaciones del nivel de precios cuando el petróleo se entrega a las refinerías a su costo financiero, en tanto que el segundo supuesto lleva a una subestimación (sobreestimación) en la medida en que el suministro de crudo nacional aumenta con menor (mayor) rapidez que el suministro de petróleo importado, también cuando el petróleo es entregado a su costo financiero. 34/

Las cifras que aparecen en el cuadro 22 sugieren las siguientes conclusiones fundamentales: 35/

33/ Desde el punto de vista técnico, el concepto de "nivel general de precios" utilizado aquí no es el corriente. En efecto, éste se basa en una técnica de medición que pondera las variaciones de precio de los productos individuales de acuerdo con la proporción que les corresponde en los gastos del consumidor nacional. Por otra parte, el concepto de nivel general de precios aquí utilizado pondera las variaciones de precio de determinados productos de acuerdo con su contenido relativo de energía.

34/ Véase el análisis de las notas del cuadro 22 para una elaboración más detallada de los supuestos considerados al elaborar este cuadro.

35/ La presión alcista en el nivel general de precio que aquí se discute no debe confundirse con un desplazamiento efectivo del nivel general de precios. En este punto se examina la primera sólo con referencia al aumento del precio de los combustibles, mientras que el último, obviamente refleja todos los factores que influyen sobre el nivel general de precios, de los cuales el de los combustibles, es sólo uno de ellos.

/a) Debido

- a) Debido al efecto combinado de un nivel relativamente alto de actividad económica con utilización intensiva de energía y un elevado grado de dependencia del crudo importado, Brasil y Chile confrontarían una presión alcista directa máxima en el nivel general de precios de aproximadamente 4 a 5 % el primero y 3 a 4 % el segundo, si las alzas de precio de la energía se limitaran al aumento máximo especificado y si el crudo nacional se entregara a las refinerías al costo financiero de adquisición. Por supuesto que si, como sucede en algunos países, el precio de los derivados aumentara más de lo necesario para cubrir tan sólo los mayores costos del crudo, la estimación de la presión ascendente directa en el nivel general de precios naturalmente sería sobrepasada.
- b) Considerados en conjunto, el Caribe, las repúblicas centro-americanas, el Uruguay y Paraguay, probablemente confrontarían una presión ascendente inmediata en los precios, de aproximadamente 3 a 6 %. En estos catorce países, la presión ascendente ejercida en los precios como consecuencia del mayor costo del crudo importado se atenúa sustancialmente por la actividad económica que despliegan, que se caracteriza por una utilización poco intensiva de energía. Pese a que esta presión ascendente inmediata en los precios no es una perspectiva alarmante para este grupo de países, las consecuencias varían mucho de una nación a otra. Por ejemplo, en 1972-1973 el índice de precios al consumidor en el Uruguay aumentó 119 %, mientras que en Honduras el aumento fue de 6 %.
- c) Desde el punto de vista financiero, el aumento de los precios al consumidor en los tres países restantes de los diecinueve deficitarios será relativamente pequeño debido al aumento máximo calculado del costo del crudo importado: aproximadamente 1 % en el caso del Perú y prácticamente 0 en los casos de México y Argentina, reflejando así en términos generales,

/el hecho

- el hecho de que casi se autoabastecen de crudo, y dado el supuesto de que el crudo nacional se entrega a las refinerías del país a su costo financiero y no a su costo de oportunidad.
- d) Si el crudo nacional se entrega a las refinerías del país a su costo de oportunidad, la presión ascendente inmediata en los precios en el caso de los cinco países con producción insuficiente de crudo también aparece en la columna del 100 % del cuadro 21. En este caso, la presión ascendente inmediata en los precios fluctuará entre 3 y 6 % para dichos países, al igual que en el caso de los demás países deficitarios (véase b) supra). Es probable que en estos cinco países resulte difícil reducir de manera significativa la presión ascendente inmediata en el nivel general de precios sustituyendo el crudo importado por nacional cuando el mercado interno de derivados se amplía rápidamente. Aunque estos países pueden aumentar su producción de crudo en el futuro inmediato, el marcado crecimiento porcentual del mercado interno de derivados podría violentar la capacidad de la industria nacional de petróleo crudo para conservar la participación que le corresponde en las necesidades totales de crudo. Además, a medida que aumenta la producción de crudo nacional, también aumentará el costo del suministro por unidad lo que, a su vez, aumentará el grado de presión inflacionaria. (Véase el análisis de este punto en la nota del cuadro 22.)
- e) Pese a que la presión inflacionaria inmediata del mayor precio de los combustibles varía de un país a otro, el patrón general de las alzas de precio en los países deficitarios indica que no hay motivo para alarmarse demasiado. Ello no sucedería así en el caso de los países deficitarios que, contando con muy pocas reservas cambiarias, optaran por fijar los precios del petróleo muy por encima de los aquí analizados, en un esfuerzo por reducir las importaciones de petróleo.

/Las estimaciones

Las estimaciones del potencial inflacionario directo que aparecen en el cuadro 22 reflejan la situación en que el mayor costo del crudo se traslada de inmediato a los consumidores del país, de acuerdo con un sistema determinado de distribuir los costos e impuestos industriales. Estas estimaciones se relacionan con la presión ascendente inmediata en el nivel general de precios debida al mayor costo de los combustibles. No incluyen el efecto del mayor costo de los combustibles en el costo de otros insumos de las industrias intermedias.

El cuadro 23 presenta una estimación aproximada de esta presión ascendente indirecta en el nivel general de precios. Las cifras de este cuadro indican que cuando el crudo nacional se entrega a su costo de oportunidad, esta presión ascendente indirecta en los precios probablemente será como máximo de la misma magnitud que la presión ascendente directa, es decir, aproximadamente 7 % en caso que los precios del combustible alcancen el nivel máximo y la intensidad de utilización de energía sea de 5 %; y aproximadamente 5 % si el precio del combustible es el mínimo y la intensidad de utilización de energía para la producción es la misma.

En el caso de muchos productos la presión ascendente directa en los precios debida al mayor costo de los combustibles es la fuente más importante de variación de precios. Tendrá lugar en forma más o menos simultánea si la incidencia del mayor costo del combustible se traslada a los consumidores. Por otra parte, la presión ascendente indirecta en los precios, que es de 5 a 7 % en los países cuya intensidad de utilización de energía para la producción es de 5 %, se desenvolverá en un período más largo, digamos uno o dos años. En otras palabras, el efecto que produce en un año la presión indirecta en los precios se diluye en el tiempo, en tanto que el efecto directo de 5 a 7 % se registra de inmediato, sin diluirse.

Cuadro 23

PRESION ASCENDENTE DIRECTA, INDIRECTA Y TOTAL SOBRE EL NIVEL GENERAL DE PRECIOS
DEBIDO AL MAYOR PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES, 1973-1974

(Incremento porcentual del nivel general de precios)

		Incremento del valor final de mercado de un barril de crudo entre comienzos de 1973 y 1974 (promedio)		
		Directa	Indirecta	Total
		De 8.55 a 21.11 dólares (véase cuadro 16)		
Nivel de utilización de la energía por la producción: (porcentaje)	1	.01	.01	.02
	5	.07	.07	.14
	De 8.55 a 16.28 dólares (véase cuadro 16)			
	1	.01	.01	.02
	5	.05	.05	.10

Nota: Las dos cifras que aquí figuran respecto a la presión ascendente directa sobre los precios fueron obtenidas del cuadro 22 (situadas en las columnas del 100% tanto en el texto como en la nota al pie de página, respectivamente). La presión ascendente total sobre los precios durante un período de tiempo (o sea, la suma de las presiones directa inmediata y de la indirecta subsiguiente) se calculó de la siguiente manera: Primero, se calculó por separado el coeficiente promedio combinado, directo e indirecto, de energía de las industrias intermedias; para Argentina, empleando los datos sobre insumo-producto de 1971, y para el Perú, empleando los datos de 1968. Segundo, cada uno de estos coeficientes de energía total se dividió por su respectivo coeficiente promedio de energía directa, dando una relación de 1.9 en el caso de Argentina y 1.6 para el Perú. Tercero, a los factores de presión ascendente directa se les aplicó el factor de 1.9, lo que dió una estimación de la presión ascendente total sobre los precios en el tiempo. Cuarto, la presión ascendente indirecta sobre los precios provocada por el mayor precio de los combustibles fue la resultante de la diferencia entre la presión ascendente total sobre los precios en el tiempo y la presión ascendente directa que ocurre en forma mas o menos rápida, si se traslada a los consumidores finales el mayor costo de los combustibles. En vista del método empleado, debe considerarse que las estimaciones de los efectos indirectos son sólo muy aproximados.

Debido a la intensidad relativamente alta de capital de los procesos productivos de Argentina, la aplicación del factor 1.9 debe considerarse como la estimación máxima del grado de la presión ascendente indirecta sobre los precios. Por este motivo, en muchos países deficitarios, la presión ascendente indirecta sobre los precios será mucho menor.

Por último, como se señala en el texto, el concepto de nivel general de precios que aquí se utiliza no es el habitual. Habitualmente en los informes sobre el nivel general de precios se aplican las ponderaciones de gastos de consumo a las variaciones de precios de los productos, en tanto que, el concepto de nivel general de precios que aquí se utiliza emplea implícitamente las ponderaciones de consumo de energía. Sin embargo, la diferencia de presión resultante con la aplicación de ambos sistemas de ponderación es quizá mínima.

Las cifras que aquí se presentan se refieren a la situación en que un país depende totalmente del petróleo importado o en que fija el precio de su petróleo nacional a su costo de oportunidad.

/Los gobiernos

Los gobiernos, por cierto, pueden optar por mantener invariable el precio del combustible o limitar su alza, a fin de evitar lo que consideran los efectos destructores de la inflación ocasionada por el mayor precio del petróleo. Los principales mecanismos que pueden utilizarse para hacerlo incluyen la reducción compensatoria de los impuestos que gravan los derivados; la manipulación de los tipos de cambio para la importación de petróleo, y la fijación de precios máximos de venta para los derivados (o bien, lograr el mismo objetivo a través del liderazgo del sector público en lo que toca a precios dentro de un sector de propiedad mixta de la energía), unida al otorgamiento de subsidios a las refinerías.

Si se rebajan los impuestos que gravan los derivados, por este sólo concepto se reducirán las entradas que percibe el gobierno central sin que los gastos disminuyan de manera similar. Esto resulta marginalmente inflacionario, a menos que el gobierno logre financiarse mediante la colocación de bonos en el sector privado o aumentando los impuestos. Además, este sistema no registra en el mercado la mayor escasez económica de petróleo y permite, ya sea total o parcialmente, su consumo e importación irrestrictos. Por último, esta opción reduce el incentivo de los consumidores del país a sustituir el petróleo importado por fuentes nacionales de energía. Si tal sustitución es deseable, para lograrla habría que otorgar subsidios, lo que aumentaría todavía más la presión inflacionaria relacionada con esta opción.

Por otra parte, los gobiernos pueden optar por mantener invariables los precios derivados (o paliar su alza) cubriendo directamente mediante subsidios los déficit que acuse el sector industrial de la energía. Obviamente, el efecto es inflacionario en la medida en que tales subsidios se paguen y financien sin aumentar los impuestos ni colocar bonos en el sector privado. Además, no frena ni el consumo de derivados, ni la importación de petróleo.

Si el Estado concede tipos de cambio de importación preferenciales a los importadores de petróleo, se podrían paliar o eliminar por completo los efectos inflacionarios inmediatos del mayor precio del petróleo importado, reduciendo con este fin las reservas cambiarias

/del gobierno

del gobierno central. Por ello pueden recurrir a esta opción los países cuya posición cambiaria inicial es sólida que tienen grandes perspectivas inmediatas en materia de exportaciones, o que reúnen ambas condiciones. Disminuiría o bien no afectaría la tasa de crecimiento de la demanda interna de derivados y no se atenuaría o se atenuaría parcialmente la utilización de estas reservas cambiarias para la importación de petróleo. Si se produce un fuerte aumento de las exportaciones ello podría compensar el uso de las reservas de divisas para este fin; de lo contrario, la creciente presión ejercida en las reservas podría traducirse en último término en mayores presiones inflacionarias, y llevar a la devaluación.

Salvo el caso de esta última opción, e incluso aquí con reservas, el mayor costo original del petróleo importado dará lugar a una presión ascendente inmediata en el nivel general de precios. Sin embargo, hay importantes diferencias entre el proceso inflacionario que se produce cuando el mayor costo del petróleo se traslada a los consumidores, y el proceso inflacionario provocado al establecer reducciones compensatorias de los impuestos que gravan los flujos de energía o al otorgar subsidios a la industria petrolera con el fin de paliar o eliminar el aumento de precio de los derivados.

En el primer caso, se frena la tasa de crecimiento del consumo interno de petróleo, pese a que la medida en que ello suceda será distinta de un país a otro, y la modalidad general de asignación de recursos (no solamente de los energéticos) en la economía es susceptible de variaciones que reflejan el mayor precio del petróleo y de los combustibles. En cambio, cuando se recurre a la reducción de los impuestos o a los subsidios directos compensatorios, ambos mecanismos de ajuste están total o parcialmente ausentes. Ninguno de ellos registra el grado de aumento de la escasez económica del petróleo y de los combustibles en la economía. Por tanto, se impide que los consumidores reaccionen ante esta realidad, y la reducción de las reservas cambiarias será mayor que si se permitiera que los precios de

/mercado reflejaran

mercado reflejaran esa mayor escasez. Por último, como de acuerdo con estas dos opciones de política el mercado no registra la mayor escasez de petróleo y combustibles, lo más probable es que los consumidores de energía, tanto finales como intermedios, sigan combinando los recursos económicamente escasos en una forma que en esencia no responde a la realidad económica.

4. La producción y el empleo

¿Qué efecto tendrá el mayor costo de los combustibles en la producción y el empleo en los países deficitarios de petróleo?

El mayor costo de los combustibles aumenta de inmediato el costo financiero variable del abastecimiento de todas las unidades productoras de la economía. Si se parte de la base de que este mayor costo se trasladará hacia adelante, los consumidores confrontarán un incremento del precio de todos los bienes y servicios de que disponen para el consumo. Lo anterior constituye una reducción inmediata de su ingreso real. Esto podría dar lugar a variaciones en la demanda del consumidor a la que los productores responderían a su vez, modificando el volumen de la producción y del empleo. Dentro de este sencillo esquema, las variables cruciales son el nivel alcanzado por el aumento inicial de precio de determinados bienes y servicios como consecuencia del mayor costo de los combustibles (o la medida en que disminuye el ingreso real de los consumidores) y, además, la severidad de la reacción de los consumidores ante las alzas de precios. Ambas afectarán las decisiones de producción y empleo de todas las unidades productoras de la economía.

¿Qué puede decirse del efecto que causa el mayor costo de los combustibles en el precio de determinados bienes y servicios cuando su incidencia se traslada al consumidor?

Un aumento directo de 7 % en el nivel general de precios (véase nuevamente el cuadro 22) por este sólo concepto significa una reducción inmediata equivalente del ingreso real del consumidor. Si el consumidor invierte, por ejemplo, aproximadamente 4 % de sus gastos totales

/en combustibles

en combustibles y el precio de los combustibles aumenta en un 147 %, es decir, \$ 21.11/\$ 8.55 (véase nuevamente el cuadro 17) la reducción del ingreso real debida al mayor precio de los combustibles sería aproximadamente de 2.4 % (es decir, $0.04 - 0.04/2.47$). El resto de la reducción directa del ingreso real del consumidor se relacionaría con el mayor precio de los bienes que no son combustibles, que el consumidor adquiere de las industrias intermedias, 4.6 % (es decir, $7.0 \% - 2.4 \%$).

Es probable que en el futuro inmediato el consumo de combustibles de las familias se vea adversamente afectado por las alzas de precio indicadas en el cuadro 16, pero hay fuerzas que modifican la gravedad de este efecto. El gasto en que incurrirán las familias en el futuro inmediato para obtener calor, luz, fuerza motriz y transporte privado lo dan en términos generales los costos variables del combustible (y de mantención) en juego, puesto que ya se pagó el costo de capital. No hay duda que los consumidores finales del país lograrán mayor eficiencia en el uso del queroseno, gas natural, electricidad y otros combustibles, pero quizá en muchos países el efecto de esa mejora en la demanda interna total y directa de combustibles sea mínimo. En las zonas rurales en que el ingreso medio por familia a menudo se acerca a los niveles de subsistencia, la reducción del consumo de energía por familia podría ser bastante marcada y ocasionar el regreso al empleo de la leña y otras fuentes tradicionales de energía.

Desde el punto de vista cuantitativo, los efectos en la demanda de productos de las industrias intermedias, sin considerar las de energía de los consumidores finales del país, serán mayores, puesto que alrededor de siete décimos de la reducción directa de 7 % del ingreso real de los consumidores se concentra en este componente de la demanda (es decir, $4.6 \% / 7.0 \% = 66 \%$). La disminución promedio del ingreso real de los consumidores por este concepto, que es de 4.6 %, significa que el precio de algunos productos aumentará menos rápidamente y el de otros con mayor rapidez, que esta

/tasa promedio.

tasa promedio. El cuadro 24 presenta una estimación de la presión alcista sobre los precios de varias clases de productos debida al aumento de los costos de la energía. Al trasladarse cada vez más a los consumidores la incidencia del mayor costo de la energía, no resulta difícil identificar las diferencias que presentan las alzas de precio de los productos que se deben a esos mayores costos. Como las técnicas de producción de las industrias básicas (es decir, agricultura, silvicultura, pesca y caza) utilizan relativamente poca energía, las alzas de precio debidas directamente al costo creciente de la energía en estas industrias, serán inferiores al promedio. Como es natural, en este caso la excepción más importante es la mayor presión que soportan los precios agrícolas como consecuencia del marcado aumento del costo de los fertilizantes.^{36/ 37/} Es probable que las alzas de precio ocasionadas directamente por el creciente costo de la energía también sean inferiores al promedio en alguna de las industrias terciarias (por ejemplo, banca, seguros y comercio mayorista y minorista). Por otra parte, las alzas de precio serán superiores al promedio en toda la gama de productos intermedios, particularmente los que tienen elevado contenido de metal (por ejemplo, los bienes de producción y consumo duraderos), o un alto contenido directo de energía (por ejemplo, transportes, papel, minería y productos químicos), o un alto grado de dependencia de los combustibles como insumo de materia prima (por ejemplo, productos petroquímicos, fertilizantes,^{38/} caucho sintético). La información que ofrece el cuadro 24 señala la modalidad que adopta la presión ascendente directa sobre los precios para un amplio grupo de clases de productos.

36/ Debido a que se combinan un aumento insuficiente de la capacidad y un mayor precio del petróleo, el costo del fertilizante urea ha aumentado de 62 dólares por tonelada en 1968 a alrededor de 225 dólares por tonelada en diciembre de 1973. Fuente: Memorandum de Robert S. McNamara, presidente del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, a los Directores Ejecutivos, de fecha 5 de marzo de 1974.

37/ Este tema está desarrollado en el informe del simposio: The Energy Crisis and Agriculture - A Background Assessment.

38/ Véase CEPAL, Fertilizantes: Perspectivas de abastecimiento y precios, documento preparado para este Simposio.

Cuadro 24

VARIACION ESTIMADA DE LA PRESION ASCENDENTE DIRECTA SOBRE LOS PRECIOS DE DIVERSAS CLASES DE PRODUCTOS DEBIDA A DIVERSOS GRADOS DE AUMENTO DEL COSTO DE LA ENERGIA, 1973-1974

(En las unidades que se indican)

	Coeficientes de energía directa estimados		Variación estimada de los coeficientes de energía directa: 1973		Incremento porcentual del costo de producción de determinadas clases de productos debido al incremento directo del costo de la energía relacionada con un incremento del valor final de mercado de un barril de petróleo en 1973 de:					
	Perú, 1968 (a)	Argentina, 1970 (b)	Baja (c)	Ele- vada (d)	6.42 dólares por barril al nivel de 1974 de:	8.55 dólares por barril al nivel de 1974 de:	12.76 dls/ barril (e)	16.73 dls/ barril (f)	16.28 dls/ barril (g)	21.11 dls/ barril (h)
Agricultura: Alimentos	.005	n.a.	.003		.01 -	.01 -	.01 -	.01 -	.01 -	.01 -
Industria	.019	n.a.	.012		.02 -	.03 -	.02 -	.03 -	.02 -	.03 -
Ganadería	(r)	n.a.								
Silvicultura, caza y pesca	(r)	n.a.								
Sector primario, total	.019	.005		.006	- .01	- .02	- .01	- .01	- .01	- .01
Textiles	.010	.012	.006	.015	.01 - .03	.02 - .04	.01 - .03	.01 - .03	.01 - .04	.01 - .04
Calzado	.004	.004	.003	.005	.01	.01	.01	.01	.01	.01
Vestuario	.003		.002		.01	.01	.01	.01	.01	.01
Muebles	.010	.012	.006	.015	.01 - .03	.02 - .04	.01 - .03	.01 - .03	.01 - .04	.01 - .04
Papel	.026	.019	.017	.024	.03	.04	.03	.03	.04	.04
Imprentas	.006		.004		.01	.01	.01	.01	.01	.01
Caucho	.020	.017	.013	.022	.03 - .04	.03 - .06	.03 - .04	.03 - .04	.03 - .05	.03 - .05
Productos químicos	.036	.026	.023	.033	.05 - .07	.06 - .08	.05 - .06	.05 - .06	.06 - .08	.06 - .08
Construcción	(r)	.023		.029	- .06	- .07	- .06	- .06	- .07	- .07
Equipos	n.a.	.011		.014	- .03	- .04	- .03	- .03	- .03	- .03
No eléctricos	.011	n.a.	.007		.01 -	.02 -	.01 -	.01 -	.02 -	.02 -
Eléctricos	.001	.009	.001	.011	.. - .02	.. - .03	.. - .02	.. - .02	.. - .03	.. - .03
De transportes	.028	n.a.	.018		.04 -	.05 -	.04 -	.04 -	.04 -	.04 -
Minerales no metálicos	.117	.080	.075	.101	.15 - .20	.19 - .26	.15 - .20	.15 - .20	.19 - .25	.19 - .25
Madera y corcho	.024	n.a.	.015		.03 -	.04 -	.03 -	.03 -	.04 -	.04 -
Minería: minerales y metales	.035	.022	.022	.028	.04 - .06	.06 - .07	.04 - .05	.04 - .05	.06 - .07	.06 - .07
Fabricación de metales	.016	.035	.010	.045	.02	.03	.02	.02	.03	.02
Metales básicos	.042		.027		.05	.07	.05	.07	.05	.07
Servicios	.028	n.a.	.018		.04 -	.05	.04 -	.04 -	.04 -	.04 -
Transportes	.104	.106(1)	.066	.135	.13 - .27	.17 - .34	.13 - .26	.13 - .26	.16 - .33	.16 - .33
Productos comestibles y bebidas	.010	.016	.006	.020	.01	.02	.01	.01	.02	.01
Tabaco	.001		.001	

(1) Incluye transportes, almacenamientos y comunicaciones.

Notas por columna:

(a) Los coeficientes directos de energía equivalen a la suma de los sectores 9 (Energía) y 25 (Fabricación del Petróleo y Carbón) que figuran en: Instituto Nacional de Planificación, Modelos Interindustriales de la Economía Peruana, Tabla Insumo-Producto 1968. (Lima, 1972), cuadro 3 - 3.

Cuadro 24 (conclusión)

- (b) Los coeficientes directos de energía equivalen a la suma de los sectores 11 (Combustibles y Derivados del Petróleo) y 18 (Electricidad, Gas y Agua) que figuran en: Secretaría de Planeamiento y Acción del Gobierno, Subsecretaría de Desarrollo, Modelo Económico Sectorial Dinámico. Actualización de la Matriz de Insumo-Producto a 1970, cuadro 49.
- (c) Cada uno de los coeficientes de la columna (a) fue incrementado en un factor de crecimiento anual compuesto de 5.0%, como tolerancia máxima para una producción con intensidad de energía creciente durante 1968-1973. A continuación cada coeficiente ajustado se redujo en 1973 en un 50% para establecer un coeficiente "bajo" de energía (o sea, bajo el cual prácticamente ninguna industria nacional estaría incluida).
- (d) Cada uno de los coeficientes de la columna (b) fue incrementado en un factor de crecimiento anual compuesto de 5.0%, como tolerancia máxima para una producción con intensidad de energía creciente durante 1970-1973. A continuación, cada coeficiente ajustado se incrementó en 1973 en 10% para establecer un coeficiente "alto" de energía (o sea, un coeficiente que prácticamente ninguna industria nacional sobrepasaría).
- (e) Los coeficientes de las columnas (c) y (d) están multiplicados por 1.99 (o sea, 12.76 dólares por barril : 6.42 dólares por barril).
- (f) Los coeficientes de las columnas (c) y (d) están multiplicados por 2.61 (o sea, 16.73 dólares por barril : 6.42 dólares por barril).
- (g) Los coeficientes de las columnas (c) y (d) están multiplicados por 1.90 (o sea, 16.28 dólares por barril : 8.55 dólares por barril).
- (h) Los coeficientes de las columnas (c) y (d) están multiplicados por 2.47 (o sea, 21.11 dólares por barril : 8.55 dólares por barril).
- (e)-(f) Las cifras en dólares por barril sobre las que se basaron los incrementos porcentuales de precio de la energía, fueron obtenidas del cuadro 13. Puede que las cifras no cuadren debido al redondeo.

Leyenda: (r): menos de 0.005 según lo consignado en los datos de la fuente original.

(n.a.): no disponible.

..: menos de 0.01 si se redondea.

Espacio en blanco: no calculable debido a que previamente correspondía a la anotación (r) o (n.a.).

/La reacción

La reacción de los consumidores al mayor precio de estos productos, ocasionada por el efecto directo del traslado a ese precio de la incidencia del mayor costo de los combustibles, podría ejercer una presión descendente inmediata en la demanda global. Si los precios aumentan en forma más o menos simultánea, es probable que los efectos potencialmente negativos en la producción y el empleo sean menores que si aumentan en forma brusca. Si los precios suben paulatinamente, las diferencias entre ellos serán menos pronunciadas que si lo hacen bruscamente y, por lo tanto, es probable que se recurra menos a sustitutos producidos en el país y que también sea menor la alteración, con el tiempo, de la modalidad de la producción y del empleo intermedio. Cuando los precios aumentan en forma más o menos simultánea, el principal peligro probablemente lo constituirá el incremento de la presión para que se sustituyan los productos nacionales por importaciones, peligro que también se presenta cuando los precios aumentan bruscamente.^{39/}

39/ Cuando la producción industrial de un país se desplaza desde artículos en cuya fabricación se utiliza más energía a otros que requieren menos (por ejemplo, de fibras sintéticas a naturales), como reacción ante un cambio inicial en el precio relativo de los productos, aumentará rápidamente el precio de los sustitutos y ahogará el impulso inicial de sustitución. Entretanto, podría producirse una alteración de la modalidad y niveles de producción y empleo cuyos beneficios económicos serían escasos o nulos. En general, parecería que en los países deficitarios el alcance potencial de este tipo de sustitución es bastante limitado. Al respecto, sin embargo, se plantea un peligro más grave, que es la sustitución de bienes que producen las industrias intermedias del país, con niveles muy inferiores de eficiencia en el uso de la energía, por bienes importados que tienen coeficientes relativamente altos de utilización de la energía. Además existe el riesgo de que productos nacionales que hacen uso relativamente intensivo de energía se reemplacen por artículos naturales importados cuya fabricación requiere menos energía (por ejemplo, caucho sintético por caucho natural importado, productos plásticos nacionales por artículos de madera importados, etc.). Al menos que se atenúe esta fuente de presión a través de la política comercial, podría agravarse su efecto en el balance de pagos de muchos países deficitarios de petróleo.

Los documentos complementarios preparados para el Simposio hacen un análisis detallado del efecto del alza de los precios de los combustibles en la agricultura, los fertilizantes, el transporte y la energía eléctrica.

/Cuando se

Cuando se introduce una presión ascendente indirecta en los precios - o una presión descendente en el ingreso real de los consumidores - (véase nuevamente el cuadro 23), aumenta considerablemente la presión alcista inmediata en los mismos. Por ejemplo, si tales presiones ascendentes indirectas en los precios tardaran uno o dos años como promedio en traducirse en un mayor precio de los productos, el alza de precio de los artículos intermedios que se producirá por este concepto sería aproximadamente de 4.7 % (es decir, 7 %/1.5 años). Por tanto, el máximo de presión ascendente inmediata en los precios sería de aproximadamente 12 % en el primer año (es decir, 7 % de presión directa más 4.7 % de presión indirecta), seguida de una reducción a 4.7 % en el año siguiente.

Es imposible expresar estas conclusiones en cambios cuantitativos de la producción y el empleo. Simplemente no se dispone de datos para hacerlo empíricamente en forma satisfactoria, ya sea en cada país deficitario o a nivel regional. Sin embargo, hay dos tipos de consecuencias que parecen evidentes: ante todo, la política fiscal y monetaria de los países deficitarios debe estar dispuesta a enfrentar de inmediato, aunque de distinta manera según el país, la perspectiva de que disminuyan los niveles de producción y empleo como consecuencia del mayor costo de los combustibles; y, segundo, por una parte la política de comercio exterior debe estar dispuesta a hacer frente a un probable aumento de la demanda de importaciones para sustituir los productos nacionales de mayor precio (como asimismo los insumos intermedios) ocasionado por el mayor costo de los combustibles y, por otra, constantemente habrá que asignar un alto orden de prelación al fomento de las exportaciones como parte de un esfuerzo por disminuir efectos posiblemente graves en la producción y en el empleo en algunos de los países deficitarios.

5. El balance de pagos

El cuadro 25 contiene datos de utilidad para medir la gravedad inmediata de las consecuencias del mayor costo del petróleo importado en la posición financiera internacional de los países deficitarios. Ofrece una comparación entre los mayores pagos que realizaron en 1974 determinados países deficitarios por concepto de petróleo importado, y su posición internacional individual en lo que toca a reservas en enero de 1974, después de rebajar el monto estimado del servicio de la deuda externa en ese año. Asimismo, señala la proporción que representaron en estos países las importaciones (netas) de petróleo dentro del total de sus importaciones (cif) en 1973 y la relación entre las reservas cambiarias (netas) a comienzos de 1974 y las importaciones (cif) en 1973.

Las estimaciones son aproximadas en varios sentidos. Ante todo, no incluyen la presión ascendente indirecta en el valor de las importaciones relacionada con el mayor costo en el tiempo de los insumos no combustibles necesarios para producir los artículos importados. Esta omisión es particularmente grave si se tiene en cuenta el marcado incremento que experimentaron los costos de muchas importaciones con relación a su nivel en 1973, como por ejemplo, los fertilizantes artificiales y los bienes de producción y de consumo duraderos. Segundo, las estimaciones no consideran las utilidades compensatorias que se obtienen en la forma de mayores entradas de divisas por concepto de reexportaciones, ni de la exportación de fuentes de energía nacionales en forma de productos para la exportación. Tercero, las estimaciones no toman en cuenta las alteraciones que pueden producirse en el balance de pagos de un país por razones analíticamente independientes del mayor precio del petróleo transado internacionalmente. Por ejemplo, en Brasil, Colombia, El Salvador, Guatemala y Haití se podría amortiguar la presión en la cuenta de petróleo a través de un aumento apreciable de los ingresos de exportación de café, y lo mismo sucedería si hubiese una bonanza para las exportaciones de cobre en Chile y Perú; de carne de vacuno en Argentina y Uruguay y de madera en Paraguay.

Cuadro 25
 AMERICA LATINA: DATOS SOBRE RESERVAS CAMBIARIAS, IMPORTACIONES TOTALES
 E IMPORTACIONES DE PETRÓLEO DE ALGUNOS PAISES, 1973-1974

(En las unidades que se indican)

País	Total de reservas internacionales, enero 1974	Servicio de la deuda externa en 1974	Reservas internacionales netas (RIN)	Total de importaciones, cif 1973	Importaciones de petróleo (netas), 1973	Relación del RIN con las importaciones totales, 1973 (%)	Variación del valor de las importaciones de petróleo, 1973-1974 (millones de dólares)	Relación de las importaciones de petróleo con las importaciones totales, 1973 (%)	Relación de la variación de valor de las importaciones de petróleo con las importaciones totales, 1973-1974 con el RIN (%)
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
Argentina	1 316a/	512	804	2 100	170	38	205	8	25
Brasil	6 109b/	329	5 980	6 650	780	87	1 325	12	23
Chile	134h/	312		1 500	120		280	8	
México	1 290a/	517	773	3 960	229	20	250	6	29
Pará	646n/	174	472	1 100	80	43	110	7	23
Uruguay	220a/	30	198	250	57	126	98	23	49
Paraguay	56e/	13	43	125	9	34	15	7	35
Guyana	16h/			175	19		56	11	
Guatemala	234g/	16	218	400	28	55	68	7	31
Costa Rica	41d/	15	26	410	26	6	34	6	169
El Salvador	63f/	11	52	360	20	14	31	6	60
Honduras	42j/	11	31	235	17	13	54	7	174
Jamaica	117a/	24	93	640	86	15	71	13	76
Nicaragua	128k/	21	107	240	21	45	22	8	21
Panamá	1 212l/	11	1 201	525	73	229	75	14	06
República Dominicana	59e/			440	56		94	13	
Barbados				162	12		15	7	
Haití	181/			85	5		7	6	

Fuentes por columna:

A: a/ International Financing Statistics, (IFS), junio de 1974, pág. 19.

b/ Ibid, pág. 19; la cifra corresponde a febrero de 1974.

c/ Corresponde a las reservas del Banco Central en enero de 1974, Ibid, pág. 291.

d/ Corresponde a las reservas del Banco Central en enero de 1974, Ibid, pág. 105.

e/ Corresponde a las reservas del Banco Central en enero de 1974, Ibid, pág. 117.

f/ Corresponde a las reservas del Banco Central en enero de 1974, Ibid, pág. 129.

g/ Corresponde a las reservas del Banco de Guatemala en enero de 1974, Ibid, pág. 159.

h/ Corresponde a las reservas del Banco de Guyana en enero de 1974, Ibid, pág. 163.

i/ Corresponde a las reservas del Banco Nacional en enero de 1974, Ibid, pág. 167.

j/ Corresponde a las reservas del Banco Central en enero de 1974, Ibid, pág. 171.

k/ Corresponde a las reservas del Banco Central en enero de 1974, Ibid, pág. 271.

l/ Corresponde a las reservas de Bancos de moneda escritural, segundo trimestre de 1973.

Ibid, pág. 287. De este total, las reservas cambiarias eran de 1 200 millones de dólares.

m/ Estimación que figura en el informe del BIRF, de fecha 5 de mayo de 1974, titulado Interim Report on the Additional External Capital Requirements of Developing Countries to Deal With the Effects of the Increased Prices of Oil and Other Commodities, cuadro VIII. La cifra corresponde a fines de 1973.

n/ IFS, junio de 1974, pág. 19. La cifra corresponde a noviembre de 1973.

B: CEPAL, a base de diferentes fuentes de información.

C: (A - B)

D: Estimaciones preliminares hechas por la División de Estadística de la CEPAL a base de datos del FMI.

E: BID, Departamento de Desarrollo Económico y Social, División de Estudios de Países, Impacto de la crisis del petróleo en América Latina en 1974, de fecha 24 de febrero de 1974, cuadro I. Los datos para Guyana fueron obtenidos de la fuente citada más adelante en G.

F: (C - E).

G: CEPAL, a base de diferentes fuentes de información.

H: (E - D).

I: (G - C).

Del mismo modo, la facilidad para obtener créditos internacionales y la evolución favorable de la relación de intercambio en determinados países aliviaría obviamente la presión financiera en la cuenta de petróleo. Por último, como se analizará más adelante, las estimaciones que presenta el cuadro 25 parten implícitamente de la base de que la producción y el intercambio mundiales no disminuirán espectacularmente debido al mayor precio de la energía u otras causas.

Las cifras que aparecen en el cuadro 25 indican que Argentina, Brasil, Guatemala, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay y Perú estarán en condiciones relativamente favorables para resistir los efectos financieros directos iniciales del mayor costo de las importaciones de petróleo en 1973 y 1974, si bien la capacidad varía mucho de un país a otro. Sin embargo, con posterioridad a 1974, la presión en las reservas de divisas se hará cada vez más grave en todos ellos. En 1973-1974 el aumento de los gastos en importaciones de petróleo en todos estos países no alcanza al tercio de las reservas cambiarias, descontado el servicio de la deuda externa. Además, la proporción que corresponde al petróleo en el total de importaciones (1973), aumentará a partir de una base relativamente baja.

Panamá se encuentra en una posición particularmente favorable, dada su firme posición financiera externa y a que el consumo interior de petróleo en el país es relativamente bajo. Lo mismo sucede con el Brasil, dada la firme posición crediticia del país en el plano internacional. Esta posición favorable se fortalece si se proyecta hacia el futuro próximo el marcado aumento de las exportaciones de café.

La posición del Perú en la materia también sería favorable por los altos precios de exportación del cobre, pescado y otros productos básicos y debería mejorar todavía más en 1976, cuando terminada la instalación del oleoducto de crudo hasta el Pacífico, Perú pueda convertirse en exportador de petróleo.

/La Argentina,

La Argentina, que casi se autoabastece de petróleo, mantiene una situación relativamente firme en materia de reservas, dispone en forma permanente de créditos externos y tiene perspectivas de seguir obteniendo divisas por las exportaciones de trigo y carne, se halla en posición bastante sólida para resistir la transición al precio internacional más elevado del petróleo.

La situación relativamente firme en materia de reservas de divisas y la reducida proporción que le corresponde al petróleo en el total de las importaciones en Guatemala, Nicaragua y Paraguay, también deberían suavizar los efectos negativos inmediatos del aumento de valor de sus importaciones de petróleo durante 1973 y 1974.

Lo mismo sucede, aunque en menor grado, con México. Sin embargo, si disminuyen las entradas del turismo como consecuencia del mayor costo de la energía en el plano internacional, se dificultaría considerablemente la adaptación del país al mayor precio mundial del petróleo. Por otra parte, el acceso relativo al crédito internacional que posee México es otra fuente de alivio potencial. Sin embargo, una vez más, como sucede en general con los países deficitarios latinoamericanos, la facilidad con que se aborde la transición a los nuevos precios dependerá del comportamiento de los precios y volúmenes exportados de los productos primarios que, en el caso de México, abarcan una amplia gama: algodón, azúcar, café, camarones y diversos metales.

En 1974 muchas repúblicas caribeñas y centroamericanas, conjuntamente con Chile y Uruguay, deberán confrontar presiones financieras mucho más duras como consecuencia del aumento previsto de sus gastos en importaciones de petróleo. En cuatro de estos países, el aumento previsto del valor de esas importaciones en 1973 y 1974 se aproxima o es superior al nivel de las reservas internacionales, excluido el servicio de la deuda externa en 1974. Estos países son Costa Rica, República Dominicana, Honduras y Guyana. En otros dos países de este grupo, El Salvador y Jamaica, el aumento previsto del valor de dichas importaciones en 1973 y 1974 supera los tres quintos de las reservas netas de divisas. Aunque sólo se dispone de informaciones parciales sobre Haití y Barbados, éstas indican que allí también se producirán graves presiones financieras.

/No se

No se dispuso del nivel real de las reservas internacionales de Chile a fines de 1973, pero la estimación del FMI que aparece en el cuadro 25 indica que en este país el mayor precio del petróleo importado provocará graves efectos financieros negativos. En efecto, aunque en 1974 se redujese a cero el servicio de la deuda externa, el valor de las importaciones de petróleo previstas en 1974 sería dos y media veces superior al nivel de sus reservas en divisas. Sin embargo, de mantenerse los altos precios del cobre y acelerarse la afluencia de créditos externos, Chile vería aliviarse la presión del mayor precio del petróleo en el balance de pagos. En todo caso, la presión será sumamente grande.

En el Uruguay, el mayor desembolso en importaciones de petróleo previsto durante 1973 y 1974 representa aproximadamente la mitad de las reservas cambiarias, excluido el servicio de la deuda externa correspondiente a 1974. Si siguen manteniéndose los precios mundiales de la carne, trigo y cuero, se aliviará la presión de los gastos en que debe incurrir el Uruguay por concepto de dichas importaciones, pero de todas formas, ella será grave. En 1973, de los países incluidos en el cuadro 25 era el Uruguay el que presentaba la relación más alta entre el petróleo y el total de las importaciones (23 %), y el marcado aumento de esta proporción previsto para 1974 entraña reducir la importación de muchos productos esenciales. Pese a que este efecto será general en los países deficitarios, en el Uruguay la restricción será particularmente severa.

Las observaciones anteriores se relacionan con la mayor presión sobre las reservas internacionales que se sentirá durante 1973 y 1974 en los países deficitarios latinoamericanos, únicamente como consecuencia del aumento previsto de los desembolsos por concepto de importaciones de petróleo en este período. Si se proyectan los efectos del alza en el primer año, es evidente que en el futuro inmediato podrían producirse graves presiones sobre el balance de pagos de todos estos países, las que, a su vez, pondrían en peligro la viabilidad de la economía y el bienestar de la población.

/El alza

El alza de los precios del petróleo y de la energía es un fenómeno mundial que provocará como reacción el alza de los precios de una amplia variedad de bienes y servicios transados internacionalmente. En el caso de los países latinoamericanos deficitarios, esto dará lugar a una importante presión negativa adicional en el balance de pagos. Como lo indican las cifras que figuran en el cuadro 26, estos países intercambian en el mercado internacional fundamentalmente productos que requieren uso intensivo de la tierra y la mano de obra, por productos que requieren uso amplio de capital y energía.

Cuadro 26
 AMERICA LATINA: EXPORTACIONES FOB E IMPORTACIONES CIF
 POR COMPOSICION, 1970
 (En las unidades indicadas)

Exportaciones (millones de dólares)	15 500	Importaciones (millones de dólares)	13 609
Productos básicos (porcentajes)	87	Bienes de consumo duraderos (porcentajes)	5
Manufacturas (porcentajes)	13	Bienes de producción duraderos (porcentajes)	36
		Combustibles (porcentajes)	6
		Otros (porcentajes)	53

Fuente: CEPAL, "América Latina: exportaciones de productos primarios y manufacturados según destino" ECLA/EST/DRAFT/70, 22 de noviembre de 1972. Cuadros 3 y 4, y el documento de trabajo denominado Importaciones clasificadas según la CUODE.

Cuando se tiene en cuenta el mayor costo no sólo de los combustibles importados sino también de los bienes duraderos importados, se fortalece aún más la conclusión de que en casi todos los países deficitarios el mayor costo del suministro de petróleo importado causará efectos fuertes y negativos.^{40/}

Estas estimaciones de la presión financiera externa suponen implícitamente que las variaciones del valor de las exportaciones de los países deficitarios no aumentarán la presión financiera ocasionada por el mayor costo de los combustibles. Aún es demasiado pronto para poder apreciar la exactitud de este supuesto. Sin embargo, la marcada disminución (5.8 %) que registró la tasa anual de crecimiento del PNB real de los Estados Unidos el primer trimestre de 1974 indica que quizás sea optimista.^{41/}

Ya se había sugerido que, pese a que el efecto directo del mayor precio del petróleo y de los combustibles en el nivel general de precios varía en los distintos países deficitarios, en general las perspectivas no eran alarmantes. Además, aunque era imposible cuantificar la conclusión, el efecto directo del mayor costo de la energía en la producción y el empleo en los países deficitarios planteaba un peligro inmediato, pero no demasiado grave.

En cambio, los efectos del mayor precio del petróleo en la posición financiera internacional de los países deficitarios es tan grave que efectivamente en muchos de ellos pone en peligro la viabilidad de la producción y el empleo y en mucho mayor medida que el peligro emanado directamente de ese mayor precio.

^{40/} La disminución de las divisas en los países deficitarios debida al mayor costo de las importaciones de capital, se examina en detalle en CEPAL, Incremento de las necesidades de inversión originadas en el aumento del precio del petróleo, documento preparado para el Simposio.

^{41/} "U.S. Reports GNP Declines by 5.8 %", International Herald Tribune, 9 de abril de 1974, pág. 7. Las cifras en que se basa el descenso de 5.8 % son preliminares. Los gastos en bienes duraderos disminuyeron 1 100 millones de dólares, en gran parte debido a la baja experimentada por las ventas de automóviles, hecho que indudablemente está muy relacionado con el mayor precio de la gasolina en el mercado estadounidense.

En cinco países, por ejemplo, es probable que los gastos en importación de petróleo en 1974 sean superiores a la cantidad de oro, divisas y derechos especiales de giro que mantienen esos países y a la situación de sus reservas en el Fondo Monetario Internacional. Partiendo de la base de que sus ingresos de exportación no aumentarán mucho más de lo previsto, deberán contratar de inmediato más créditos internacionales o disminuir el volumen de sus importaciones de petróleo y otros productos. Y en caso de que en estos países surja esta eventualidad, podrían disminuir marcadamente la producción y el empleo, lo que podría paliarse según la forma en que se distribuya en la economía el menor volumen de petróleo importado. Pese a que en los demás países deficitarios las perspectivas no son tan desoladoras, no hay duda de que en muchos de ellos existe peligro para la producción y el empleo, particularmente cuando, aparte el aumento de los gastos en importaciones de petróleo, se tiene en cuenta el mayor costo de las demás importaciones como consecuencia del alza de precio de este producto. Así pues, si la demanda global de los países desarrollados se mantiene estacionaria, en todos ellos se encuentran en peligro la producción, el empleo y el valor de sus monedas.

6. Perspectiva internacional y problemas que se plantean

El problema del mayor precio del petróleo no puede analizarse exclusivamente dentro del marco de los países latinoamericanos deficitarios ni sin hacer referencia a otros factores que afectan las perspectivas de crecimiento de la economía internacional. Los peligros directos que amenazan la producción y el empleo en esos países y que se deben al marcado aumento del costo de la energía, se presentan en todas las regiones del mundo, sean desarrolladas o en desarrollo. Cuando el problema de la fuerte alza del precio de la energía se sitúa en una más amplia perspectiva internacional, queda de manifiesto que el peligro a que están expuestos la producción y el empleo mundiales es grave, particularmente para los países en desarrollo de América Latina y otras regiones.

/Incluso antes

Incluso antes de que aumentaran los precios mundiales del petróleo a fines de 1973, el Banco Mundial había revisado su estimación de la tasa de crecimiento del producto nacional bruto real de los países de la OCDE para 1974 y había reducido la cifra. Frente al crecimiento de 6.6 % registrado en 1973, la tasa de crecimiento prevista para 1974 se redujo a 3.8 %. Sin embargo, en diciembre de 1973 y debido más que nada a que la relación de intercambio era favorable y a que los ingresos de exportación habían registrado un fuerte aumento, todavía se pensaba que los países en desarrollo podrían alcanzar una tasa de crecimiento medio de aproximadamente 6 % en el período comprendido entre 1973 y 1980, cumpliéndose así con la meta fijada en la Estrategia Internacional de Desarrollo para el Segundo Decenio de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

Estas expectativas se vieron seriamente amenazadas por el alza del precio mundial del petróleo en enero de 1974. En los cuadros 27 y 28 se presenta la estimación del Banco Mundial sobre las entradas de los gobiernos de los países de la OPEP (total y por barril), e indica que tales entradas aumentaron de 23 000 millones de dólares a 85 000 millones de dólares en los años 1973 y 1974 y que luego aumentarán a 100 000 millones y 171 000 millones en 1975 y 1980, respectivamente.

Las estimaciones del excedente en cuenta corriente de los países de la OPEP en 1974 varían mucho y una de ellas sitúa tal excedente en el margen de 50 000 a 66 000 millones de dólares.^{42/} Si esta suma no retornara a los canales financieros internacionales se reduciría en gran escala y de inmediato la producción y el empleo mundiales. El Banco Mundial estima que en 1974 el déficit en cuenta corriente de los países de la OCDE será de aproximadamente 44 000 millones de dólares y que el déficit de recursos de los países en desarrollo que requieren financiamiento internacional será del orden de 2 600 millones de dólares (6 800 millones de dólares en 1975).

^{42/} J.P. Grant, "Energy shock and the development prospect", versión preliminar, febrero de 1974. Asimismo, Grant estima que en los próximos años los países industrializados y de la OPEP deberían reinyectar anualmente alrededor de 10 000 a 20 000 millones de dólares en inversión y ayuda destinadas a los países en desarrollo no exportadores de petróleo.

Cuadro 27

ESTIMACION DE LOS INGRESOS FISCALES DE LOS PAISES DE LA OPEP, EN DETERMINADOS AÑOS, 1960-1980

(Millones de dólares)

(Revisada para reflejar los nuevos precios anunciados el 23 de diciembre de 1973, y vigentes a contar del 1º de enero de 1974)

País	1960	1965	1970	1971	1972	1973	1974	1975			1980			
								Bajos	Medianos	Altos	Bajos	Medianos	Altos	
Arabia Saudita	355	655	1 200	2 101	2 988	4 915	19 400	22 150	22 850	23 500	36 300	43 450	50 550	
Kuwait	465	671	895	1 439	1 600	2 130	7 945	8 450	8 700	9 000	10 250	12 250	14 300	
Abu Dhabi b/	-	33	233	418	538	1 035	4 800	6 400	6 550	6 750	12 400	14 750	17 150	
Qatar	54	69	122	185	247	360	1 425	1 600	1 650	1 700	2 400	2 900	3 350	
Iraq	266	375	521	840	802	1 465	5 900	7 300	7 550	7 750	13 650	16 750	19 800	
Iran	285	522	1 093	1 934	2 423	3 885	14 930	16 600	17 100	17 600	25 650	30 700	35 750	
Argelia b/	-	-	381	440	680	1 095	3 700	4 100	4 250	4 350	4 750	5 750	6 700	
Libia b/	-	371	1 295	1 846	1 705	2 210	7 990	9 750	10 050	10 400	10 550	12 850	15 100	
Nigeria b/	-	-	411	883	1 200	1 950	6 960	8 250	8 500	8 700	11 350	14 250	17 100	
Indonesia	185	284	480	830	2 150	2 100	2 200	2 300	2 400	2 950	3 500	
Venezuela	877	1 135	1 406	1 751	1 933	2 800	10 010	10 200	10 550	10 850	12 100	14 500	16 900	
Total	2 303	3 831	7 742	12 120	14 515	22 675	85 210	96 900	99 950	102 900	141 800	171 100	200 200	
Compuesto anual	<u>1960-65</u>	<u>1965-70</u>						<u>1970-75</u>	<u>1975-80</u>	<u>1975-80</u>	<u>1975-80</u>			
Crecimiento	10.7	15.2						65.0	7.9	11.3	14.2			
					<u>1972-73</u>	<u>1973-74</u>			<u>1973-80</u>	<u>1973-80</u>	<u>1973-80</u>			
					56.2	275.8			30.0	34.0	36.0			

Fuente: 1960-1970, Petroleum Information Foundation.

1971-1980, Petroleum Economics Limited and Bank estimates.

Los cuadros 27 y 28 fueron extraídos de BIRF, memorandum sec. M.74-24 del Secretario, R.S. McNamara, titulado: Implications of Increased Petroleum Prices since the Beginning of 1974, Cuadros 2a y 2b, (reproducidos íntegramente).

a/ En noviembre de 1973 Ecuador ingresó a la OPEP en calidad de miembro titular y Gabon en calidad de miembro asociado; estos países no se incluyen en el presente análisis.

b/ Libia y Abu Dhabi comenzaron a producir en 1961 y 1962, respectivamente. Argelia y Nigeria comenzaron a producir en 1958, pero no se dispone de cifras comparables correspondientes a la producción de sus años iniciales.

Los datos que figuran en este cuadro fueron publicados a comienzo de 1974. Es posible que posteriormente se hayan revisado las proyecciones que en él aparecen, y por lo tanto el cuadro se incluye aquí con esta salvedad.

Cuadro 28

ESTIMACION DE LOS INGRESOS FISCALES POR BARRIL DE LOS PAISES DE LA OPEP, a/ EN AÑOS DETERMINADOS, 1960-1980

(Dólares por barril)

(Revisada para reflejar los nuevos precios anunciados el 23 de diciembre de 1973 y vigentes a contar del 1º de enero de 1974)

País	1960	1965	1970	1971	1972	1973	1974	1975			1980		
								Bajos	Medianos	Altos	Bajos	Medianos	Altos
Arabia Saudita	.75	.83	.88	1.23	1.40	1.91	6.99	7.38	7.61	7.83	8.75	10.47	12.18
Kuwait	.77	.79	.83	1.23	1.40	1.89	6.97	7.35	7.58	7.80	8.71	10.43	12.15
Abu Dhabi b/	-	.33	.92	1.24	1.40	2.03	7.50	7.92	8.16	8.40	9.38	11.19	13.00
Qatar	.86	.82	.92	1.18	1.40	1.99	7.28	7.67	7.91	8.14	9.06	10.85	12.64
Iraq	.79	.82	.96	1.42	1.60	2.21	7.61	8.03	8.28	8.53	9.38	11.50	13.61
Iran	.80	.81	.82	1.24	1.41	1.90	7.06	7.45	7.68	7.90	8.83	10.57	12.30
Algeria b/	-	-	1.07	1.62	1.83	2.74	9.26	9.77	10.07	10.36	10.88	13.16	15.43
Libia b/	-	.84	1.09	1.87	2.13	3.07	9.51	10.00	10.33	10.65	10.90	13.24	15.58
Nigeria b/	-	-	1.04	1.58	1.84	2.72	8.70	9.20	9.48	9.75	10.60	13.30	16.00
Indonesia g/69	1.03	1.42	1.97	5.06	4.79	5.02	5.25	4.25	5.27	6.29
Venezuela	.89	.96	1.09	1.46	1.60	2.30	8.17	8.62	8.89	9.15	10.20	12.23	14.25

Fuentes: 1960-1970, Petroleum Information Foundation. 1971-1980, Petroleum Economics Limited and Bank Estimates.

a/ En noviembre de 1973 Ecuador ingresó a la OPEP en calidad de miembro titular y Gabon en calidad de miembro asociado; estos países no se incluyen en el presente análisis.

b/ Libia y Abu Dhabi comenzaron a producir en 1961 y 1962, respectivamente. Argelia y Nigeria comenzaron a producir en 1958, pero no se dispone de cifras comparables correspondientes a la producción de sus años iniciales.

g/ Los datos correspondientes a Indonesia proceden del último informe económico sobre Indonesia y comprenden tanto la empresa estatal Pertamina como los contratistas extranjeros. Pertamina paga pocos impuestos, y se espera que en el futuro aumente su participación en la producción total. Por consiguiente, el ingreso fiscal por barril de las exportaciones totales aumenta poco, aunque se espera que el ingreso proveniente de las exportaciones de los contratistas extranjeros aumente de alrededor de 1.57 dólares en 1972 a niveles que en 1980 serán comparables aproximadamente con los de las exportaciones procedentes del Golfo Pérsico.

Los datos que figuran en este cuadro fueron publicados a comienzo de 1974. Es posible que posteriormente se hayan revisado las proyecciones que en él aparecen, y por lo tanto el cuadro se incluye aquí con esta salvedad.

En marzo de 1974 el Banco Mundial revisó su pronóstico de tasas de crecimiento para los países de la OCDE y para una muestra de 40 países en desarrollo en el período comprendido entre 1974 y 1980. Este pronóstico revisado presupone, entre otras cosas, que el inmenso problema de pagos que confrontan los países de la OCDE será manejado en forma de evitar graves trastornos económicos.

Las dos trayectorias de crecimiento alternativas que presenta el Banco para los países de la OCDE en el período de 1974 a 1980 aparecen en el cuadro 29. Se derivaron las consecuencias de estas modalidades de crecimiento optativas para los países en desarrollo, y se llegó a la conclusión de que, debido en gran medida a una reducción del volumen de las exportaciones, a la baja del precio de los productos básicos (véase el cuadro 30) ^{43/} y al deterioro de la relación de intercambio (véase el cuadro 31), en el período 1974 a 1980 empeoraría marcadamente la capacidad de importación de los países en desarrollo. (Véase el cuadro 32.)

Partiendo de la base de que no se producirían cambios en las corrientes de capital hacia las economías en desarrollo, se formularon proyecciones para el crecimiento del producto real total de esas economías entre 1973 y 1980 que aparecen en el cuadro 33.

Las cifras indican que, aunque la política monetaria internacional en los países de la OCDE lograra evitar que se produjesen trastornos económicos, de todas formas habría una acentuada desaceleración del ritmo del crecimiento medio del producto real total de los países en desarrollo, por debajo de los niveles previstos hace sólo algunos meses. De acuerdo con la trayectoria de crecimiento más optimista de los países de la OCDE, la tasa media de crecimiento del producto real total en los países en desarrollo sería de 4.9 % en el período comprendido entre 1973 y 1980, 18 % inferior a la tasa prevista en diciembre de 1973. De acuerdo con la otra proyección de crecimiento, la tasa de crecimiento comparable sería de 1.9 %, es decir, 68 % por debajo de la estimación de 6 % hecha por el Banco Mundial en diciembre de 1973.

^{43/} Véase el documento preparado para el Simposio que examina los precios recientes del petróleo en el contexto de los precios de otros productos básicos.

Cuadro 29

SUPUESTOS ALTERNATIVOS DE LAS TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DEL
FNB DE LAS REGIONES DESARROLLADAS, 1974 A 1980

(Porcentajes anual)

	1972 (Real)	1973 (Estimada)	Variante elevada			Variante baja		
			1974	1975	1976- 1980	1974	1975	1976- 1980
Japón ^{a/} y Oceanía	8.5	10.3	4.0	6.0	7.0	3.0	5.0	7.5
Europa Occidental	4.3	6.0	2.0	2.5	5.5	0.5	1.5	3.0
Estados Unidos y Canadá	6.1	6.1	2.3	3.5	6.0	1.5	2.5	3.5
Promedio de todos los países de la OCDE	5.7	6.6	2.4	3.5	6.0	1.3	2.5	3.9

Fuente: BIRF, Memorandum de fecha 5 de marzo de 1974, titulado: Interim Report on the Additional External Capital Requirements of Developing Countries to Deal with the Effects of the Increased Price of Oil and Other Commodities, Cuadro 1, pág. 3 (reproducido íntegramente).

^{a/} Los patrones de crecimiento alternativo para el Japón, que revelan una mayor tasa de crecimiento a largo plazo en la variante baja, reflejan patrones alternativos de ajuste a un menor consumo de energía en la industria. Un ajuste rápido reduciría el crecimiento en los años iniciales pero permitiría tasas más elevadas en los años venideros, en tanto que un menor grado de éxito mantendría una tasa más elevada de crecimiento en los años iniciales pero disminuiría a la larga el potencial de crecimiento.

Los datos que figuran en este cuadro fueron publicados a comienzo de 1974. Es posible que posteriormente se hayan revisado las proyecciones que en él aparecen, y por lo tanto el cuadro se incluye aquí con esta salvedad.

INDICES DE PRECIOS REALES Y PREVISTOS DE PRODUCTOS BASICOS, EN AÑOS DETERMINADOS, 1972-1980

(En dólares)

1967-1969=100

Producto	Precios reales			Precios previstos		
	1972	1973	Enero 1974	1974	1975	1980
Petróleo	146	208	665	665	665	923
<u>Alimentos</u>						
Cacao en grano	89	181	181	181	181	181
Café	125	155	174	175	163	175
Té	98	100	117	116	121	128
Azúcar (Mundo)	317	413	647	783	522	522
Azúcar (Estados Unidos)	123	137	169	215	185	209
Bananas	107	114	n.a.	120	125	150
<u>Productos de ganadería</u>						
Carne de vacuno	159	207	216	231	231	271
Cuernos y pieles	163	205	n.a.	216	237	289
<u>Cereales</u>						
Trigo	106	219	319	284	299	239
Arroz	74	177	271	177	164	152
Maíz	110	192	240	235	216	196
Sorgo	114	190	236	224	214	194
<u>Grasas y aceites</u>						
Aceite de coco	64	89	n.a.	123	123	117
Copra	66	166	352	144	140	133
Aceite de cacahueta	144	185	325	240	233	205
Cacahuete	142	207	278	214	213	286
Aceite de palma	114	201	303	206	205	200
Harina de pescado	165	374	418	414	414	431
Harina de soya	133	443	n.a.	284	268	289
<u>No alimentarios</u>						
Algodón	127	177	300	267	250	217
Yute	111	105	n.a.	121	126	140
Sisal	142	303	n.a.	246	200	196
Lana	141	304	317	230	261	275
Caucho	82	164	252	191	159	205
Tabaco	101	103	n.a.	106	113	146
<u>Madera</u>						
Troncos	103	168	242	175	193	300
<u>Metales y minerales</u>						
Cobre	83	140	159	155	138	172
Plomo	119	169	223	157	144	204
Estafío	115	147	199	168	168	235
Zinc	138	311	486	395	242	302
Bauxita	130	140	n.a.	200	220	300
Mineral de hierro	108	157	n.a.	137	130	159
Mineral de manganeso	100	113	170	100	93	155
<u>Índice de precios de exportación</u> (en dólares) del equipo según su procedencia: a/						
Francia	120	155	-	-	-	231
República Federal de Alemania	146	186	-	-	-	277
Italia	130	153	-	-	-	228
Japón	140	182	-	-	-	271
Reino Unido	142	156	-	-	-	232
Reino Unido	117	133	-	-	-	198

Fuente: Reproducido íntegramente de BIRP, Memorandum de fecha 5 de marzo de 1974, op.cit., anexo B, cuadro III.

Nota: n.a. = No disponible

a/ Estimado para 1973 y 1980, suponiendo que no varían los tipos relativos de cambio con posterioridad a 1973.

Los datos que figuran en este cuadro fueron publicados a comienzo de 1974. Es posible que posteriormente se hayan revisado las proyecciones que en él aparecen, y por lo tanto el cuadro se incluye aquí con esta salvedad.

Cuadro 31

RELACION DE INTERCAMBIO DE 40 PAISES EN DESARROLLO: 1972-1980

(1967-1969 = 100)

	Proyecciones de diciembre de 1973			Proyecciones de marzo de 1974					
				Variante elevada			Variante baja		
	Altos ingresos	Medianos ingresos	Bajos ingresos	Altos ingresos	Medianos ingresos	Bajos ingresos	Altos ingresos	Medianos ingresos	Bajos ingresos
1972									
(Actual)	105	106	106	105	106	106	105	106	106
1973									
(Est.)	123	122	111	123	122	111	123	122	111
1974	104	103	90	103	102	89	103	101	89
1980	104	103	89	98	97	82	88	87	70

Fuente: Reproducido íntegramente de BIRF, memorandum de fecha 5 de marzo de 1974, *op.cit.*, cuadro V, Pág. 7.

Nota: En 1971, los países se dividían según su ingreso en: alto; FNB per cápita superior a 340 dólares, mediano: 200-340 dólares; y bajo: inferior a 200 dólares.

Los datos que figuran en este cuadro fueron publicados a comienzo de 1974. Es posible que posteriormente se hayan revisado las proyecciones que en él aparecen, y por lo tanto el cuadro se incluye aquí con esta salvedad.

Cuadro 32

TASAS DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL DE LA CAPACIDAD IMPORTADORA DE LOS
INGRESOS DE EXPORTACION DE 40 PAISES EN DESARROLLO, 1973-1980

Grupo	Proyecciones de diciembre de 1973	Proyecciones de marzo de 1974	
		Variante elevada	Variante baja
Altos ingresos	9.0	7.9	4.7
Medianos ingresos	7.2	6.1	2.9
Bajos ingresos	3.9	2.6	-1.0

Fuente: Reproducido íntegramente de BIRF, memorandum de fecha 5 de marzo de 1974, op.cit., Cuadro VI, pág. 8.

Nota: En 1971 los países se dividían según su ingreso en: alto, FNB per cápita superior a 340 dólares, mediano: 200-340 dólares; y bajo: inferior a 200 dólares.

Los datos que figuran en este cuadro fueron publicados a comienzo de 1974. Es posible que posteriormente se hayan revisado las proyecciones que en él aparecen, y por lo tanto el cuadro se incluye aquí con esta salvedad.

Cuadro 33

TASAS DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL DEL FNB DE 40 PAISES EN DESARROLLO, 1973-1980

Grupo	Proyecciones de diciembre de 1973	Proyecciones de marzo de 1974	
		Variante elevada	Variante baja
Altos ingresos	7.3	6.5	3.9
Medianos ingresos	6.2	5.3	2.3
Bajos ingresos	3.3	2.4	-0.2
de los cuales:			
India	2.4	1.6	-0.7
Otros países	4.9	3.8	0.7
Promedio	6.0	4.9	1.9

Fuente: Reproducido íntegramente de BIRF, memorandum de fecha 5 de marzo de 1974, *op.cit.*, cuadro 8, pág. 9.

Nota: En 1971 los países se dividían según su ingreso en: alto, FNB per cápita superior a 340 dólares, mediano; 200-340 dólares, y bajo: inferior a 200 dólares.

Los datos que figuran en este cuadro fueron publicados a comienzo de 1974. Es posible que posteriormente se hayan revisado las proyecciones que en él aparecen, y por lo tanto el cuadro se incluye aquí con esta salvedad.

/Estas proyecciones

Estas proyecciones entrañan que, en el mejor de los casos, algunos países en desarrollo latinoamericanos y de otras regiones podrían alcanzar la meta de crecimiento del producto de 6 % formulada para el Segundo Decenio de las Naciones Unidas para el Desarrollo, pero muchos no; y que en el peor de los casos, muchos de estos países latinoamericanos y de otras regiones confrontan la perspectiva de un crecimiento insignificante, o de un descenso efectivo del nivel del producto real por habitante en el período comprendido entre 1973 y 1980.

De este breve análisis de las perspectivas de crecimiento de la economía mundial fluyen varias conclusiones generales. Ante todo, no hay duda de que la medida en que pueda evitarse que se produzcan trastornos económicos, tanto en los países desarrollados como en aquellos en desarrollo, depende directamente de la capacidad que tenga la comunidad económicamente desarrollada de idear formas aceptables para canalizar los excedentes comerciales de los países de la OPEP y, sobre todo, de los países árabes exportadores de petróleo, hacia inversiones internacionales. Como, de realizarse estas inversiones, el grueso de ellas se harían en los países desarrollados, depende pues también de ellos el éxito que se logre en elaborar otro conjunto de mecanismos para encauzar hacia las economías en desarrollo una parte de las grandes corrientes de capital que llegan a los países desarrollados desde los países de la OPEP. Si esto no prospera, podrían materializarse las menores tasas de crecimiento del producto nacional bruto real previstas para los países en desarrollo y que aparecen en el cuadro 33.

Segundo, indudablemente el problema que plantean los grandes excedentes en cuenta corriente que acusan los países de la OPEP hace peligroso adoptar un criterio parcial, pues se trata de un problema internacional por excelencia. Los principales participantes en la elaboración de los mecanismos necesarios son los países exportadores de petróleo, los países desarrollados y las instituciones internacionales de crédito, incluido el Fondo Monetario Internacional,^{44/} el

^{44/} Véase el documento preparado para el Simposio que se refiere a los arreglos monetarios internacionales y la crisis de la energía.

Banco Mundial, los bancos internacionales de carácter regional y las Naciones Unidas. Aún es prematuro juzgar si en definitiva bastará con los mecanismos que actualmente se consideran, pero es bastante claro que, desde el punto de vista de los países en desarrollo latinoamericanos, todavía queda mucho por hacer.

Tercero, dentro del grupo de las economías en desarrollo, hay que distinguir las condiciones de acceso al capital. Las economías relativamente desarrolladas de este grupo tienen acceso a mercados internacionales de crédito, que no están al alcance de los países en desarrollo de menor ingreso.^{45/} Estos países menos afortunados deben depender de sus escasas reservas cambiarias y la única otra forma en que podría paliarse su problema financiero sería que los gobiernos extranjeros y las instituciones financieras internacionales aportaran capitales, de preferencia en condiciones concesionales.

El cuadro 34 ofrece una estimación aproximada del déficit financiero internacional para diez países latinoamericanos en 1974 y 1975. Algunos países tienen acceso a mercados de capital de acuerdo con las condiciones tradicionales, que podrían constituir un importante medio para satisfacer sus déficit financieros en estos años. Sin embargo, éste no es el caso de la mayoría de los países latinoamericanos importadores de petróleo y muchos de ellos necesitarán mayores créditos en términos concesionales o semiconcesionales, si se quiere evitar serios trastornos económicos. El cuadro 35 ofrece la escala de financiamiento adicional y las condiciones en que ese financiamiento se requiere, respecto de todos los países en desarrollo, para 1974 y 1975.

^{45/} Sin embargo, incluso en este caso es posible que algunos de los países en desarrollo de mayores ingresos comprueben que se les dificulta el acceso a estos mercados de capital. Por ejemplo, estos países estarán compitiendo con los países desarrollados en los mercados de eurodólares y eurobonos y, además, la capacidad crediticia de muchos países en desarrollo de ingresos más altos se verá adversamente afectada por las consecuencias del alto precio del petróleo en el balance de pagos, lo que hará relativamente más difícil que tales países comercialicen sus bonos en los mercados de países extranjeros.

Cuadro 34

AMERICA LATINA: ESTIMACION DE LOS DEFICIT DE LA BALANZA DE PAGOS EN 1974 Y 1975 DE 10 PAISES, FUENTES
POSIBLES DE FINANCIAMIENTO PARA DICHO DEFICIT, Y DEFICIT REMANENTE QUE DEBE FINANCIARSE

(Millones de dólares)

País	Estimación actual del déficit de recursos		Estimación de los incrementos de las transferencias netas de capital disponibles para satisfacer el déficit de recursos		Financiación adicional neta necesaria		Utilización potencial de las reservas y de los recursos del FMI b/		Déficit remanente que debe financiarse	
	Incre- mento en 1974	Incre- mento en 1975	Incre- mento en 1974	Incre- mento en 1975	1974	1975	1974	1975	1974	1975
	compa- rado con 1973	compa- rado con 1973	compa- rado con 1973	compa- rado con 1973						
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
Argentina	544	400	56	112	488	288	260	131	228	157
Bolivia	-79	-92	-28	-37	-51	-55	14e/	25e/	-	-
Brasil	601	1 180	-269	-263	870	1 443	1 296	1 122	-	321
Chile d/	-5	-68	-269	-411	264	343	158	85	106	258
Colombia	-25	0	-4	-9	-21	9	107e/	111e/	-	-
Guatemala	87	132	19	30	68	102	42	34	26	68
México	206	83	70	128	136	-45	271	191	-	-
Perú	-109	-18	-30	-48	-79	30	118	127	-	-
República Dominicana	-8	94	10	25	-18	69	44	13	-	56
Uruguay	48	105	-11	2	59	103	32e/	0e/	27	103

Fuente: Extracto de la información que figura en BIRF, memorandum de fecha 5 de marzo de 1974, *op.cit.*, Anexo B, cuadro IX.

a/ Incluye las transferencias netas de capital público y a largo plazo, las inversiones extranjeras directas netas, las transferencias públicas y privadas y las remesas de trabajadores. Quedan excluidos los flujos privados autónomos, los cambios de reservas, el capital a corto plazo, y los préstamos privados a largo plazo.

b/ Véase nota técnica en el documento fuente.

c/ Reservas únicamente, puesto que se considera que el país es exportador de petróleo y por tanto no se supone que tenga derecho a los recursos especiales que otorga el FMI respecto al petróleo.

d/ Estos cálculos no contemplan negociación alguna de la deuda. Todos los datos son estimaciones provisionales.

e/ Recursos del FMI únicamente.

Los datos que figuran en este cuadro fueron publicados a comienzo de 1974. Es posible que posteriormente se hayan revisado las proyecciones que en él aparecen, y por lo tanto el cuadro se incluye aquí con esta salvedad.

Cuadro 35

DEFICIT DE RECURSOS DE LOS PAISES EN DESARROLLO QUE DEBERA FINANCIARSE EN
1974 Y 1975, SEGUN LAS CONDICIONES DE CREDITO REQUERIDAS

(En miles de millones de dólares)

	Condiciones convencionales	Condiciones intermedias	Condiciones favorables	Total
<u>Los 40 países en desarrollo</u>				
Déficit de recursos que deberá financiarse:				
en 1974	1.1	0.4	0.6	2.1
en 1975	3.1	0.9	1.8	5.8
<u>Todos los países en desarrollo</u>				
Déficit de recursos que deberá financiarse:				
en 1974	1.3	0.5	0.8	2.6
en 1975	3.7	1.0	2.1	6.8

Fuentes: BIRF, memorandum de fecha 5 de marzo de 1974, *op.cit.*, cuadro 10, pág. 17, (reproducido íntegramente).

Los datos que figuran en este cuadro fueron publicados a comienzo de 1974. Es posible que posteriormente se hayan revisado las proyecciones que en él aparecen, y por lo tanto el cuadro se incluye aquí con esta salvedad.

/Finalmente, aunque

Finalmente, aunque la idea está contenida implícitamente en el análisis anterior, hay que precisar que la necesidad adicional de asistencia que tienen los países deficitarios latinoamericanos y de otras regiones, si bien es obviamente inmediata, también se mantendrá en un alto nivel por un largo período. Si se proyecta la actual estructura de los costos mundiales de la energía, el problema económico que se plantea a esos países es de tipo estructural y esto exigirá introducir grandes cambios en la estructura del producto, en el capital y en los insumos de otros recursos. Para realizar esta clase de cambios se necesitan plazos relativamente largos y, por tanto, la asistencia adicional de capital tiene que ser permanente. Una cosa es identificar la necesidad de que los países deficitarios de petróleo de la región aceleren la explotación de los recursos nacionales de energía más allá de las tasas previstas hace sólo algunos meses; y otra muy distinta, que los países en desarrollo generen mayores recursos de capital para realizar la sustitución de recursos de energía extranjeros por nacionales.

7. La necesidad de reevaluar las perspectivas económicas nacionales

El mayor costo del crudo transado en el mercado internacional que se registró a fines de 1973 ha alterado profundamente las perspectivas de crecimiento económico que tenían hasta hace menos de un año todos los países latinoamericanos. La revisión de las perspectivas de crecimiento se aplica no solamente a los diecinueve países deficitarios, sino también a los cinco países exportadores de petróleo.

Pese a que ambos grupos confrontan el problema común de la inflación interna, el primero encara la difícil tarea de planificar el crecimiento económico con un nivel drásticamente reducido de recursos para inversión, un nuevo conjunto de costos de producción y precios a través de toda la economía, y distintas preferencias en lo que toca a artículos de consumo. Por otra parte, los países con excedente de petróleo confrontan el envidiable problema de administrar

/de manera

Capítulo III

ALGUNAS MEDIDAS QUE PODRIAN CONSIDERAR LOS PAISES LATINOAMERICANOS DEFICITARIOS DE PETROLEO

Introducción

Al iniciar este análisis, es importante identificar desde el comienzo dos campos fundamentales e interrelacionados en materia de políticas. El primero, que es el de la política energética, se centra en lo que debe hacerse, supeditado a la política económica general en el sector de la energía, para responder al precio esperado de las importaciones de crudo. El segundo es el de la política macroeconómica que se refiere a grandes variables económicas, como el nivel y la composición del producto interno, el empleo, los precios, las importaciones y exportaciones, y el ahorro y la inversión.

Obviamente estos dos campos están entrelazados. Las decisiones de política energética deben adoptarse dentro del marco más amplio de la política macroeconómica a la vez que en relación con las políticas formuladas en otros sectores de la economía (como el transporte, la industria y la agricultura). Por ejemplo, la política de fijación de precios de los productos refinados de petróleo, sin duda tendrá repercusiones macroeconómicas en el nivel y la composición sectorial y por productos de la producción interna; en el empleo, en las reservas de divisas, etc. A su vez, las políticas macroeconómicas que se apliquen en la esfera de las finanzas internacionales afectarán los precios, insumos y productos del sector de la energía.

El presente capítulo se centra en las opciones de política que se abren al sector de la energía, dando por supuesta la exigencia macroeconómica de minimizar los efectos que significan los mayores precios del petróleo para la producción y el empleo internos durante el período que abarca el estudio (1974-1980). Examina especialmente las opciones de política que se abren a los países latinoamericanos /deficitarios de

deficitarios de petróleo, puesto que es en ellos donde el mayor costo del petróleo importado amaga más severamente la producción y el empleo internos.

Hay otros cuatro puntos que es preciso esclarecer: primero, el precio esperado del crudo mundial hasta 1980, sobre el cual se basará el análisis; segundo, los objetivos concretos de la política energética que se analizan en el presente capítulo; tercero, el grado de generalidad en que se desarrollará este análisis; y cuarto, el esquema que se utilizará para estructurar la discusión de este tema.

Es importante exponer nuestra hipótesis sobre el precio futuro del crudo mundial (1974-1980) y las razones que la justifican. El precio actual del crudo clave, que es el petróleo liviano de Arabia Saudita, probablemente gira en torno a los 9.00 dólares el barril fob Golfo Pérsico. Hemos supuesto que hasta 1980 el precio de este crudo (en dólares de 1974) no pasará de 10 dólares el barril. Esta cifra es 14 centavos más alta que el precio medio ponderado de 9.86 dólares el barril, que resulta del convenio de participación a razón de 40:60 suscrito entre las empresas petroleras y el Gobierno de Arabia Saudita, con un precio de readquisición de 93 %, y un margen para la empresa de 0.50 dólares por barril sobre las ventas del producto readquirido, considerado conjuntamente con la cifra de 7.65 dólares por barril antes citada, que cubre los impuestos, el costo y el margen sobre las ventas hechas por la empresa del petróleo que le corresponde a ella con arreglo al convenio de participación con el Gobierno.

Se ha supuesto además, que en 1974-1980 el precio de este crudo no bajará de 6.62 dólares el barril (en dólares de 1974), lo que resulta de aplicar una tasa de disminución de 5 % anual a la cifra de 9.00 dólares citada en el párrafo anterior.^{48/}

^{48/} En 1957-1970 el precio de mercado estimado (a precios corrientes) del crudo de Arabia Saudita bajó en promedio 3.2 % al año. En este período, las principales compañías petroleras internacionales tuvieron una influencia fuerte, pero declinante, en el precio del crudo transado en los mercados internacionales. Lo más probable es que en 1974-1980 el control esté fuertemente concentrado en manos de los países exportadores de petróleo y de las grandes empresas internacionales. Véase en el Capítulo I un análisis de los factores determinantes de la baja de los precios mundiales del crudo entre 1957 y 1970.

En resumen, se supone que, entre 1974 y 1980 el precio de este crudo clave no pase de los 10 dólares el barril, en dólares de 1974, ni sea inferior a 6.62 dólares el barril. De esta manera, se cree que en términos absolutos la baja potencial del precio de mercado de este crudo durante el resto del presente decenio es mayor que el aumento potencial, partiendo de la base de que el precio actual bordea los 9 dólares el barril. Sin embargo, se prevé que incluso el precio mínimo de mercado internacional fob del crudo de Arabia Saudita será muy superior a los precios registrados antes de 1974.

Conviene explicar ahora las razones en que se basa la selección de esta gama de precios. Como es natural, si los precios mundiales del crudo fluctuasen entre las cifras señaladas, se estimularía la producción de sustitutos del petróleo importado por los países deficitarios de petróleo, y éstos acrecentarían la eficiencia en la utilización de los recursos energéticos. Por otra parte, al precio de 10 dólares el barril, se ejercería fuerte presión para que algunos países exportadores de petróleo otorgasen descuentos encubiertos. La cifra de 10 dólares para el crudo de Arabia Saudita se tomó como precio máximo por estimarse que los principales países exportadores de petróleo considerarían desventajoso, desde el punto de vista financiero, sobrepasar esa cifra debido a dos razones: primero, porque se ha supuesto que los gobiernos de muchos países exportadores de petróleo esperarían que la magnitud de la sustitución que tendría lugar si los precios superaran esa cifra les resultara desfavorable desde el punto de vista financiero;^{49/} segundo, porque

^{49/} Si los precios son superiores (y quizá incluso inferiores) a 10 dólares el barril, lo más probable es que muchos países importadores de energía, especialmente los desarrollados, adopten políticas nacionales destinadas a bastarse a sí mismos en materia de energía. Además de hacerse hincapié en el aumento de la oferta interna de crudo, gas natural y energía hidroeléctrica podría también esperarse un acrecentamiento del uso de la energía nuclear; la introducción de nuevas técnicas de conversión de la energía (como la licuefacción y gasificación del carbón); la explotación de fuentes no tradicionales de suministro de petróleo (arenas bituminosas, por ejemplo) y el incremento de las actividades de investigación pura y aplicada en muchos otros campos relacionados con el crecimiento a mayor plazo de las necesidades mundiales de importación de petróleo (por ejemplo, los automóviles a batería eléctrica). Es posible que muchas de estas inversiones, destinadas a alcanzar la autosuficiencia en el abastecimiento de energía resulten ser finalmente elefantes blancos económicos; pero aun así podrían ejercer fuerte presión para bajar los precios mundiales del crudo, lo que contribuiría a que, en definitiva, tales inversiones fuesen efectivamente elefantes blancos.

/si los

si los precios sobrepasaran este nivel la presión que se ejercería sobre algunos exportadores de petróleo para que ofreciesen descuentos sería casi irresistible, y éstos correrían el riesgo de perder el control sobre el suministro mundial de crudo y traería el peligro para los vendedores, de una baja en el precio internacional del crudo.

La fuente de la presión bajista en los precios es en este caso la gran diferencia que existe entre el precio y el costo de abastecimiento de crudo. El principal instrumento para aliviar esta presión es la reducción de los precios, no sólo por los exportadores establecidos, sino también por los que se incorporen al mercado mundial de crudo como consecuencia inevitable del elevado precio alcanzado por el petróleo. Por otra parte, es probable que la fuerte concentración de las reservas comprobadas de petróleo en un número relativamente pequeño de países y la importancia que aún tendrían las grandes empresas modere el descenso de los precios de los principales crudos aunque se registrara la tendencia a rebajarlos.

En lo que toca a los objetivos concretos de la política energética de los países latinoamericanos con déficit de petróleo, la persistencia esperada del mayor precio del crudo importado (con relación a sus niveles históricos recientes), significa que en estos países se mantendrá el mayor costo unitario de la energía y la fuerte merma de las reservas de divisas, poniéndose con ello en peligro sus perspectivas de crecimiento económico. Siendo así, el objetivo de las opciones de acción que se consideran en el presente capítulo es la reducción (justificable económicamente), del costo unitario de la energía y de los pagos de divisas por las importaciones de energía que realizan los países deficitarios de petróleo de la región, hasta niveles inferiores a aquellos que alcanzarían si continuaran aplicándose las políticas anteriores frente al rango de precios esperado ahora para el crudo importado. En la medida en que se logren estos dos objetivos quizás sea posible atenuar el peligro que representa para la producción y el empleo internos de estos países el mayor costo del crudo importado, en el supuesto de que esto será un objetivo esencial de la política macroeconómica de tales países. A la inversa,

/si no

si no se aprovecha la oportunidad de reducir los costos unitarios y la utilización de divisas para satisfacer las necesidades internas de energía, las políticas que se adopten en el sector energético harán poco por frenar los trastornos económicos consiguientes.

Como es natural, no se puede analizar en abstracto la política del sector de la energía en forma que sea aplicable en detalle y simultáneamente a todos los países deficitarios de petróleo de la región. Por ejemplo, sería absurdo recomendar un aumento de la producción de crudo nacional a los catorce de los diecinueve países deficitarios de petróleo de la región que no tienen por ahora esta posibilidad.^{50/}

Es preciso subrayar desde el comienzo la diversidad que presentan los países deficitarios de petróleo de la región, no sólo en sus sectores energéticos sino también en sus estructuras económicas. En ellos los sectores de la energía difieren mucho en el nivel y composición de su producción y consumo (véase el cuadro 18) en la importancia de su comercio externo de fuentes de energía (véase el cuadro 36), en la magnitud de su capacidad de refinación interna (véase el cuadro 37), en el grado de dependencia del crudo importado (véase el cuadro 9), en la estructura del consumo y producción de productos refinados (véase el cuadro 38), en el grado de control estatal sobre las industrias energéticas (véase el cuadro 11), en el costo del suministro proveniente de fuentes nacionales, en el nivel y la estructura de los precios de la energía, en la estructura de los impuestos que gravan los productos energéticos, en la distribución de costos entre los distintos productos refinados (véase el cuadro 14), y en los parámetros de la política nacional que condicionan la formulación de la correspondiente para el sector de la energía (por ejemplo, grado de admisión de capital foráneo en la industria nacional de petróleo). Las diferencias que de un país a otro presenta la estructura del sector de

^{50/} Incluyendo a Cuba, que aunque produce petróleo, lo hace en una escala muy pequeña.

la energía, consideradas en conjunto con las diferencias evidentemente grandes de sus estructuras económicas y sus políticas nacionales, subrayan la necesidad de efectuar el análisis detallado de la política energética de cada país individualmente.

Sin embargo, en este breve trabajo obviamente no es posible abordar un estudio de este tema país por país. Se adopta entonces un enfoque más general, que consiste en analizar las opciones de acción que se abren a los países deficitarios de petróleo de la región para tratar de alcanzar los dos objetivos de la política energética señalados antes.

Para los fines del análisis, las políticas energéticas que pueden adoptar los países latinoamericanos deficitarios de petróleo para hacer frente al precio mundial esperado para el crudo hasta 1980 debieran examinarse en dos grandes grupos, a saber:

- a) Acciones dirigidas a disminuir la demanda de petróleo importado;
- b) Acciones que afectan el costo de suministro del petróleo importado y que han de contemplarse en un contexto amplio de las relaciones del comercio internacional.

En este documento se examinan principalmente las primeras.

AMERICA LATINA: IMPORTACIONES (CIF) Y EXPORTACIONES (FOB) DE CRUDO, DERIVADOS Y GAS NATURAL, 1960, 1965, Y 1970-1972
(En millones de dólares)

País	1960		1965		1970		1971		1972	
	Importa- ciones	Exporta- ciones	Importa- ciones	Exporta- ciones	Importa- ciones	Exporta- ciones	Importa- ciones	Exporta- ciones	Importa- ciones	Exporta- ciones
Argentina	123.6	0.2	102.9	8.4	75.0	7.8	98.6	8.0	64.2	5.2
Bolivia	1.8a/	3.4	1.5	0.7	1.0	13.2	1.4	23.9	1.6	41.6
Brasil	259.8	-	249.7	-	280.0	16.7	475.4	28.6	570.1	57.4
Colombia	-	73.4	-	36.9	-	74.2	-	74.6	-	59.1
Costa Rica	6.2	-	8.5	-	11.7	0.9	15.1	1.8	20.1	-
Chile	38.1	-	21.8	-	49.9	-	77.6	-	68.4	-
Ecuador	3.8	-	6.7	0.6	16.8	0.8	20.6	1.5	21.0	61.0
El Salvador	6.8a/	-	10.1	3.6	4.7	1.1	13.0	1.0	12.8	1.6
Guatemala	13.5	-	15.1	-	15.9	-	14.3	0.2
Honduras	6.0	-	12.2	-	14.7	6.2	17.5	2.9	19.2	6.9
Jamaica	17.9	-	25.2	7.5	32.6	8.1	34.0b/	8.5b/	52.1	9.2
México	20.5	12.4	25.7	40.1	69.6	36.6	115.2	30.8	149.7	23.0
Panamá c/	11.0a/	-	40.3	23.7	62.1	21.5	66.2	25.1	67.9	21.5
Paraguay d/	3.4	-	4.9	-	6.1	-	6.3	-	5.9	-
Parú	15.7	17.6	24.3	8.5	26.9	7.6	53.5	5.4	51.1	7.6
Trinidad y Tobago	92.7	229.6	234.5	329.4	288.0	371.3	361.4	437.2	343.9	407.0
Uruguay	28.7e/	-	24.0	-	33.0	-	32.2	-	34.5	-
Venezuela	-	2 149.0	-	2 305.0	-	2 398.0	-	2 980.0	-	2 923.7
Total	642.5	2 485.6	807.4	2 824.4	988.0	2 984.0	1 402.3	3 629.5	1 482.5	3 624.8

Fuente: CEPAL a base de datos oficiales, y ARIPEL, op.cit. (cuadro II).

a/ 1961.

b/ Estimado.

c/ Importaciones fob.

Cuadro 37

AMERICA LATINA: CAPACIDAD DE REFINACION, 1960, 1965 Y 1970-1972

(En miles de barriles diarios)

País	1960	1965	1970	1971	1972
Argentina	237.5	429.5	456.2	629.6	601.6
Bolivia	11.2	12.2	23.1	22.8	21.7
Brasil	208.1	364.9	504.6	564.0	718.3
Colombia	78.2	99.9	137.6	173.7	172.1
Chile	48.0	83.6	111.0	136.0	123.5
Ecuador	13.2	19.2	35.3	36.3	35.5
Paraguay	-	-	5.0	5.0	5.0
Perú	48.6	69.2	91.5	105.6	101.5
Uruguay	28.0	35.0	40.0	43.0	40.0
Venezuela	680.0	1 199.9	1 526.1	1 375.9	1 499.0
México	393.0	421.0	574.2	592.0	624.5
Costa Rica	-	8.0	8.0	8.0	7.6
El Salvador	-	12.5	13.0	13.6	14.0
Guatemala	-	15.0	26.0	26.3	26.0
Honduras	-	-	14.0	14.7	14.0
Nicaragua	-	5.6	22.0	13.9	13.2
Panamá	-	55.0	75.0	75.0	75.0
Cuba	86.9	86.6	93.0	93.0	93.0
Haití	-	-	-	-	-
Jamaica	-	26.4	36.0	35.0	31.0
República Dominicana	-	-	-	-	16.0
Trinidad y Tabago	295.0	305.0	438.0	464.2	441.0
<u>Total</u>	<u>2 127.7</u>	<u>3 314.5</u>	<u>4 229.6</u>	<u>4 427.6</u>	<u>4 673.5</u>

Fuente: Oil and Gas Journal (distintos números).

Cuadro 38

AMERICA LATINA: CONSUMO Y PRODUCCION INTERNOS DE ALGUNOS DERIVADOS EN DETERMINADOS PAISES

(Miles de metros cúbicos)

País	Gas licudo		Gasolina		Queroseno		Gas oil y diesel oil		Fuel oil		Total	
	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción	Consumo
	<u>Año 1972</u>											
Argentina	1 202	1 647	6 081	6 066	1 372	1 335	6 615	6 514	9 404	9 940	24 674	25 502
Bolivia	19	19	335	311	147	137	120	101	173	117	794	685
Brasil	2 053	2 760	11 620	12 054	1 706	1 656	8 858	7 956	11 861	9 636	36 098	34 062
Colombia	318	318	3 212	2 766	715	700	1 654	1 065	2 878	1 193	8 777	6 042
Chile	854	696	1 896	1 861	752	754	830	909	1 561	1 858	5 893	6 078
Ecuador	8	10	568	614	193	189	397	336	458	390	1 584	1 539
México	2 342	4 330	8 920	9 914	2 415	2 450	5 485	6 040	8 286	7 950	27 448	30 684
Perú	130	125	1 740	1 858	946	938	1 057	1 041	1 517	1 662	5 390	5 624
Uruguay	47	69	343	353	235	245	393	445	816	865	1 834	1 977
Venezuela a/	600	500	4 741	4 695	2 859	963	8 610	1 793	39 468	3 809	56 278	11 760
<u>Total</u>	<u>7 573</u>	<u>10 474</u>	<u>39 456</u>	<u>40 492</u>	<u>11 340</u>	<u>9 367</u>	<u>33 979</u>	<u>26 200</u>	<u>76 422</u>	<u>37 420</u>	<u>168 770</u>	<u>123 953</u>
	<u>Año 1960</u>											
Argentina	138	187	2 712	2 754	1 287	1 869	1 865	2 756	6 594	6 962	12 596	14 528
Bolivia	-	-	144	145	64	52	55	53	86	83	349	333
Brasil	442	643	3 389	4 863	639	757	1 442	2 097	3 861	5 310	9 773	13 670
Colombia	84	72	1 538	1 510	267	261	555	496	1 521	790	3 965	3 129
Chile	66	44	745	775	175	266	294	339	321	1 185	1 601	2 609
Ecuador	1	1	268	271	48	53	110	111	197	178	624	624
México	618	1 188	4 234	4 687	1 746	1 763	2 067	1 984	6 688	5 725	15 353	15 347
Perú	14	11	730	954	620	478	805	524	390	746	2 609	2 713
Uruguay	2	2	339	338	228	233	236	228	663	600	1 468	1 401
Venezuela a/	6 175	2 446	1 491	600	9 078	1 152	29 805	2 966	46 549	7 164
<u>Total</u>	<u>1 365</u>	<u>2 143</u>	<u>20 324</u>	<u>18 743</u>	<u>6 565</u>	<u>6 332</u>	<u>16 507</u>	<u>9 740</u>	<u>50 126</u>	<u>24 545</u>	<u>94 887</u>	<u>61 508</u>

Fuente: CEPAL a base de datos oficiales.

a/ En el consumo se incluyen ventas a naves.

/1.

Opciones

1. Opciones que tienen por objeto disminuir la demanda de crudo importado

El supuesto de que la estructura de precios del crudo hasta 1980 se basará en un precio del petróleo liviano de Arabia Saudita que fluctuará entre 6.62 y 10.00 dólares el barril, fob Golfo Pérsico (en dólares de 1974) significa que aún variando mucho de un país a otro, probablemente persistiría la merma de reservas en divisas debida a las importaciones de petróleo de países deficitarios de la región.

Si la estructura previamente existente de los precios de los productos refinados en la economía nacional no responde a esta situación, en algunos de los catorce países latinoamericanos que importan petróleo y que no lo producen, la merma no durará mucho sencillamente debido a que pronto se llegará a un punto en que las reservas de divisas no bastarán para satisfacer la demanda física de importaciones petroleras originada en la antigua estructura de precios de los productos refinados. En ese punto, que en algunos de estos países es inminente, habrá que adoptar medidas radicales en el sector de la energía para reducir al mínimo las limitaciones que impone el costo del petróleo importado a la producción y al empleo totales. En los cinco países de la región que importan y a la vez producen petróleo, tal peligro, aunque predecible, es menos inmediato, aunque una vez más su proximidad varía mucho de un país a otro: para Chile ya es en cierto modo evidente, en tanto que en Argentina y Brasil se halla más distante.

Así pues, lo primero que hay que hacer es reducir la demanda de crudo importado y de productos refinados importados, pero en forma que disminuya al mínimo la amenaza a la producción y el empleo internos.

Con la excepción de Guyana y Haití, todos los países importadores de petróleo de la región satisfacen sus necesidades internas de derivados mediante la refinación de crudo importado (y, en cinco países, también de crudo nacional), y suplen la diferencia entre la producción de las refinerías y las necesidades internas con compras en el

/mercado extranjero

mercado extranjero (y modificaciones del inventario). La estrategia de refinación típica de estos países tiene como objetivo minimizar las importaciones de gasolina, así, debido a una cierta rigidez tecnológica en las refinerías, la producción de gasolina determina la oferta de otros productos refinados producidos en el país. Por diversas razones, las medidas que afectan la demanda interna de gasolina revisten especial importancia estratégica para los países que procuran reducir al mínimo los gastos en divisas para adquirir petróleo:

- Primero, en los países deficitarios de la región, el consumo de ese derivado representa característicamente alrededor de un tercio del consumo de productos refinados.
- Segundo, es el derivado que mayores posibilidades ofrece para reducir el consumo interno de petróleo con riesgo relativamente menor para la producción y el consumo internos que en el caso de otros productos refinados. Por ejemplo, si se limitara materialmente el suministro de fuel oil, diesel oil o naftas petroquímicas, el peligro para el producto y el empleo totales sería mucho mayor.
- Tercero, aunque la reducción de la demanda de gasolina podría causar desequilibrios entre las necesidades de derivados de petróleo "esenciales" y la producción interna de ellos, este problema puede confrontarse con importaciones que cubran tal déficit. Además, se puede variar la composición de crudos de acuerdo con las nuevas metas para el rendimiento de la refinería y, en este sentido, puede aún mejorarse importando crudos reconstituidos.

Una de las dificultades que se presenta al adoptar medidas destinadas a influir en la demanda de gasolina es que, aunque se trasladara el mayor costo del crudo importado al consumidor a través de los sistemas vigentes de asignación de costos y de impuestos, el aumento resultante del precio de la gasolina tal vez no bastaría para detener la tasa de consumo (es decir, aun al precio más alto los consumidores estimarían conveniente, desde el punto de vista

/financiero, utilizarla

financiero, utilizarla para satisfacer sus necesidades particulares de transporte, por ejemplo). Los cálculos aproximados que se presentan en el capítulo II indican que con un aumento del costo del crudo importado de 2.20 dólares a comienzos de 1973 a 10.00 dólares por barril (fob Golfo Pérsico) en 1974, el precio de la gasolina se elevaría de aproximadamente 0.11 dólares por litro a 0.18 dólares por litro, incluyendo un margen de utilidad sobre el mayor costo de tal crudo. Es posible que este mayor precio de la gasolina no reduzca mucho el consumo y por tanto, que la merma de divisas por gastos en petróleo no se frene significativamente. El problema puede enfrentarse fijando un límite material al suministro de gasolina (en función de los saldos proyectados de reservas en divisas), y racionando su uso mediante el mecanismo de precios, a través del aumento de los impuestos que gravan la gasolina. Este enfoque elevaría el costo del transporte privado por carretera, lo que induciría a sustituirlo por servicios de transporte público cuyo costo unitario es inferior lográndose así un ahorro de divisas. Como es natural, para facilitar un relativo desplazamiento progresivo desde los servicios de transporte privados a los públicos, autoridades y técnicos tendrían que planificar en forma coordinada los sectores energéticos y de transportes.^{51/}

Una segunda manera importante de limitar el crecimiento de la demanda interna de petróleo importado es incrementar la oferta de sustitutos energéticos nacionales de menor costo. Dados los supuestos formulados antes sobre el precio de crudo importado, es evidente que muchos proyectos de suministro de energía basados en combustibles nacionales que antes no eran viables desde el punto de vista económico, lo serán ahora, tanto desde el punto de vista financiero como económico.

^{51/} Véase el trabajo titulado "El efecto del nuevo precio del petróleo en el transporte latinoamericano", presentado al Simposio.

En esta materia el problema es fundamentalmente de tiempo, ya que pasarán varios años antes de que tales proyectos sean operativos. Las inversiones que tienen justificación económica, por ejemplo, en instalaciones hidroeléctricas y nucleoeeléctricas, transmisión y distribución de gas natural, proyectos de producción y comercialización del carbón, tardan bastante tiempo en comenzar a producir y no puede esperarse que en los años setenta alivien mucho la situación económica de los países deficitarios de petróleo de la región. La principal dificultad no estriba en identificar tales proyectos sino más bien, como se analizó en el capítulo II, en financiarlos.

Sin embargo, en el futuro inmediato hay que realizar una revisión completa de los proyectos de energía que se están gestionando actualmente. Tal vez sea posible transformar algunos proyectos para generar energía eléctrica, por ejemplo, basados en derivados de petróleo importado como estaba planeado, de forma que utilicen combustibles nacionales; o bien eliminar ahora algunos proyectos con base en petróleo en favor de otros que utilicen combustibles nacionales de menor costo, en un futuro relativamente próximo. Además, podrían también reducirse las importaciones de vehículos de placer en algunos países, lográndose así una conservación de divisas no sólo por concepto de petróleo, sino también lo que es importante en un sentido cuantitativo, por concepto de importaciones de capital.

Gran parte del potencial de sustitución por recursos nacionales se concentra en la industria de energía eléctrica.^{52/} La necesidad de revisar los precios de los derivados tiene su equivalente en esta industria, también debido a que es imperativo ahorrar divisas y mantener a un nivel relativamente bajo el costo unitario de la electricidad, a fin de no amagar la producción y el empleo internos. Dado el costo de los equipos de calefacción y la estructura de las tarifas eléctricas domésticas, la variación de precio de los derivados

^{52/} Las consecuencias del mayor precio del petróleo para la industria de energía eléctrica de la región se analizan en el trabajo presentado al Simposio cuyo título es "Los nuevos precios del petróleo y la industria eléctrica en América Latina".

podría impulsar las sustituciones de una fuente de energía por otra que podrían ser inconvenientes desde el punto de vista del ahorro de divisas.^{53/} Desde el punto de vista estratégico, el sector que más se presta a aumentos de las tarifas eléctricas es el doméstico, que es cuantitativamente importante (cuadro 15), porque en este componente del mercado se pueden hacer economías relativamente grandes sin amagar demasiado la producción y el empleo. Esta necesidad es particularmente marcada en los países deficitarios en la medida en que su industria de energía eléctrica se basa en plantas generadoras que utilizan petróleo.

Aparte de llevar a la sustitución del petróleo por fuentes nacionales de energía en la producción de electricidad, el mayor precio del petróleo ha hecho que las inversiones para mejorar la eficiencia de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica resulten aún más atractivas que antes. El cuadro 15 señala la relación relativamente alta entre las pérdidas del sistema y la energía generada en los países deficitarios. Una vez más se ve que, como sucede con los proyectos orientados al mayor uso de combustibles nacionales para generar energía eléctrica, el principal problema que plantean los proyectos de aumento de la eficiencia no es tanto el de identificarlos sino el de financiarlos.

El aumento del suministro de crudo nacional de menor costo entraña una ventaja especial, cuyas perspectivas varían mucho entre los distintos países deficitarios.^{54/} Como se observó, anteriormente sólo cinco de ellos producen petróleo crudo. Estos países pueden

^{53/} Por ejemplo, si se elevara marcadamente el precio del queroseno para detener el aumento de las importaciones de petróleo sin modificar simultáneamente las tarifas eléctricas domésticas, los consumidores podrían trasladarse de la calefacción a base de queroseno a la calefacción eléctrica. En este caso si la industria de energía dependiera mucho de plantas que funcionan a base de fuel oil y diesel oil, esto podría dar lugar a un aumento contraproducente de la demanda de petróleo importado.

^{54/} Para un análisis amplio de esta materia véase el trabajo sobre este tema, presentado al Simposio.

aumentar de inmediato sus actividades de producción y desarrollo, con lo que disminuiría la sangría de las reservas en divisas ocasionada por las importaciones correspondientes. Dados los márgenes esperados para los precios mundiales del crudo hasta 1980, la producción de los campos en explotación y el desarrollo de los campos conocidos puede acelerarse marcadamente y seguir siendo económicamente justificable una amplia gama de producción adicional a pesar del mayor costo por unidad. En la medida en que se pueda aumentar rápidamente la producción de crudo nacional al mismo tiempo que ejerce fuerte presión para que se reduzca el consumo interno de petróleo, incluso sería posible que uno o dos de los países deficitarios, pudieran vender parte de dicho crudo a su costo de oportunidad en el mercado mundial.

Los 14 países deficitarios restantes tienen las alternativas de seguir dependiendo del petróleo importado, iniciar programas nacionales de exploración o, como se verá más adelante invertir en proyectos petroleros en el extranjero. En muchos de estos países, la falta de conocimientos geológicos acerca de sus reservas petroleras (y de otros recursos de energía), sumada al largo tiempo que demoran en concretarse los programas de exploración petrolera, implica que los países no productores prácticamente no podrían recurrir a este paliativo económico en forma significativa durante este decenio.

Una tercera forma para reducir la demanda de crudo importado es mejorar la eficiencia de los sistemas de energía que tendrán que seguir utilizándolo. Aparte de las instalaciones para la generación, transmisión y distribución de electricidad ya aludidas, los principales sistemas usuarios de energía son los automóviles, camiones, buses, locomotoras, barcos, aviones, las calderas industriales y la calefacción doméstica. En los Estados Unidos por ejemplo, se han promulgado leyes para reducir la velocidad máxima de circulación de los automóviles y aumentar así la distancia media recorrida por litro de gasolina consumida y se han propuesto proyectos para permitir deducciones tributarias a los contribuyentes que mejoren los sistemas de aislación de las edificaciones. Sería posible ampliar esta lista:

/podrían introducirse

podrían introducirse programas de inspección con el fin de elevar la eficiencia térmica de los automóviles, camiones, buses, etc.; podría regularse la velocidad de crucero de las aeronaves para acrecentar su eficiencia en la utilización de la energía; podrían establecerse programas de inspección para aumentar la eficiencia de aprovechamiento de los combustibles en la industria, etc.

En general, estas proposiciones han recibido tal vez más alabanzas de las que merecen. En el mejor de los casos el ahorro de combustible que se logre gracias a ellas será, en un sentido económico poco mayor del que ahorrarían los usuarios al reducir su consumo como una reacción natural ante un aumento del precio de los derivados. El incentivo para un uso más eficiente de un combustible por parte de los consumidores depende, entre otros factores, de su precio y para los gobiernos es mucho más simple lograr esa meta aumentando directamente los precios de los derivados que aplicando grandes programas para tratar de obligar a los consumidores a modificar su conducta. Por ejemplo, cuando los precios de la gasolina para automóviles y del diesel oil son relativamente bajos no es tan poderoso el incentivo financiero para hacer un afinamiento al motor como cuando los precios son relativamente altos, y asimismo cuando sube el precio de la electricidad, del queroseno, del gas natural y de otros combustibles de uso doméstico, hay más alicientes para economizarlos.

Una posibilidad de mejorar la eficiencia que merece ser examinada de inmediato es la de que el gobierno transporte una proporción relativamente mayor de su carga por ferrocarril en lugar de hacerlo por camión. Si la capacidad de aquél lo permite, podría economizarse la energía consumida por unidad de carga transportada y a la vez ahorrar divisas.^{55/} Además, y a más largo plazo quizás sea económicamente factible instalar en algunos países, sistemas que empleen

^{55/} Esta posibilidad de economizar combustible en el sector del transporte se examina conjuntamente con otras en el documento El efecto del nuevo precio del petróleo en el transporte latinoamericano, preparado para el Simposio.

locomotoras eléctricas y trolebuses por ejemplo, y planear la expansión de las instalaciones hidroeléctricas para la introducción de estos sistemas de utilización de energía. Nuevamente, en este caso es esencial la coordinación entre los sectores de la energía y del transporte para evaluar dichas posibilidades.

La interconexión de los sistemas de energía eléctrica nacionales ofrece otra posibilidad de ahorrar energía. Dado el alto costo del petróleo, las inversiones en estos sistemas interconectados se tornan ahora mucho más convenientes. En los países en que se utiliza la energía hidráulica (y otros combustibles nacionales) conjuntamente con el petróleo importado para generar energía eléctrica, esas inversiones retardarían el ritmo de incremento del costo unitario de la energía (e incluso podrían hacer bajar su valor absoluto) a la vez que ahorrarían petróleo. Incluso en los sistemas que dependen por completo del petróleo para la generación eléctrica las necesidades de petróleo por kwh podrían reducirse si la generación se concentrara en centrales más grandes y más eficientes. Sin embargo, nuevamente en este caso el plazo de maduración de estos proyectos no permitiría que en este decenio las economías en el consumo de petróleo fuesen muy importantes y quizá el problema consista en obtener fondos para el financiamiento de esas innovaciones, más bien que en decidir cuál se ha de usar.

De lo anterior se infiere que es necesario encarar cuanto antes integradamente el problema de la reestructuración de los precios de la energía final entregada a los consumidores, y no sólo desde el punto de vista de los precios de los derivados de petróleo, sino también teniendo presente la relación entre éstos y otros recursos energéticos (por ejemplo, electricidad, gas natural y carbón). En lo que toca a la industria petrolera no es racional fijar el precio de la gasolina para automóviles sin tener en consideración el precio del diesel oil, ni tampoco puede fijarse el precio del queroseno para el consumo doméstico sin considerar el precio de otros derivados líquidos del petróleo que también se venden en el mercado de combustibles para calefacción del hogar. No se puede fijar tampoco el precio del

/fuel oil

fuel oil sin tener presente el precio del gas natural y del carbón en el mercado abastecedor de las calderas de uso industrial, ni el precio de las naftas para la industria petroquímica sin considerar el precio de las ventas de gas natural a esa misma industria.

En suma, lo que se necesita es un criterio coordinado en la planificación, cada vez más necesaria, de la energía en los países deficitarios, partiendo de una estrategia general de desarrollo económico y teniendo en cuenta el precio esperado del crudo mundial en el futuro; examinar las modalidades deseadas del uso de combustibles y luego las inversiones necesarias en el sector de la energía (y en otros sectores claves como el del transporte), considerando explícitamente la estructura que han de tener los precios en él para mantener estas modalidades de consumo de combustible durante determinado período. Salta a la vista que es necesario proceder de esta manera en todos los países deficitarios de petróleo del mundo. Sin embargo, en algunos países latinoamericanos la rigidez de las modalidades del uso de combustibles y el volumen relativamente reducido de consumo de energía "no esencial" hacen indispensable la aplicación de un criterio coordinado en la planificación del sector para llevar a la práctica eficazmente la reducción radical en el uso de la energía, prevista para estos países.

Existen otras dos líneas de acción importantes en las cuales puede aplicarse ahora la planificación en esta área: primero, el aprovechamiento conjunto por los países latinoamericanos de sus recursos multinacionales de energía hidráulica; y segundo, la interconexión de sistemas eléctricos a través de las fronteras nacionales.

Los países deficitarios de la región tienen posibilidades de aminorar el ritmo de aumento del costo de suministro de la electricidad, si logran sustituir el petróleo por energía hidráulica en la producción

/de ella

de ella y asimismo los insumos de alto costo utilizados por insumos de bajo costo, a la vez que podrían ahorrar sus reservas en divisas.^{56/}

Con todo, también en este caso no es realista esperar que gracias a estos dos tipos de proyectos se logre disminuir apreciablemente el ritmo de crecimiento de la demanda de crudo importado en este decenio. Su plazo de realización es demasiado prolongado como para que se logre esta meta, y, sobre todo en el caso de los proyectos multinacionales de desarrollo de los recursos hidráulicos, las necesidades de capital serán prohibitivas para muchos de los países deficitarios a menos que reciban ayuda externa en condiciones concesionales o semiconcesionales. Sin embargo, esto no quiere decir que no sea importante iniciar ahora la planificación relativa a la posible introducción de esos proyectos en el futuro.

2. Consideraciones sobre algunas acciones que pueden incidir en la reducción del costo del crudo

Las medidas de política examinadas anteriormente tenían como objetivo inmediato aminorar, en condiciones económicamente justificadas, el ritmo de crecimiento de la demanda de crudo importado. Los mecanismos que podían utilizarse para alcanzar este objetivo incluían los impuestos sobre el consumo de derivados, la sustitución del petróleo importado por combustibles nacionales, el aprovechamiento más eficiente de los derivados y en la esfera internacional, la puesta en práctica de proyectos de interconexión y de aprovechamiento regional de la energía hidráulica.

Los aspectos o política considerados en esta sección se refieren al objetivo inmediato de asegurar el abastecimiento de crudo importado a un costo unitario menor a fin de aminorar el ritmo de incremento de los costos unitarios de producción y de ahorrar las reservas en divisas.

^{56/} Los progresos alcanzados y las perspectivas de cooperación futura en el aprovechamiento conjunto de la capacidad de generación de energía hidroeléctrica de la región y la interconexión de sistemas eléctricos son examinados en el documento preparado para el Simposio que versa sobre las repercusiones de la crisis de la energía para las industrias productoras de energía eléctrica de la región.

Los países deficitarios de la región que procuran reducir el costo del petróleo que importan tienen varias opciones: primera, estimular, por parte de los compradores, la competencia normal entre los vendedores en el mercado petrolero internacional; segunda, gravar las ventas de derivados (medida señalada en la sección anterior, en relación con otro tema); y tercera, aplicar medidas basadas en el ejercicio de un control más centralizado por los gobiernos latinoamericanos sobre sus industrias petroleras nacionales.

En la competencia entre los vendedores, estimulada por los compradores (y no sólo por los compradores latinoamericanos) que participan en el mercado petrolero mundial, se pueden cifrar muchas esperanzas de los países deficitarios para obtener reducciones de los precios del petróleo importado. Antes del presente decenio esta acción suponía principalmente acicatear la competencia entre las principales empresas petroleras internacionales y entre cada una de ellas y las empresas internacionales más pequeñas y los gobiernos exportadores de petróleo, que tenían excedentes de crudo, pero no suficientes canales para distribuirlos. Desde entonces el control sobre el suministro del crudo mundial ha ido pasando progresivamente a manos de los países exportadores de petróleo.

Se prevé que los países exportadores de petróleo acrecentarán aun más el control que ejercen sobre ese recurso en lo que resta del decenio y que en muchos de ellos continuarán manteniendo una estrecha vinculación con las compañías petroleras internacionales, dado que se necesitan mutuamente desde el punto de vista comercial. Por lo tanto, el éxito que tengan los compradores en el mercado internacional reflejará, como antes, la habilidad para estimular la competencia entre las empresas petroleras, pero también reflejará, y en creciente medida éxito en el desarrollo de otras modalidades

/de operación

de operación como la compra directa a los gobiernos de países productores.^{57/} En esta forma, además de evitarse intermediarios se pueden realizar operaciones comerciales más amplias entre gobiernos que permitan a los compradores efectuar exportaciones adicionales y afrontar mejor las adquisiciones de petróleo.

Desde el punto de vista de la compañía petrolera que opera en un país exportador, el precio mínimo que permite asegurar el suministro corresponde al costo más los impuestos pagados, costo que ahora incluye el de "readquisición" del crudo en los países en que la compañía petrolera y el país anfitrión han suscrito acuerdos sobre esa materia. Por ejemplo, el costo incluidos los impuestos del crudo de Arabia Saudita, que pertenece a la compañía petrolera en virtud de los acuerdos vigentes, gira en torno a 7.15 dólares por barril (de los cuales 7 dólares corresponden al impuesto y 0.15 es el costo por barril, véase el cuadro 6), en tanto que el precio de readquisición del crudo que paga la compañía petrolera, bordea los 10.83 dólares por barril (o sea, 93 % del precio de referencia): $(0.93 \times 11.65 \text{ dólares por barril})$. De acuerdo con el sistema vigente en que las ventas se distribuyen entre la compañía y el país en una proporción de 40:60, el precio mínimo medio ponderado de este crudo, por debajo del cual cesaría el suministro, sería de $9.35 \text{ dólares por barril fob, Golfo Pérsico}$ (es decir, $0.40 \times 7.15 + 0.60 \times 10.83 \text{ dólares por barril}$). Si el país anfitrión así lo decidiera podría vender a la compañía el crudo que le corresponde según lo estipulado en el acuerdo de participación, cuando los precios estuviesen comprendidos entre 9.36 dólares por barril y 10.83 dólares por barril; si el precio del mercado fuese superior a 10.83 dólares por barril, el gobierno podría preferir venderlo

^{57/} A principios de 1973 se firmó un contrato que contemplaba la venta directa de una porción del crudo de participación de Abu Dhabi's a una compañía naviera y comercial japonesa. Las entregas comenzarían en 1973 a un nivel de alrededor de 30 000 b/d para llegar a más de medio millón de b/d en 1980. Ver World Petroleum Report, 1974 (Vol. XX), pág. 41. Las ventas directas de petróleo de participación como ésta representan un importante medio para lograr mejores precios.

por su cuenta. Dicho de otro modo, si esta combinación de condiciones de oferta definiesen la situación, una empresa petrolera que explotara este recurso en Arabia Saudita podría continuar suministrando crudo (en una combinación que incluyera el petróleo del cual tiene derecho a disponer la empresa en virtud del convenio vigente y el readquirido) hasta que el precio bajase a 9.36 dólares por barril,^{58/} pero, por debajo de este nivel el gobierno tendría aparentemente que reducir sus entradas por barril para que la empresa petrolera continuase vendiendo.

Dos consecuencias emanan de lo anterior: primero, para reducir apreciablemente el precio actual de crudo transado internacionalmente los gobiernos anfitriones tendrían que aceptar una reducción de sus entradas medias por barril y, segundo, la acción orientada a ese fin sería el regateo en las negociaciones directas a) entre los países deficitarios de petróleo y las compañías petroleras exportadores de petróleo; b) entre los países importadores y los exportadores de petróleo directamente, o en ambas a la vez.

En esencia, los países deficitarios de la región se hallan frente al problema práctico de satisfacer exigencias físicas y financieras para mantener sus importaciones de petróleo, por una parte, sin dejar de lado la posibilidad de reducir el costo unitario de esas importaciones en el futuro, por la otra. Una de las principales cuestiones en juego para lograr un equilibrio, es el trato que se dé a las importaciones de crudo en virtud de los contratos de adquisiciones a largo plazo.

^{58/} Evidentemente, esto no quiere decir que la empresa petrolera venda su crudo al costo medio, incluidos los impuestos pagados, del crudo del cual dispone la empresa y del crudo del cual dispone el gobierno en virtud del acuerdo de participación como se examinó anteriormente, ni que el gobierno anfitrión ejerza plenamente el derecho de disponer del crudo de participación que le corresponde en virtud de dichos acuerdos.

El examen de las fuerzas estudiadas anteriormente en este capítulo sugiere que en este decenio hay más probabilidades de que declinen los precios del crudo con respecto a su nivel actual, que de que aumenten, y esto a su vez sugiere que habría que considerar dos medidas importantes: primero, que los países deficitarios de la región procuraran, en el caso de suscribir contratos de suministro de largo plazo, establecer cláusulas de revisión de precios para ajustar éstos a las modificaciones que pueden surgir en los mercados internacionales, y segundo, introducir una legislación en los países deficitarios que no permita a las compañías refinadoras filiales de las compañías petroleras internacionales contraer compromisos de importación de petróleo sin contar antes con la aprobación del gobierno central.

El establecimiento de impuestos sobre las ventas de derivados, especialmente en los países que tienen un gran mercado petrolero, puede contribuir a la reducción de los precios de las importaciones de petróleo, si se aplican ampliamente en los países que son grandes importadores. Esta medida es necesaria en muchos países latino-americanos deficitarios por la sangría de divisas que ocasiona, como ya se mencionó. A este respecto, los impuestos sobre las ventas de derivados tendrían la posible ventaja adicional de inducir a los vendedores a absorber estos impuestos, lo que podría hacer bajar el costo de adquisición del petróleo importado.

En tercer lugar, puede tratarse de bajar el costo unitario del crudo importado adoptando dos tipos de medidas: primero, centralizar las importaciones de petróleo en manos de los gobiernos de los países deficitarios, en los casos en que no exista ya este control, y segundo, fijar un valor más bajo al costo unitario del crudo utilizado para fines contables en las refinerías filiales de las compañías petroleras internacionales integradas, cuando éste sea superior al

/vigente en

vigente en el sector del mercado internacional, donde existe mayor capacidad de negociación.^{59/}

Cuando el único comprador local de petróleo importado es una empresa filial de una compañía petrolera internacional, no hay competencia entre ella y la empresa matriz exportadora y el precio del crudo correspondiente a la transferencia no es un precio en sentido económico. La centralización de las importaciones en manos del Estado tiene la ventaja potencial de reducir el precio de las importaciones de petróleo por cuanto introduce la competencia entre el comprador (el Estado) y el vendedor de crudo. Además, cuando las empresas locales adquieren sus necesidades de derivados directa, pero fragmentadamente, la centralización de esas compras en manos del Estado permitiría reducir el costo promedio del crudo importado.

Sin embargo, en los países pequeños esta concentración de compra puede ser insuficiente para obtener los mejores precios que logran los compradores de grandes volúmenes por su mayor poder de regateo. Podría entonces examinarse la posibilidad de que un país con reducida capacidad de importación, pero en manos estatales, combine sus adquisiciones de petróleo con alguno de los grandes importadores de la región que también operan a través de empresas del Estado.

Si el precio del crudo contabilizado en los libros de la refinería local, filial de una empresa petrolera internacional, es superior al precio de ese crudo en el sector del mercado internacional donde hay mayor capacidad de regateo, el gobierno tiene la posibilidad inmediata de eliminar esa diferencia estableciendo legalmente que el precio del petróleo en el sector del mercado mundial donde hay más competencia, sea el precio de referencia que debe utilizarse para contabilizar el precio del crudo importado por la

^{59/} Los beneficios potenciales de estas opciones no se extienden a todos los países deficitarios de la región, porque en muchos de ellos la industria petrolera nacional no tiene componente externo (véase el cuadro 10). Sin embargo, estas opciones podrían ser aprovechadas por varios otros países deficitarios de la región, especialmente de América Central y del Caribe.

refinería local, y permitir al mismo tiempo que la refinería obtenga un margen de ganancia suficiente sobre el costo a fin de asegurar el suministro continuado de derivados en el mercado interno. Aplicando este método podría aminorarse la merma de divisas por concepto de importaciones de petróleo y acrecentarse el aporte tributario al Gobierno Central de la refinería integrada a una empresa extranjera, sin interrumpir necesariamente el suministro de derivados en el mercado interno.

Además de las acciones presentadas anteriormente, existen otras más vinculadas a la cooperación internacional en los campos comercial, financiero y económico general. En este documento no se examinan tales aspectos porque debería hacerse en el plano de un contexto mucho más amplio, que iría más allá de los propósitos específicos que se fijaron para este documento.

3. Resumen

En este capítulo, se examinaron diversas opciones en materia de política para el sector de la energía que tienen ante sí los países deficitarios de petróleo de la región para hacer frente a una situación en la cual el precio del crudo mundial tomado como base de cálculo fluctúa entre 6.62 y 10.00 dólares por barril fob (Golfo Pérsico) para el crudo procedente de Arabia Saudita.

Las posibles medidas se clasificaron en dos categorías: primero, las que tienen por objeto reducir la demanda de crudo importado y segundo, las destinadas a reducir el precio de suministro de ese crudo.

Estas opciones fueron consideradas desde el punto de vista de los países deficitarios de petróleo de la región, ya que son éstos los que han sufrido las consecuencias negativas del aumento de los precios del crudo mundial.

Las medidas de política aplicables en el sector de la energía, tienen por objeto minimizar en condiciones viables desde el punto de vista económico, los incrementos del costo unitario del suministro de energía a la economía y reducir la merma de divisas que ocasionarían las importaciones vinculadas con la energía (es decir, petróleo) si se mantuviese la antigua estructura de políticas aplicadas en este sector ante el alza del precio mundial del petróleo. Este objetivo es compatible con el amplio dictado macroeconómico según el cual deben minimizarse los peligros que para la producción interna y el empleo acarrea la llamada crisis de la energía.

