

ESTUDIOS
INTERNACIONALES

**Desarrollo
energético en
América Latina
y la economía
mundial**

Obra editada bajo la dirección de

Heraldo Muñoz

Instituto de Estudios Internacionales de la Universidad de Chile
EDITORIAL UNIVERSITARIA

DESARROLLO ENERGETICO EN
AMERICA LATINA
Y LA ECONOMIA MUNDIAL

ESTUDIOS INTERNACIONALES

Colección dirigida por el

INSTITUTO
DE ESTUDIOS
INTERNACIONALES
DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

EL INSTITUTO DE
ESTUDIOS INTERNACIONALES DE LA
UNIVERSIDAD DE CHILE

es un centro de enseñanza superior
e investigaciones en el ámbito
de las relaciones internacionales,
en sus aspectos políticos, económicos,
sociales y jurídicos e históricos.
Imparte docencia de pre y postgrado
en la Universidad de Chile y
coopera con otras instituciones
académicas

Dirección: Calle Condell N° 249, Santiago 9, Chile
Dirección Postal: Casilla 14187. Sucursal 21. Santiago, Chile
Dirección cablegráfica: INTERACADEMIC. Santiago, Chile
Teléfonos: 42940 - 258249

**DESARROLLO ENERGETICO
EN AMERICA LATINA Y
LA ECONOMIA MUNDIAL**

Obra editada bajo la dirección de

HERALDO MUÑOZ



**INSTITUTO DE
ESTUDIOS INTERNACIONALES
DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE
EDITORIAL UNIVERSITARIA
SANTIAGO DE CHILE**

Esta obra reúne los trabajos presentados al Seminario sobre Los Factores Internacionales del Desarrollo Energético, organizado por el Instituto de Estudios Internacionales de la Universidad de Chile con el auspicio de la Comisión Nacional de Energía, y realizado en el Centro Nuclear de Lo Aguirre, Santiago de Chile, entre el 7 y el 9 de noviembre de 1979.

Los puntos de vista expresados en este volumen pertenecen a cada autor y no significan que las instituciones patrocinadoras necesariamente coincidan con ellos.

La publicación de este libro ha sido posible mediante el apoyo del Servicio de Desarrollo Científico y Creación Artística de la Universidad de Chile (Proyecto N° 658-791).

© Universidad de Chile, 1980
Inscripción N° 50.426

Derechos exclusivos reservados para todos los países
Instituto de Estudios Internacionales
Universidad de Chile

Texto compuesto con *Linotype Baskerville*
e impreso en los talleres de la Editorial Universitaria
San Francisco 454, Santiago, Chile

IMPRESO EN CHILE / PRINTED IN CHILE

COLABORADORES EN ESTE VOLUMEN

- Señor LUIS CLAUDIO DE ALMEIDA, Asesor del Ministro de Minas y Energía de Brasil; ex Secretario de Hacienda del Estado de Minas Gerais.
- Profesor ABBAS ALNASRAWI, Departamento de Economía, University of Vermont.
- Profesor SERGIO ALVARADO, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.
- General de Brigada Aérea CAUPOLICÁN BOISSET, Gerente General de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP).
- Ingeniero SAMUEL DEL CANTO, Secretario General de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER).
- Profesor FRANCISCO CLARO, Departamento de Física, Universidad Católica de Chile.
- Profesora JOY DUNKERLEY, Directora Subrogante, División de Energía, Resources for the Future, Washington D.C.
- Señor RAÚL ESPINOSA, Gerente General de la Compañía de Petróleos de Chile (COPEC) S. A.
- Señor EFRAÍN FRIEDMAN, Subdirector del Departamento de Energía y Combustibles, Banco Mundial.
- Profesor FRITZ HINZNER, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile; Comisión Nacional de Energía.
- Profesor WILLIAM LOEHR, Graduate School of International Studies, University of Denver; profesor visitante, Instituto de Estudios Internacionales, Universidad de Chile.
- Dr. FERNANDO MENDOZA, Secretario General de la Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (CIER).
- Profesor HERALDO MUÑOZ, Instituto de Estudios Internacionales, Universidad de Chile.

Señor MICHAEL NELSON, Director de la División de Recursos Naturales y Medio Ambiente, CEPAL.

Señor BRUNO PHILIPPI, Secretario Ejecutivo, Comisión Nacional de Energía.

Profesora LAURA RANDALL, Departamento de Economía, Hunter College of the City University of New York.

Señor JORGE TRENOVA, División de Recursos Naturales y Medio Ambiente, CEPAL.

Señor FRANK F. ZARB, Socio General de Lazard-Freres & Co.; ex Consejero sobre Asuntos Energéticos ante el Presidente de los Estados Unidos.

I N D I C E

Presentación. <i>Francisco Orrego Vicuña</i>	11
Introducción. <i>Heraldo Muñoz</i>	13

I. DIAGNOSTICO DE LA SITUACION ENERGETICA MUNDIAL

— The Energy Sector in Developing and Industrialized Countries. <i>Joy Dunkerley</i>	18
— Energy and the Developing Countries. <i>Abbas Alnasrawi</i>	27

II. DIAGNOSTICO DE LA SITUACION ENERGETICA DE AMERICA LATINA

— El Desarrollo del Sector Energético de América Latina entre 1950 y 1976. <i>Jorge Trénova</i>	58
— El Modelo Energético de Brasil. <i>Luis Claudio de Almeida</i>	86
— Síntesis de la Situación Energética de Chile. <i>Bruno Philippi</i>	90

III. RECURSOS ENERGETICOS Y POLITICA INTERNACIONAL

— Energy Problems of the United States and International Politics. <i>Frank F. Zarb</i>	116
— Energy Resources and International Policy Problems. <i>Laura Randall</i>	121
— Recursos Energéticos, Estilos de Desarrollo y Política Internacional (Comentario). <i>Heraldo Muñoz</i>	127

IV. ALTERNATIVAS DE DESARROLLO ENERGETICO

— Ciencia, Tecnología y Desarrollo Energético. <i>Francisco Claro</i>	136
— La Alternativa Nuclear. <i>Fritz Hinzner</i>	143
— Alternativas Energéticas No Convencionales. <i>Sergio Alvarado</i>	149

V. COOPERACION INTERNACIONAL EN EL CAMPO ENERGETICO

- World Bank Lending for Hydrocarbons: A New Program.
Efrain Friedmann 158
- El Desarrollo de la Energía Eléctrica en Sudamérica: El rol
de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER)
Samuel del Canto 171
- Cooperación en el Sector Petrolero Latinoamericano: el caso
de la asistencia recíproca petrolera estatal latinoamericana
(ARPEL) *Fernando Mendoza* 179
- Los Planes de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y
ARPEL (Comentario). *Caupolicán Boisset Mujica* 198

VI. POLITICAS DE DESARROLLO ENERGETICO Y EL FUTURO

- El Rol de la Empresa Privada en el Desarrollo Energético
de Chile. *Raúl Espinosa* 206
- Post 1973 Adjustment Problems of Oil-Importing Latin
American Countries. *William Loehr* 214
- Towards a Latin American Energy Policy (Comments).
Michael Nelson 241

PRESENTACION

La formulación de una política energética constituye hoy día una alta prioridad para muchos países, particularmente para aquellos que son más directamente afectados por el actual panorama internacional en este campo. Si bien esta preocupación es frecuente en el caso de los países industrializados, no siempre ella se observa en el caso de los países en desarrollo, que también requieren indispensablemente de la definición de criterios y políticas en este sector.

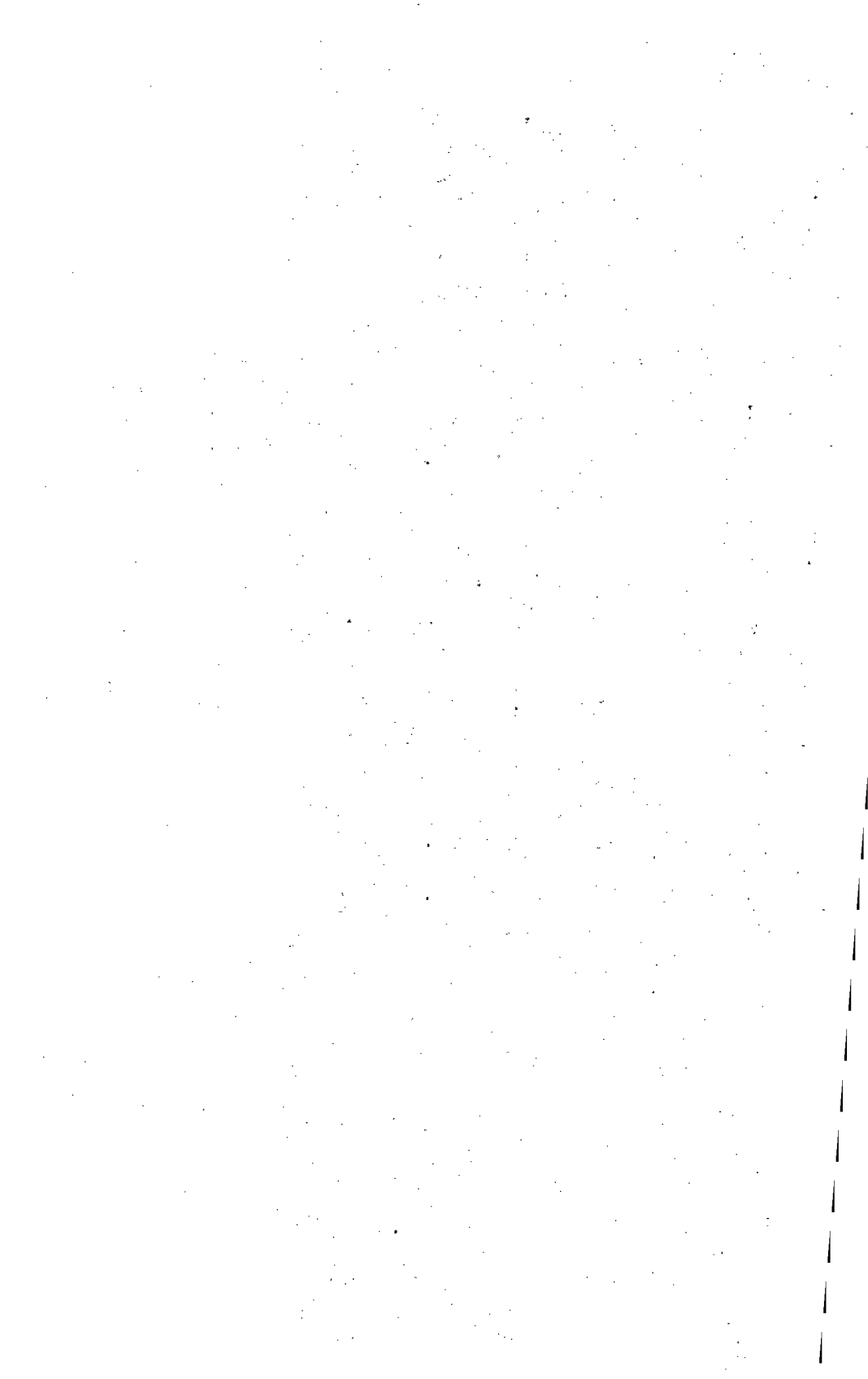
El Instituto de Estudios Internacionales de la Universidad de Chile, concibió en 1978 la realización de un proyecto que permitiera analizar el conjunto de factores relevantes para la planificación y la toma de decisiones en el sector energético, con particular referencia a Chile y a otros países de América Latina. Para tal fin, se hacía necesario examinar la situación energética nacional e internacional, las diferentes fuentes alternativas de energía, los problemas tecnológicos, científicos, financieros y políticos, la cooperación internacional en este campo y otros elementos relevantes.

Con este propósito, el Instituto, conjuntamente con la Comisión Nacional de Energía, que es el organismo encargado de la formulación de esta política en Chile, organizaron un Seminario internacional destinado a analizar ese conjunto de problemas, que se realizó en Santiago entre el 7 y el 9 de noviembre de 1979. Los estudios presentados a este Seminario por distinguidos expertos chilenos y extranjeros, así como por diversos organismos internacionales, son los que se reúnen en el presente volumen.

El Instituto espera haber contribuido de esta manera a la discusión de un problema de especial importancia para Chile y otros países en desarrollo, aportando un enfoque multidisciplinario que permita tener en cuenta las numerosas variables que inciden en una definición de políticas de esta naturaleza.

El Seminario contó con el auspicio de la Comisión Nacional de Energía y del Servicio de Desarrollo Científico y Creación Artística de la Universidad de Chile, así como con el apoyo de las diversas entidades que se indican en la sección pertinente de este volumen, a todas las cuales el Instituto expresa su reconocimiento.

FRANCISCO ORREGO VICUÑA
Director del Instituto de Estudios
Internacionales de la Universidad
de Chile



INTRODUCCION

El tema del desarrollo energético es uno de los problemas de mayor significación en la actual economía política internacional. La crisis petrolera de 1973 reveló las enormes dimensiones del problema —especialmente para los países importadores del hidrocarburo— y, al mismo tiempo, demostró la urgencia de diseñar e implementar políticas energéticas racionales a mediano y largo plazo.

Dada la trascendencia de esta materia, la Comisión Nacional de Energía y el Instituto de Estudios Internacionales de la Universidad de Chile organizaron un seminario dedicado a analizar el conjunto de factores relevantes en la planificación del desarrollo energético en Chile y otros países. El seminario sobre "Los Factores Internacionales del Desarrollo Energético" se realizó en Santiago entre los días 7 y 9 de noviembre de 1979, en el Centro Nuclear "Lo Aguirre" de la Comisión Chilena de Energía Nuclear. El presente volumen reúne, justamente, los trabajos presentados a este seminario por destacados especialistas chilenos y extranjeros.

La primera parte de la obra examina la situación energética a nivel mundial. Joy Dunkerley en su estudio "The Energy Sector in Developing and Industrialized Countries" compara la situación energética de los países industrializados y en desarrollo, e identifica algunas diferencias críticas. El profesor Abbas Alnasrawi, por su parte, analiza la situación energética mundial prestando particular atención a las tendencias históricas del consumo, producción y precio del petróleo, y al rol de la energía en los países del Tercer Mundo.

La segunda parte del libro se refiere a la situación energética de América Latina. Jorge Trénova examina el desarrollo del sector energético Latinoamericano entre 1950 y 1976 aportando valiosos datos sobre la materia. En seguida Luis Claudio de Almeida, Asesor del Ministro de Minas y Energía de Brasil, presenta detalladamente el modelo energético brasileño. Finalmente, Bruno Philippi, Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, describe y explica la situación energética de Chile, haciendo un paralelo con la situación energética mundial.

La tercera parte de la obra se concentra en el tema de la energía y la política internacional. Frank Zarb, basándose en su vasta experiencia como experto en energía del gobierno de Estados Unidos, se refiere a algunos problemas energéticos de EE. UU. y del mundo en

general, y enuncia lo que él denomina las "quince verdades sobre la energía". A continuación, la profesora Laura Randall analiza varios aspectos de la relación energía-política internacional, poniendo énfasis en las posibilidades de conflicto y cooperación entre países productores y consumidores. Por último, el editor de este volumen comenta algunas de las implicancias sociales y políticas del estilo de desarrollo energético de América Latina y de eventos como el embargo petrolero; al mismo tiempo, subraya la necesidad de abordar el problema energético no sólo en sus aspectos técnicos y económicos sino, además, en sus dimensiones sociales y políticas.

La cuarta parte de la publicación explora las principales alternativas de desarrollo energético. Francisco Claro en su trabajo "Ciencia, Tecnología y Desarrollo Energético" analiza la importancia de la infraestructura científico-tecnológica en el desarrollo energético de un país, y enumera siete principios básicos para una política científico-tecnológica de los países en desarrollo. Por otra parte, Sergio Alvarado examina las alternativas energéticas no-convencionales, ilustrando las características atractivas y los aspectos inconvenientes de cada una con especial relación a Chile. Finalmente, Fritz Hinzner se refiere a la "alternativa nuclear", explicando el estado actual de la tecnología nuclear y sus diversas implicancias.

La quinta parte del volumen versa sobre el financiamiento y la cooperación internacional en el campo energético. Efraín Friedmann, Consejero para Asuntos Energéticos del Banco Mundial, explica detalladamente el nuevo programa de préstamos del Banco Mundial para financiar proyectos de desarrollo de hidrocarburos, poniendo especial énfasis en el programa para América Latina. En seguida, Samuel del Canto, Secretario General de la CIER, reseña el papel de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) en el desarrollo de la energía eléctrica en Sudamérica. Fernando Mendoza, Secretario General de ARPEL, describe el rol de la Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL) en el desarrollo energético de la región. Por su parte, el General de Brigada Aérea Caupolicán Boisset comenta la exposición del Dr. Mendoza y explica algunos de los planes de desarrollo de la Empresa Nacional del Petróleo.

La sexta y última parte del libro se refiere al tema de la formulación de políticas de desarrollo energético. William Loehr analiza los diversos ajustes económicos efectuados por los países importadores de petróleo de América Latina después de 1973, y vincula dichos ajustes al grado de desarrollo relativo que experimenta cada uno de los

INTRODUCCIÓN

países estudiados. Raúl Espinosa examina el rol de la empresa privada en el desarrollo energético de Chile haciendo referencia a las tendencias históricas en la materia. Para terminar, Michael Nelson, Director de la División de Recursos Naturales y Medio Ambiente de la CEPAL, examina los principales aspectos de lo que podría constituir una aproximación regional basada en la cooperación al problema de la energía.

HERALDO MUÑOZ



I. PARTE

DIAGNOSTICO DE LA SITUACION ENERGETICA MUNDIAL

THE ENERGY SECTOR IN DEVELOPING AND INDUSTRIALIZED COUNTRIES*

Joy Dunkerley

Senior Research Associate,
Resources for the Future, Washington, DC

As this is an International Conference, it is appropriate to consider possibilities of international cooperation in the energy field. Many observers of developing countries appear to consider that the energy problems facing LDCs, especially since 1974, are essentially different from those facing the developed countries. The implications of this view are important. If the energy problems of developing countries are indeed unique, then unique solutions must be found for them. If, on the other hand, the energy problems of both developing and industrialized countries are shown to have much in common, then it may be possible to seek common solutions for at least some of them. I should like therefore to describe briefly the energy economies of representative countries in both developing areas and the industrialized world in order to identify points of similarity and difference.

DISPARITIES IN PER CAPITA CONSUMPTION

A major difference between developing and industrialized countries—a point much referred to—is the difference in the levels of energy consumption between the two groups (see table 1). Per capita energy consumption (including both commercial energy such as oil and electricity and non-commercial such as wood) is ten times higher (at 4.2 tons oil equivalent per capita) in industrialized countries than in developing countries (about 0.48 toe)¹. Within the developing world, there is a considerable variation. The Far East consumes (at 0.32 toe) about one-third of the amount used in Latin America. Afri-

*The author gratefully acknowledges research support for this paper provided by The Ford Foundation. The analysis and views expressed in the paper are, however, the responsibility of the author alone.

¹J. Parikh, *Energy and Development* (World Bank, PUN 43 1977). This study gives estimates of non-commercial fuel consumption including agricultural wastes derived from data on cereal production and assumption about the amount of residues obtained from that production and the ratio of gathering these residues.

Joy Dunkerley / THE ENERGY SECTOR IN DEVELOPING AND INDUSTRIALIZED COUNTRIES
can consumption appears to be slightly higher than Asian (about 0.43).

If, as is often the case, only commercial energy (largely oil) is considered, the differences are much wider. Industrialized countries consume about twenty times as much as developing areas, and there is a wide range within the developing world. The countries of Latin America (at 0.5 toe) consume substantially more than the other regions (both about 0.1 toe). In most developing and industrialized countries, this oil is largely imported and accounts for a significant part of total imports—typically between a quarter and a third after 1973, up from about 10% before them. There is little systematic difference between the share of total imports in LDCs and industrialized countries.

What accounts for these differences? I shall consider five factors: differences in income levels, in the composition of fuel supplies, in the energy embodied in imports and exports, the structure of the various economies and in prices.

INCOME LEVELS

To take the level of income first, much of this wide disparity in per capita energy consumption between industrialized and developing areas explained by differences in levels of income (or Gross Domestic Product). In fact, if total energy consumption is divided by GDP converted into dollars at market rates of exchange, the resulting energy/output ratio, which measures the overall energy intensity of an economy is in Africa and the Far East, substantially above that of the industrialized countries (see table 1, lines 8 and 9). This suggests that as development proceeds energy inputs into the economy fall rather than rise.

It is widely recognized, however, that the use of market exchange rates to arrive at a comparable estimate of real output, or GDP for a series of countries can be seriously misleading. Specifically, they underestimate real output of the poorer countries perhaps by as much as one half compared with industrialized countries². If GDP is re-calculated

²Irving B. Kravis, Alan W. Heston, and Robert Summers in "Real GDP Per Capita for More than One Hundred Countries", *Economic Journal*, 88 (June 1978), pp. 215-242, estimate "real" per capita GDP based on purchasing power parity rates of exchange. In brief, this article indicates that the use of market rates of exchange underestimates the real output of developing countries relative to the United States by about one-half.

DESARROLLO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA Y LA ECONOMÍA MUNDIAL

Table 1.

ENERGY CONSUMPTION AND GDP-SELECTED AREAS-1973

	<i>Africa^a</i>	<i>Far East^b</i>	<i>Latin America^c</i>	<i>Developing^d</i>	<i>Developed</i>
1. Total energy consumption per capita (toe)	0.43	0.32	1.00	0.48	4.22
2. Oil consumption per capita	0.09	0.08	0.50	0.13	1.95
3. Index (developed = 100)	10	8	24	11	100
4. GDP per capita 1973 US dollars (market)	265	147	825	311	3,495
5. Index (developed = 100)	8	4	24	9	100
6. "Real" GDP per capita (Kravis) 1970 US dollars	412	384	1,191	520	3,343
7. Index (developed = 100)	12	11	36	16	100
8. Energy consumption per million dollars GDP (based on N° 3, in toe)	1,635	2,199	1,217	1,543	1,209
9. Index (developed = 100)	135	182	101	128	100
10. Energy consumption per million dollars GDP (based on N° 5 in toe)	1,054	839	841	916	1,263
11. Index (developed = 100)	83	66	67	73	100
12. Average efficiency of fuel supply (%)	24	30	38	35	50
13. Energy consumption per capita adjusted (toe) (1 adjusted by 11)	0.11	0.10	0.38	0.17	2.11
14. Energy consumption adjusted per mn dollars real GDP (12-5 in toe)	255	251	319	321	631
15. Index (developed countries = 100)	40	40	51	51	100

Source: Energy consumption data based on J. Parikh "Energy and Development" (World Bank). GDP data based on I. Kravis et al. "Real GDP Per Capita for More Than 100 Countries" (Economic Journal 88 June 1978).

^aExcludes S. Africa.

^bExcludes Japan.

^cIncludes S. America and Caribbean America.

^dIncludes Africa, Far East, Latin America, centrally planned Asia and Mid East.

^eIncludes N. America, Europe, USSR, Australia, South America, and Japan.

based on exchange rates reflecting a more realistic purchasing power parity between countries the energy GDP ratios of the three developing regions fall sharply well below the levels of industrialized countries (see table 1, lines 10 and 11). This is so because the same level of energy consumption is being related to a much higher level of output, yielding much improved overall intensities of energy use.

This exercise is a sobering lesson in the effect of using different estimates of GDP in calculating energy intensities, but it does in any event point to the fact that whichever GDP series is used, the great disparity between energy consumption levels in developed and developing countries on a per capita basis diminishes significantly when differences in income and output are taken into account.

COMPOSITION OF FUEL SUPPLIES

A second reason for differences in energy consumption levels between developing and industrialized countries lies in the composition of their fuel supplies. In industrialized countries, virtually all energy consumed consists of commercial energy—solids, oil, gas, and electricity. Although the composition of fuel supplies differs considerably within the industrialized countries, oil is the major single fuel supplying one-half of total OECD consumption.

In contrast to this heavy reliance on commercial energy in industrialized countries, the developing countries consume at least one-third of total energy in the form of non-commercial (or traditional) energy fuels such as fuelwood, animal, and crop wastes. This proportion varies considerably between regions, reaching almost 70 percent in Africa, 50 percent in the Far East, and 30 percent in Latin America (J. Parikh, 1978). Any analysis which fails to take into account non-commercial fuels (which even here may be underestimated) misses a major part of energy consumption in these areas.

Fuelwood is the major single form of energy in both Africa and India. It is second to oil in Latin America accounting for 23 percent of the total. Fuelwood is therefore the major fuel consumed in developing regions, particularly in rural areas. As for the other forms of energy, oil is also of importance in all regions, and agricultural wastes in India. Gas is little used except in Latin America.

The contribution of electricity is also small. But it must be borne in mind that the aggregation of different fuel sources on the basis of heat content understates the contribution of electricity in some uses,

such as powering irrigation pumps, which are considered critical to development.

The heavy reliance on non-commercial fuels by the LDCs is of relevance to energy consumption levels, because of their typically low efficiency in use. After all, what matters to energy consumers is not so much the gross amount of energy used, but the energy services received (or "useful" energy). Non-commercial fuels, and particularly fuelwood, the most widely used form of non-commercial energy, are typically used in ways which yield very low efficiencies. Thus, fuelwood is mainly used for cooking on open fires, in which only 10 to 15 percent of the gross input is received in the form of useful energy.

These efficiencies are much lower than those achieved in the use of commercial fuels. Oil and gas, for example, are used at approximate efficiencies of 60 to 70 percent. This means that those areas using primarily commercial fuels (the industrialized countries) will receive more energy services or useful energy for a given energy input than those countries (the developing countries) which depend largely on low efficiency non-commercial fuels.

An attempt to take differences in efficiencies into effect in calculating the energy intensities of various areas is made in table 1. The average end-use efficiency of commercial fuels is assumed to be 50 percent in both industrialized and developing countries, and an average efficiency of non-commercial fuels, applying only to developing countries, is taken to be 10 percent. Together these yield an average efficiency of the overall fuel supply of 35 percent in developing countries and 50 percent in industrialized countries (see table 1, line 12). Taking these differing efficiencies into account indicates that the "useful" energy intensity of the industrialized countries is about double the "useful" energy intensity of the developing countries (line 14). Thus differences in the average efficiency of fuel supplies account for part of the differences in energy consumption between these two groups of countries, widening the gap between them.

EMBODIED ENERGY

Another reason is the amount of energy embodied in foreign trade. So far, the measurement of energy consumption has incorporated energy production plus imports of energy minus exports of energy. In addition to this energy directly consumed, energy is also consumed embodied in imports of a wide range of goods and services. Similarly,

some of the energy we have counted as domestic consumption will in fact be used up in the manufacture of goods for export.

The inclusion of such embodied energy could make a considerable difference to total energy consumption as measured here. If, for example, a country imported all requirements of energy intensive goods—say iron and steel—and exported only less energy intensive goods—agricultural products—then its domestic energy consumption as measured by production plus imports minus exports of energy would be lower than it would be if it imported agricultural goods and exported iron and steel products.

An analysis of the embodied energy contained in the foreign trade of several industrialized countries³ (including energy embodied not only in non-energy goods and services, but also taking into account that part of petroleum refinery consumption used to provide next exporters of refinery products) indicates that four countries (United States, Canada, France and the United Kingdom) had a net balance of embodied energy which was relatively small—whether positive or negative—in relation to total energy consumption. The other countries all had large negative balances. That is, the industrialized countries were either in balance in their trade in embodied energy or they were net exporters—in some cases, Sweden and Japan, significant net exporters.

Estimates of energy embodied in the foreign trade of developing countries following similar methods⁴ show (the major oil producers excluded) that developing countries are significant net importers of embodied energy. The size of the net import (measured as a percentage of total energy consumption) varies considerably from country to country, but is rarely less than 10% and is more often around 30%. Those countries with the lowest percentage (India, Korea, Mexico, Argentina, Brazil) are the most industrialized of the developing countries.

In general therefore, the developing countries are net importers of embodied energy and the industrialized countries net exporters. In terms of the energy intensity of the two groups of countries the gap between the two narrows if embodied energy is included.

³Joel Darmstadter *et al.* *How Industrial Societies Use Energy*, for Resources for the Future by the Johns Hopkins University Press, Baltimore 1979. The nine industrialized countries included in this study are the US., Canada, France, Germany, Italy, Netherlands, U. K., Sweden, and Japan.

⁴Alan Strout, "The Hidden World Trade in Energy" mimeo.

What is the role of energy prices?

This is a question easier to pose than to answer. The measurement of prices, difficult enough within a country, is much more complicated between countries due to the distortion caused by exchange rates referred to earlier. A previous study⁵ analysed comparative price indices for a group of industrialized countries and indicated that the average level of energy prices (including taxes) paid by consumers in W. Europe and Japan were some 80% higher than those ruling in the US. Where do energy prices in developing countries stand in relation to energy prices in these other countries? While comprehensive data do not at present exist it is nonetheless possible to make some rough estimates. With regard to petroleum products it might be tentatively concluded that prices in LDC are probably somewhat lower than in industrialized countries but somewhat higher than in the US. For electricity too, prices may be about the same as industrialized countries of Europe, but higher than the US. So far as commercial fuels are concerned, energy prices in LDC's —abstracting from the wide range in prices— are broadly within the European range, that is, substantially higher than the US. What effect does the consumption of large quantities of non-commercial energy in LDC's have on this conclusion? Although conceptually difficult to measure, it is reasonable to assume that non-commercial supplies are in the mind of the user at least cheaper than commercial, so the widespread use of these fuels does not detract from the general conclusion that there is little evidence that LDC energy prices are significantly higher than those in many industrialized countries.

COMPOSITION OF OUTPUT

Finally, differences in composition of economic output help explain differences in energy consumption. In the poorer countries, agriculture, a low energy intensive activity, dominates. As incomes rise the % of agriculture falls and share of the more energy intensive industrial sector rises. As income rises, further heavy industry —again more energy intensive— takes the place of light industry leading to further increases in energy consumption. There is some evidence of a modi-

⁵Darmstadter *et. al.*, *op. cit.*

fication and even a reversal of these trends at very high levels of income but by then of course non-productive activities have become more energy intensive.

SUMMARY

Many factors enter into differences in energy usage between developing and industrialized countries. Differences in income levels at first sight appear to close the gap but when allowance is made for the distortions introduced by using market rates of exchange, industrialized countries appear to use substantially more energy than LDCs. This difference is intensified when fuel supplies are adjusted to take into account the useful energy or energy services provided. Composition of economic output certainly plays a part. On the other hand except for one or two countries—the US is the outstanding example—prices do not appear to account for much of the difference.

TRENDS OVER TIME

These conclusions are based on a snapshot look at these two groups of countries at a given moment of time. But these factors are also of importance in analysing trend in energy consumption over time in both groups of countries. Thus trends in consumption of commercial energy were strongly upward in all countries from 1960. Equally high, sometimes higher, rates of economic growth accounted for much of this increase. In so far as in developing countries the increase in income stemmed from a changing composition of economic output, this too contributed. Furthermore, declining real prices of imported oil during much of the period reinforced high consumption.

Over times as well as among countries the composition of fuel supplies also contributed to rising consumption of energy services. In Europe the substitution of oil for coal was leading to a more efficient energy supply as was the diminishing share of non-commercial fuels in developing countries. Indeed if energy consumption is expressed in useful terms the over all energy intensity of almost all economies was rising. That is to say, increasing incomes accounted for part of the rising energy consumption but not all of it.

CONCLUSIONS

This description of the energy economies of industrialized and developing countries reveals several major differences between the energy

economies of industrialized and developing countries. Yet within these contrasts there are also several areas of importance to both groups of countries.

Thus the most striking difference is in the level of energy consumption, matching similarly wide variations in income levels. Even more striking is the much greater variation in consumption of commercial fuels (in particular oil). For all that, oil—most of which is imported—is a major fuel in both groups of countries, and of critical importance to the modern sector of developing countries. The common concern with supplies and prices of imported oil suggest the existence of common ground for action. Furthermore oil, with in developing countries is being consumed largely in the modern, industrial, urban sector, shares many common end uses in both groups of countries so that prescriptions for the more efficient use of oil in one group of countries may be widely applicable to the other.

There is, additionally, evidence of strongly rising commercial (oil) consumption as development proceeds. The changing structure of developing economies implies an increase in those activities which can only be carried out using commercial fuels. To compound the difficulties, supplies of non-commercial fuels given population pressures are highly uncertain. This means that adjustment to future price rises will be more difficult. One of the reasons that the 1973-74 adjustment went more smoothly than anticipated was that then oil imports accounted for only a small part of total imports and an even smaller part of GDP. But this share is expected to rise steadily in future. This implies a third area of common interest—plans to facilitate a smooth adjustment to future oil price rises, through trade policies and external assistance.

ENERGY AND THE DEVELOPING COUNTRIES

Professor Abbas Alnasrawi

The University of Vermont

I. HISTORICAL PERSPECTIVES

A meaningful understanding of the current problems facing the Third World countries in the field of energy production, consumption, pricing, cost and prospects requires an appreciation of the evolution of the forces that brought about the present energy situation.

The point of departure in the analysis should start with some of the historic decisions that were made by the industrial powers of the world under the leadership of the United States to develop the oil resources of the Middle East. These decisions were undertaken in the aftermath of the Second World War in order to provide, among other things, cheap sources of energy to the war ruined economies of Europe and Japan.

The decisions to accelerate the development of these resources turned out in retrospect to have been of monumental importance, not only to the countries of the region (and later on, the countries of North and West Africa), but also to all the developed countries of the world and by extension to the countries of the Third World.

The 1973 decisions to raise the price of crude oil ushered in a new era in the pattern of economic relations between the developed countries of the Western world and the small group of developing oil-exporting countries which comprise the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). It was for the first time that the industrialized countries had to concede that the power of control over reserves, production, and prices had passed on to the producers. Such recognition of an uncomfortably symmetrical interdependence (or mutual dependency) brought with it the necessity of bargaining. This necessity was rather unsettling to countries accustomed to assuming that power was their exclusive preserve, that the status quo was the right and natural order of things, and that they had a monopoly on wisdom (and power) which secured the peace¹.

EDITOR'S NOTE: This paper is a contribution of the OPEC Special Fund. We thank Professor Alnasrawi and Dr. Ibrahim F. I. Shihata, Director-General of the Fund, for allowing us to publish it as part of the proceedings of the "International Variables of Energy Development" conference.

¹For an elaboration of this point, see Committee on Interior and Insular Affairs (U. S. Senate). *Geopolitics of Energy* (Washington, 1977), pp. 97-99.

It was not until this decade that oil-producing countries started to coordinate their pricing policies. Before the 1971 Tehran Agreement, the crucial decisions that relate to the oil industry, namely prices and output volumes, were under the sole control of the multinational oil corporations. These majors were always active in trying to integrate oil from various sources into their global operations. The primary criterion, of course, was profit maximization on the totality of their integrated operations.

During World War II, it became clear that the United States would not be capable of continuing its role as the major oil-exporting country in the world and that the oil resource of the Middle East had to be developed to provide the necessary energy for the postwar economic development and growth of the industrialized economies. And since oil had become the principal source of income and wealth in the oil producing countries, it followed that their economic and political existence depended upon the rate and terms on which oil was produced. A major corollary of this was the fact that the internal economic development and political stability of these countries depended in good measure upon the operating policies of the oil companies².

The concession agreements system.

Historically each oil producing country had to deal individually with oil companies operating in its territories regarding various aspects of the oil sector. It is a fact that once an oil concession had been obtained, a host government had no control over the development of oil resources nor over the price at which oil was sold. Its role was confined to a mere recipient of a certain stipulated sum of money per unit of output.

The main features of the concessions may be summarized as follows: 1) the duration of the concessions extended over several decades; 2) the concessions covered either most of the territory of the state or the state's entire territory; 3) in return for these privileges the governments were, as mentioned earlier, the recipients of a fixed amount of revenue per unit of output.

Given the asymmetry in bargaining power and knowledge and the

²See, for example, Subcommittee on Multinational Corporations of the Committee on Foreign Relations (U. S. Senate), *Multinational Oil Corporations and U. S. Foreign Policy* (Washington, 1975). This work will be cited henceforth as *Oil and U. S. Foreign Policy*.

political and economic developments which resulted from the Great Depression and World War II, and given the rising importance of Middle Eastern oil for the world economy and the enormous profits which the oil companies were able to accumulate and transfer to their home countries, the people of the Middle East came to realize that the concession agreements were instruments which deprived them of an equitable share in their own wealth. Hence it was inevitable that conflicts should arise. The points of conflicts focused on the size of the area under concession, its duration, its exclusive nature, pricing and output policies, government revenue, cost accounting methods, the surrender of the right of taxation, fixity of legal terms, the method of settlement of disputes and what amounted to the sovereignty of the foreign oil enclave within a sovereign state.

The pricing of crude oil.

Historically the international oil industry was dominated by the seven vertically integrated major companies which controlled over 90% of the world oil productions (outside the United States and the U.S.S.R.) and the bulk of transportation, refining and marketing facilities.

The majors which sought an orderly development of oil production through market allocation and price stabilization were able to solidify their effort through the utilization of two important devices. The first was the joint ownership of producing companies in the oil producing countries in the Middle East and Venezuela. This technique helped the majors to coordinate and control output. The second was the long-term contract concluded between certain majors to ensure that new oil would enter the world market through their integrated channels. These contracts had the effect of tightening the joint control of the majors over the international oil industry.

Forces of change.

A number of significant developments which took place in the 1950s had the effect of altering the pattern of relationship between the companies and the governments. The forces of change included the adoption of the 50/50 profit sharing arrangements following the Venezuelan example, the nationalization by the Iranian government of the concession held by British Petroleum, the entry of newcomers offering better fiscal and other terms to host governments, the re-entry of Soviet oil into the world market to compete with oil from tradi-

tional sources on nonconventional terms (barter and non dollar payments), and the emergence in producing countries of oil experts who were able to question some of the operational principles and practices of oil companies. And the fact that by the mid 1950s oil imports had become a significant element in the US market.

The rising significance of imported oil led the US government to impose an oil import quota system. Such a system had some important consequences such as the denial of opportunity to oil producing countries to expand output, especially Venezuela which had become dependent on US oil needs; and the running down of US oil reserves. One of the most important ramifications of the US import control system to the international oil industry was its impact on the behavior of the newcomers. These oil firms entered the world market in the 1950s in order to insure crude supplies primarily for their own refineries in the US. Once the US market was closed in 1959, it was only logical that they would sell their low cost crude at less than the majors' posted prices. Although the market outside the majors' control was narrow, it was wide enough to exert a downward pressure on world prices outside the US. This and the re-entry of Soviet oil, forced the majors to sell their own oil to non-affiliates at a discount in order to protect their market share and to expand them if possible. But to sell at less than the posted prices and compute government revenue at the posted prices meant that the majors were forced to accept less than 50% of the profits. From the majors' point of view the situation was unacceptable. Thus the majors announced in February, 1959, a reduction of 18c/barrel in the posted prices of Middle East crudes (from \$ 2.08 for Arabian oil followed by another reduction of 10c/barrel in August, 1960 (from \$ 1.90 for the same oil). These reductions had the effect of reducing the per barrel revenue for Arabian oil from 82c to 75c or by 9%. The governments of producing countries could not tolerate such a situation in which a foreign enterprise would unilaterally determine the size of their revenue. These arbitrary price cuts served as a warning to the oil producing countries that in the absence of cooperation among themselves, further reductions in the posted prices might take place, hence endangering their current budgets and development programs.

Prices and Profits Before OPEC

Posted prices (prices published by oil companies at a seaboard terminal) became, with the adoption in the early 1950s of the profit sharing

agreements, the basis for computing company income and government revenues. The setting of these posted prices was the exclusive prerogative of the companies; the other exclusive prerogative, it will be recalled, being the volume of output. As the Middle East low cost output began to rise and in order to enable it to penetrate markets which have been traditionally supplied from Western Hemisphere sources or supplied by other fuels (mainly coal), Middle East posted prices were gradually reduced to compensate for freight cost from the Middle East to points of destinations initially in Europe and finally in the U.S. And since the American market was protected by prorationing and quota systems, the differential between posted prices in these two markets continued to widen from an initial 62c/barrel in 1948 to \$ 1.40/barrel in 1961. This resulted from a series of price changes which had the effect of raising U.S. domestic prices (from \$ 2.68 in 1948 to \$ 3.28 in 1961) and lowering Middle East prices (from \$ 2.08 in 1948 to \$ 1.80 in 1961).

As to the profitability of the Middle East oil concessions for the period 1948-1960, it was shown that the average per barrel revenue for governments was 67c compared with an average of \$ 1.10 per barrel for the companies. Total government revenue for the same period amounted to \$ 9.3 billion while the net earnings of the companies amounted to \$ 14.2 billion. Of the \$ 14.2 billion, the companies reinvested \$ 1.3 billion in fixed assets in the region and transferred \$ 12.8 billion abroad. As to the ratio of net income to net fixed assets, it was computed to be 67% per year for the same period³.

The price reduction by the majors in 1959 and 1960 signaled to the oil-producing countries the need for the creation of a countervailing force to limit the unlimited freedom of action which the company cartel had enjoyed for decades. The formations of the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) in 1960 was thought to be such a force. The rise of OPEC to prominence was very slow in coming. It took OPEC over a decade to be able to negotiate collectively with the oil companies on the important issue of prices.

The Tehran Agreement of 1971 was the outcome of those celebrated negotiations. Although the Tehran Agreement represented an important change in the traditional pattern of price determination, it was not until October 1973, that the oil producing countries found themselves in a position where they could appropriate to themselves

³C. Issawi and M. Yeganeh, *The Economics of Middle Eastern Oil* (New York, 1962), pp. 188-189.

the price determining power that had been exercised for decades by the oil companies.

II. DEMAND AND SUPPLY OF ENERGY IN DEVELOPING COUNTRIES

In addition to OPEC member countries there are twelve net oil exporting developing countries. These countries (Angola, Bahrain, Bolivia, Congo, Egypt, Malaysia, Mexico, Syria, Oman, Trinidad and Tobago, Tunisia and Zaire) exported in 1975 some 1.2 MBD or the equivalent of 4.7% of OPEC oil exports in that year which amounted to 25.3 MBD. The energy consumption of the non-OPEC oil exporting countries ranged between 17% and 18% of the combined annual energy consumption of all of the non-OPEC developing countries for the period 1955 to 1975⁴.

The non-OPEC developing countries (NODCS) of the world consumed 2.5 million barrels a day of oil equivalent (MBOE) of commercial energy in 1955. By 1970 their consumption had increased to 6.8 MBOE. This represents a growth rate of over 11% a year. During the same period, the rate of population growth was 2.4% and that of per capita gross national product was 3% per year. If we were to subtract the last two rates of growth from the rate of growth of energy consumption, we arrive at a net rate of increase in energy consumption of 5.6% per capita during the same period.

NON-OPEC DEVELOPING COUNTRIES' ENERGY CONSUMPTION AND PRODUCTION 1955-1970

(Millions of Barrels Per Day of Oil Equivalent)

	<i>Consumption</i>				<i>Production</i>			
	1955	1960	1965	1970	1955	1960	1965	1970
Oil	1.628	2.146	2.902	4.576	0.771	1.138	1.546	2.967
Solid Fuels	0.785	1.047	1.350	1.468	0.732	0.998	1.314	1.442
Natural Gas	0.076	0.155	0.296	0.497	0.066	0.169	0.317	0.556
Primary								
Electricity	0.050	0.090	0.143	0.232	0.050	0.089	0.142	0.232
Total	2.539	3.438	4.691	6.773	1.619	2.394	3.319	5.197

Source: World Bank, *Energy and Petroleum in Non-OPEC Developing Countries 1974-1980* (Staff Working Paper, No 229, February, 1976).

⁴World Bank, *A Program to Accelerate Petroleum Production in the Developing Countries* (Washington, 1979), p. 3, and *Energy and Petroleum in Non-OPEC Developing Countries, 1974-1980* (Washington, 1971).

This trend of rising energy consumption in developing countries has continued to the present day. Thus between 1970 and 1977, while the world per capita consumption of commercial energy increased by 10% and that of the developed countries increased by 8%, the corresponding increase for Third World countries was 29%. In global terms, the consumption of commercial energy of the developing countries increased from 6.2% in 1955 to 8.2% in 1970 and to 10.2% in 1977.

The structure of energy consumption has also changed since 1955. In that year the contributions of the various sources of energy to NODCs total consumption were as follows: oil 64%; solid fuel 31%; natural gas 3% and hydro and nuclear electricity 2%. In 1970 the contributions of these sources were as follows: oil 68%; solid fuels 22%; natural gas 7% and hydro and nuclear electricity 3%. Combining the contribution of both oil and natural gas relative to total energy consumption, we notice that their share of the energy market has increased from 67% to 75%. The obverse side of this change is the obvious fact that coal had lost part of its share of the market by contributing only 22% of the energy consumption in 1970 as compared with 31% in 1955⁵.

The foregoing analysis of trends in demand for energy and in the composition of the sources of energy reveals two important changes. First, that consumption of commercial energy in NODCs has increased at a much higher rate than the world's average. Second, that oil had increased its contribution to total energy consumption. It should be added in this context that most, if not all of the energy imported by the energy deficient developing countries took the form of oil. There are several explanations for these changes.

The most important and most encompassing explanation of the rise in energy consumption is rooted in the very development strategy which was adopted by Third World countries over the last three decades. This development strategy was modeled after the successful economic growth experience of the developed countries. This in turn meant that the desired higher levels of output were both capital and energy intensive. While this kind of development strategy was indeed successful in the West as it was preceded by an agricultural revolution, it tended to create dual economies in the Third World countries. Such economies are characterized by a modern industrial capital and energy intensive sector and a traditional agricultural sector where a high ratio of the rural population in many Third World countries remained

Ibid.

unemployed and/or underemployed. Associated with the emergence of a modern industrial sector in most developing countries was also the emergence of a transportation sector which by its very nature is energy (and particularly oil) intensive. The emergence of the transportation sector was basically a by-product of the modern industrial sector in that the latter required a system of marketing and distribution for both the domestic economy and the world market. An important force in the rise of the transportation sector of the economy was the migration of the population from the rural to the urban centers. The shift toward urbanization created with it several sources of demand for energy. These include public and private transportation as well as an increase in household demand for energy. The last point is significant since the new arrivals in the urban centers had to change their pattern of energy consumption by shifting from traditional to commercial sources of energy. In other words, the increased urbanization has tended to reduce the contribution of non-commercial sources of energy to total energy supply and to increase the demand for commercial energy.

It should be noted that the orientation of Third World development strategies were encouraged by several forces, not the least important of which was the availability of oil at affordable and cheap prices. The situation in Third World countries now is entirely different in that these variables (price and availability) have already become economic constraints on their development process. The confluence of these forces, industrialization, urbanization, modern transportation systems, the question of supply and cost, has created a situation that has placed the developing countries in an extremely difficult position.

It should also be noted that the decline in oil prices in the period between 1960 and 1973 (in absolute then in relative terms) had an adverse effect on the development and expansion of indigenous sources of energy supplies. This was particularly true in those developing countries that lost the incentive to expand their coal capacity as well as in those countries that were once self-sufficient in oil but found it cheaper to rely on oil imports than to invest in new exploration and development. This meant that the processes of industrialization and urbanization which caused the high rate of growth in demand for energy intensified reliance on imported energy as the traditional non-commercial sources of energy failed to keep up with the accelerated and changing demand pattern for energy. India is a case in point. In 1953-54 India consumed 171 million tons of coal equivalent of energy, both commercial and non-commercial. In that year

non-commercial energy contributed 75% of the total energy consumed. By 1970-71 India's consumption of energy had increased to 313 MTCE or by 83%. The share of non-commercial energy had declined to 58% and that of commercial energy had increased to 42%⁹.

III. THE WORLD ECONOMY AND THE OIL PRICE INCREASE

In 1970, the oil importing developing countries had an energy deficit of 2.5 MBD (total energy consumption was 5.6 MBDOE while energy production was 3.1 MBDOE). The deficit was met by importing oil. By 1975 the deficit had increased to 3.2 MBDOE and oil imports had increased to 3.1 MBD. Between these two points in time, several developments in the world economy had taken place that impinged directly on the Third World in general and the energy sector of the world economy in particular. Before dealing with the impact and the consequences of the 1973-74 oil price changes, it is important to review some of the most important developments in the world economy upon which the price changes were laid.

The Economic Setting and the Oil Price Rise.

Much has been said and written about the impact of the 1973 oil price increases on the world economy particularly with respect to the problems of inflation and recession in the first half of this decade. A careful reading of the data would show, however, that both recession and inflation in the international economy are traceable to the economic policies of the developed economies. The stage for the 1974 severe recession and inflation was set in 1970-71. Beginning in late 1969, industrialized countries decided to initiate stimulative policy measures to combat the economic slowdown that characterized their economies. The coincidence of the effects of these expansionary fiscal and monetary policies in the industrial countries resulted in an unusual sharp expansion in economic activity which in turn aggravated an already existing inflationary situation throughout the world. When it was realized that the rates of economic growth that prevailed in 1973 were unsustainable, a reversal in policy to curb inflation was deemed necessary. This shift in economic policy together with capacity constraints led to a sharp decline in the rate of economic growth. But the decline

⁹P. D. Henderson, *India: The Energy Sector* (New York, Oxford University Press), p. 181.

in real output, which was expected to extend into the first half of 1974, failed to curb inflation. Thus, the 1973 slowdown which turned into a recession in 1974, coupled with continued inflation, should not be presented as a result of the 1973 oil price increases. As a matter of fact, the International Monetary Fund has concluded that the proximate cause of the recession was the unexpected high rate of inflation. This unexpected strength of price pressure made it difficult for policy makers to engage in another round of expansionary policy lest they should worsen inflationary pressures⁷.

These observations are not intended to explain the impact of the increase in the price of oil on the world economy. It goes without saying, of course, that the price increase became, in the words of the IMF, an additional element in the ongoing inflationary process.

The Oil Price Change and the Developing Countries.

The foregoing analysis indicate that the impact of the rise in the price of imported energy on the economies of developing countries cannot be isolated from the other forces of change in the world economy that influenced the economies of the Third World countries.

The confluences in 1974 of these forces inflation, recession, rise in price of oil and the rise in the prices of food imports, caused important shifts in the balance of payments position of the developing countries as a group. The increase in the cost of imported oil by \$ 10 billion for the oil importing countries was concurrent with an increase of \$ 6 billion in the cost of imported food and fertilizers during the same period 1973 to 1974⁸. Estimates as to the impact of the rise in price of imported energy on economic growth is difficult to isolate from other effects. Moreover, such impact will have to vary from country to country depending on the degree of economic diversification, ability to attract foreign capital, ability to maintain export markets and the relative importance of oil to total imports. Thus, in discussing the impact on oil importing developing countries it is necessary to differentiate between two groups of countries. The first group, which has about 600 million of the two billion people who constitute the Third World, consists of the high income countries of Argentina, Chile, Brazil, Korea, etc. Although these countries expe-

⁷International Monetary Fund, *Annual Reports*, 1974-1978.

⁸Hollis B. Chenery, "Restructuring the World Economy" in Bela Balassa, *Change Patterns in Foreign Trade and Payments* (3rd ed.) (New York, Norton), pp. 55-77.

rienced a temporary slowdown and an increase in their balance of payments deficits their flexible and diversified economies helped them to adjust to the new situation. The problem for the other group of countries, where half of the Third World population lives, was far more serious. The seriousness of the problem stems from the fact that their export prices lagged behind the general inflation while their import cost rose sharply. This led to serious deterioration in their terms of trade and caused setbacks in their development prospects. Countries in this group are inherently handicapped in their ability to adjust to changes in external economic conditions. This phenomenon is due to the narrow range of their exports and to the fact that the ability to adjust to change tends to diminish at lower levels of development.

The non-OPEC developing countries had to cope with a number of externally originated changes in the world economy. These changes include international recession, world-wide inflation, increase in the cost of imported oil, increases in the cost of imported food and fertilizers, and the financing of current account deficits. The response of the affected countries to these changes had, of necessity, to vary from country to country depending on the level of development, availability of exports, relative importance of essential imports, and access to foreign sources of finance.

The effects of the increase in the price of oil on the economies of OPEC member countries were many and far reaching. To begin with, the contribution of the oil sector to the economies of the OPEC member countries changed very sharply. In 1970 the relative importance of the oil sector was close to 30% of the combined GDP of the OPEC member countries. By 1976, the relative importance of the oil sector had increased to over 40%. Total exports which constituted about 30% of their combined GDP in 1970 increased to 44% of the GDP in 1976. By way of comparison, all other developing countries had exported the equivalent of about 14% of their combined GDP in 1976^a.

It is very clear from these data that changes in the OPEC economies tended to be more influenced by changes in the industrial economies. This change in the OPEC countries' dependency on industrial economies is bound to continue until such time when the process of economic development in OPEC countries has succeeded in achieving balanced and diversified economies, a process that will lessen their vulne-

^aData on GDP were derived from U. N., *Yearbook of National Accounts Statistics*. Data on trade were derived from International Monetary Fund, *Direction of Trade*.

rability to external economic changes. Until that time it is safe to assume that gross domestic output will be determined to a considerable extent by what happens to oil prices and exports.

The increase in the price of oil increased the share of other Third World countries in the OPEC countries' foreign trade transaction. In 1971, the major oil exporting countries exported about 16.3% of their total exports to Third World markets. By 1977, the ratio rose to 20.5%. On the import side, these countries were able to increase their imports from Third World countries from 10.6% in 1971 to 11.4% in 1977, or from \$ 1.2 billion to \$ 9.8 billion respectively. This means that OPEC countries absorbed 7.7% of the exports of developing countries in 1977 compared with 2.8% in 1971¹⁰.

In addition to these changing trade transactions, the most important development in the pattern of relationships between the OPEC and the non-OPEC developing countries was in the field of finance. OPEC member countries have, in response to the increase in oil revenues, individually and collectively, created national regional and multilateral funds for the purpose of channeling financial resources to other Third World countries. Such financial flows were channeled either directly to individual countries or indirectly through international organizations. There were also instances in which such flows were provided jointly with international institutions to individual countries. The objectives of these financial flows were either to alleviate balance of payments adjustment problems or to provide development finance for particular projects.

Such financial flows that reached many Third World countries either directly through OPEC's own mechanisms or indirectly through various international organizations like the World Bank, IMF, UNDP and IFAD, amounted to over \$ 22 billion between 1974 and 1976 with concessionary assistance representing about 60% of OPEC's total disbursements.

As regards these financial flows from OPEC countries, three observations seem to be in order. First, the magnitude of the flow of funds to NODCs, is significant relative to OPEC countries GNP. Regardless of the type of financial flow used —commitments versus disbursements or concessional versus non-concessional— the ratio of these flows to GNP far exceeded anything that has been attempted by the developed countries. In 1976 alone, OPEC members supplied 2.14% of their combined GNP in the form of concessional disbursements compared with

¹⁰*Ibid.*

only 0.33% of the combined GNP supplied by the industrialized countries, Second, OPEC assistance to other Third World countries was targeted to those countries with low per capita income. This is clearly reflected in the pattern of disbursements in 1976 when over 71% of OPEC concessional disbursements went to the 45 most seriously affected countries. Third, national savings of major oil exporting countries have displaced those of the industrialized countries as the ultimate net source of funds flowing in various forms to other developing countries¹¹.

IV. MEETING THE ENERGY NEEDS OF DEVELOPING COUNTRIES

It was indicated earlier that as countries accelerate their rate of economic growth, their demand pattern for energy changes. This meant that one effect of economic development was that the relative importance of commercial energy increased and that of non-commercial energy declined. Within the structure of commercial energy, oil has continued to increase its share of this market regardless of whether a country was a net energy exporter or a net energy importer. It is interesting to note that both subgroups of NODCs are self-sufficient with respect to their non-oil needs. In other words, their consumption of gas, coal and electricity was met from domestic production. The main difference between these two groups revolves around their import/export of oil. In 1975 the twelve net exporters of oil were able to produce 2.4 MBD and export 1.3 MBD (using 1.1 MBD for domestic consumption). The value of their oil exports amounted to \$ 4.3 billion in 1975 and is projected to rise to \$ 25 billion by 1985. The relative importance of oil exports to total exports is expected to increase from 22% in 1975 to 32% in 1985¹².

The problem of the oil importing countries is and will continue to be a serious one. For these countries there is actually more than one energy problem. The first is the rising demand for energy at a time when the cost of energy has increased. This is in the last analysis a problem of finance. These countries found themselves spending \$ 14.3 billion on imported oil in 1975 or 14.3% of their total imports. In 1985 these countries were projected to spend \$ 38 billion on their

¹¹For details on OPEC financial assistance see Ibrahim F. I. Shihata and Robert Mabro, *The OPEC Aid Record* (Vienna, The OPEC Special Fund, 1978) and John T. Cummings et al., *An Economic Analysis of OPEC Aid* (Vienna OPEC Bulletin Supplement, September 25, 1978).

¹²World Bank, *A Program to Accelerate*, *op. cit.*,

oil imports or 7.2% of their total imports¹³. These projections for both groups of countries are based in a recent study by the World Bank on three assumptions: a) that the economies of net energy importers will grow at 5.8% per annum between 1975 and 1986; b) that the economies of net oil exporters will grow at 5.9% per year; and c) crude oil prices will remain constant (in 1975 prices) for the period under consideration¹⁴.

The second problem that will continue to face these countries is one of access. Even if the issue of finance were somehow to be resolved, the question of access to available world energy resources would continue to be a serious one since they will be forced to compete with other countries, especially the industrialized countries, for whatever oil will be available in the world market for sale.

The third problem is that most of these countries are in the low and lower middle income groups of the developing countries that are expected to achieve relatively higher rates of economic growth if the per capita income is not to deteriorate. Having to divert resources to finance energy imports is bound to affect both the course and level of economic development in these countries. But within this group of OMC, it is important for policy formulation to differentiate between two subgroups.

The first subgroup is composed of countries whose per capita income is higher than that in many oil exporting countries including most of OPEC member countries. Singapore, for instance, had a per capita income in 1976 (\$ 2,700) that was higher than the comparable figure for all the oil exporting countries with the exception of the four Arabian Peninsula countries and Libya. Countries like Brazil, Argentina, Hong Kong and Uruguay, similarly, have a per capita income that is higher than the comparable indicator in most of the oil exporting countries, including some OPEC member countries. The other subgroup is the one that, because of its low level of income and its inability to have the ready and easy access to the world financial markets and the narrow range of its exports, will have the most difficulty in sustaining an economic growth rate that would be commensurate with its needs. Furthermore, most of the Third World population live within the boundaries of this group.

OPEC member countries have recognized the two aspects of the problem of oil importing countries (supply and financing). At its

¹³*Ibid.*

¹⁴*Ibid.*

fifty-third meeting (March, 1979) the OPEC Conference examined the issue of guaranteeing the requirements of developing countries and decided that member countries would take steps to instruct lifting companies to guarantee the quantities supplied to developing countries. As to the issue of finance, it has already been mentioned that OPEC countries have adopted various mechanisms for the channeling of financial resources to developing countries to help them cope with balance of payments and development finance requirements. In the following paragraphs the issues of financing energy resource development in the non-OPEC developing countries will be undertaken before making a brief examination of the question of conservation in these countries.

Financing Energy Development.

It was stated earlier that given an annual rate of economic growth of 5.9% for non-OPEC oil exporting countries and an annual rate of economic growth of 5.8% for the omdc the World Bank has projected that by 1985 the first group (the net exporters) will have a net oil export of 3.7 MBD (compared with 1.2 MBD in 1975) and that the second group (oidc) will have to import 4.4 MBD in 1985 (compared with 3.1 MBD in 1975). In order to achieve these exports and imports targets the former group is projected to produce 5.6 MBD in 1985 (compared with 2.4 MBD in 1975) and the oidcs are projected to produce 2.9 MBD in 1985 (compared with 1.2 MBD in 1975). But in order to finance exploration needs and capital requirements for the development of petroleum resources (both oil and gas) to meet the projected needs by 1985 these countries will need a total of \$ 68.5 billion for the period 1976 to 1985. This means that these countries will have to have access to \$ 6.85 billion per year (in 1977 dollars) to meet their projected goals in production and consumption. In terms of breakdown between investment in crude oil and natural gas, it has been estimated that of the grand total \$ 68.5 billion, \$ 12.2 billion will be invested in natural gas and \$ 56.3 billion will be invested in oil.

As to the distribution of funds between oil exporters and oil importers, the projections indicate that the first group will need \$ 28.9 billion, while the second group will need \$ 39.6 billion of a total of \$ 56.3 billion.

It should be noted that of the \$ 56.3 billion required for investment in the oil sector, \$ 39.5 billion is required for exploration, deve-

lopment and production of new reserves and the balance, \$ 16.8 billion, is estimated to be needed in secondary recovery measures¹⁵.

It is obvious, given the magnitude of capital requirements, that no one source of finance can be expected to provide the needed funds. If production targets are to be reached then finance will have to be forthcoming from national treasuries as part of development effort; from international oil companies; from international capital markets; and from both traditional and OPEC aid donors.

In a major policy shift, the World Bank has recently decided to enter the field of petroleum resource development by providing loans to selected countries. Although the Bank had loan-tested this particular type of activity recently, it was not until the Declaration from the Bonn Summit of July 17, 1978, that the Bank decided to step up its activities in this field.

The entry of the World Bank in this field of investment will be limited primarily to the development phase. This is in keeping with its traditional policy of extending loans to projects that are assured of sufficient return. Since World Bank loans are designed to provide a fraction of project finance needs this means that private capital will play an important role in the development of energy resources in Third World countries. This is already shown by the fact that a number of countries (Indonesia, Chile, Nigeria, Argentina, Brazil, etc.) found it necessary to change their petroleum policies to enable foreign capital to enter the field of energy¹⁶.

V. CONSERVATION AND ALTERNATIVE SOURCES OF ENERGY

Any analysis of this question must be prefaced by three observations. First, per capita energy consumption in the developing countries is but a small fraction of that in the developed countries. Second, there is a higher degree of dependence on oil in the developing countries than in the developed countries. Third, the scope for conservation is much smaller and narrower in the developing countries than in developed countries. All these differences stem from the historical fact that the developed countries were in a position to complete their industrial transformation in an era of cheap energy. The problems

¹⁵World Bank, *Petroleum and Gas in Non-OPEC Developing Countries 1976-1985* (Staff Working Paper N° 289, April, 1978).

¹⁶World Bank, *Energy and Petroleum, op. cit.*

facing the developing countries are serious without having to resort to a reduction in the level of energy consumption. Third World countries are compelled to raise output and achieve higher level of development in order to meet their basic economic and social objectives. This does not mean, however, that there is no room for conservation.

On the other hand, developed countries, by all accounts, have considerable room for conservation in all sectors of the energy market. According to a recent study by the International Energy Agency the ratio of energy consumption to GDP is projected to fall by 6% between 1976 and 1985 or from 1.44 ton of oil equivalent (TOE) per \$ 1,000 of GDP to 1.36 TOE per \$ 1,000 of GDP¹⁷.

The developed countries possess a wide range of policy instruments to implement their energy conservation policies if they choose to do so. These include the providing of incentives through taxes and prices; minimum thermal standards for residential and commercial buildings; fuel efficiency standards for automobiles; financial support for mass transit systems; and the development of new energy saving technologies. The ability of the developed countries to adopt conservation measures is related directly to the fact that there is considerable scope to become more energy efficient without having to reduce the rate of economic growth. Although there has already been some change in the energy/GDP ratio between 1973 and 1976 (by 2%) there is general agreement that much more can be done in this field especially in the United States¹⁸.

While the issues of conservation in the developed economies are capable of identification and policy consideration, they are of an entirely different order in the developing countries. It is important to say at the outset that a considerable part of the process of economic growth in these countries has been but does not necessarily need to remain, one of imitation. Development strategies have been or have tended to be capital and energy intensive in most Third World countries.

The continued adoption of such strategies will, as a result, inevitably increase the consumption of commercial energy. The first issue of energy conservation, therefore, becomes one of reexamining the basic premise around which economic development strategies have been

¹⁷International Energy Agency, *Energy Policies and Programmes of IEA Countries* (Paris, 1978), p. 30.

¹⁸*Ibid.*

evolved. However, even within those strategies which remain primarily capital intensive in nature, some conservation can take place if the capital goods and the technology involved are adapted to the needs of each developing country. In the absence of a drastic shift in planning and policy away from capital-energy intensive methods of production and in favor of labor intensive production of goods and services, the scope for conservation is very narrow.

One of the major complicating factors in any attempt at conservation is the fact that the transportation sector is a major user of commercial energy. Yet, most developing countries are lacking in adequate transportation systems that would facilitate the linking of various regions and sectors of the economy with each other. It is worth noting that it is in this sector that a good deal of conservation is supposed to take place in the developed countries by reducing unnecessary and inefficient private transport. The developing countries by contrast lack a comparable opportunity for conservation.

As to the question of search for alternative sources of energy, all available studies maintain that there will be no major contribution from new sources of energy. To be sure there will be a restructuring of the relative contribution of various sources of energy if current and projected policies attain their objectives. According to projections by OECD, depending on the assumed rate of economic growth, the contribution of oil to total energy may decline from 51% in 1974 to either 49% or 50% by 1985. Similar changes are projected with respect to solid fuel, natural gas and hydroelectricity. The decline in the relative contributions of these sources of energy is supposed to be offset by the sharp increase in the contribution of nuclear energy which is projected to increase its share from 2% of the energy market in 1974 to 9% in 1985¹⁹. It is relevant to note that for both developed and developing countries, nuclear energy is projected to provide an increasing share of the energy market. It should be remembered, however, that the record of past projection with respect to this particular source of energy has been consistently optimistic.

The projected energy picture of the non-OPEC developing countries is one of continued reliance on the conventional sources of energy with oil being the major source of energy. Current projections indicate that the contribution of the non-oil sources of energy will rise from 44% to 49% between 1975 and 1985 with that of oil declining from 56% to 51% of total energy consumption. Within this group of

¹⁹OECD, *World Energy Outlook* (Paris, 1977).

countries, the contribution of oil to total energy consumption is projected to decline from 70% to 58% for non-OPEC oil exporting countries while for the oil importing countries the contribution of oil is projected to decline from 54% to 50% during the same period. It is worth noting that for both subgroups the contribution of hydro, nuclear and geothermal power is projected to rise from 12% in 1975 to 17% in 1985²⁰.

The contribution of new sources of energy is in the last analysis dependent in both developed and developing countries on the extent to which these countries are capable of solving the multitude of technological, financial and environmental constraints related to the development of new sources.

Finally, it should be mentioned that the price of crude oil has declined in real terms since 1974, a fact that will continue to lessen incentives for both conservation and the development of substitutes at any significant scale.

VI. CONCLUSION AND OUTLOOK

The question of energy in the developing countries is a complex and multifaceted one since it intersects with the whole issue of economic development, the dependency of developing countries on the developed economies and the heterogeneous nature of the developing countries. The central issue facing the developing countries is one of development strategy. Development policies in most Third World countries tended over the last three decades to associate development with growth. There has been, therefore, a constant emphasis on the acquisition of goods, services and production techniques which tended to be both capital and energy intensive. Attempting to imitate the development experience of the industrialized countries has proven to be costly and will continue to be so until a fundamental re-examination of the priorities of resource utilization and development is undertaken. Those net energy importing countries whose economic base is neither flexible nor diversified are most likely to suffer in the event of a reduction in energy supplies. These countries cannot, unlike the developed countries, respond to fluctuating energy supplies and prices through conservation. Nor are they likely to be the beneficiaries, in either the near or intermediate term, of new sources of energy.

²⁰World Bank, *A Program to Accelerate*, *op. cit.*

It is this group of net energy importing countries whose economies are narrowly based which most needs to pursue more appropriate development strategies and deserves the highest priority of those agencies dedicated to supporting development efforts.

ANNEX TABLES

1. Non-OPEC Developing Countries' Energy Consumption and Production.
2. Preliminary Projections of Non-OPEC Developing Countries' Energy Balance 1970-1985.
3. OPEC Countries: Relative Distribution of Exports and imports 1971 and 1977.
4. Developing Countries: Current Reserves and Production.
5. Estimated Ultimate Conventional World Crude Oil Resources by Region (Billions of Barrels).
6. Balance Sheet of Estimated Oil Resources (Billions of Barrels).
7. Developing Countries: by Status of Oil and Gas.

Table 1

NON-OPEC DEVELOPING COUNTRIES' ENERGY
CONSUMPTION AND PRODUCTION

1955-1970

(Millions of Barrels Per Day of Oil Equivalent)

	<i>Consumption</i>				<i>Production</i>			
	1955	1960	1965	1970	1955	1960	1965	1970
Oil	1.628	2.146	2.902	4.576	0.771	1.138	1.546	2.967
Solid Fuels	0.785	1.047	1.350	1.468	0.732	0.998	1.314	1.442
Natural Gas	0.076	0.155	0.296	0.497	0.066	0.169	0.317	0.556
Primary Electricity	0.050	0.090	0.143	0.232	0.050	0.089	0.142	0.232
Total	2.539	3.438	4.691	6.773	1.619	2.394	3.319	5.197

Sources: World Bank, Energy and Petroleum in Non-OPEC Developing Countries 1974-1980. (Staff Working Paper, No 229 February 1976).

Table 2

PRELIMINARY PROJECTIONS OF NON-OPEC
DEVELOPING COUNTRIES' (NODCs) ENERGY BALANCE 1970
(Million Barrels/Day of Oil Equivalent)

		1970	1975	1980	1985
<i>Oil-Importing Developing Countries (OIDCs)</i>					
Consumption:	Oil	3.72	4.33	5.35	7.20
	Non-Oil	1.90	3.73	4.95	7.30
	Total	<u>5.62</u>	<u>8.06</u>	<u>10.30</u>	<u>14.50</u>
Production:	Oil	1.17	1.21	1.66	2.85
	Non-Oil	1.92	3.62	4.88	7.35
	Total	<u>3.09</u>	<u>4.83</u>	<u>6.54</u>	<u>10.20</u>
Net Energy Imports		2.53	3.23	3.76	4.30
Oil Imports		<u>2.18</u>	<u>3.12</u>	<u>3.69</u>	<u>4.35</u>
<i>Non-OPEC Oil-Exporting Developing Countries.</i>					
Consumption:	Oil	0.85	1.14	1.36	1.88
	Non-Oil	0.31	0.49	0.85	1.37
	Total	<u>1.16</u>	<u>1.63</u>	<u>2.21</u>	<u>3.25</u>
Production:	Oil	1.80	2.36	4.09	5.55
	Non-Oil	0.31	0.61	1.14	1.91
	Total	<u>2.11</u>	<u>2.97</u>	<u>5.23</u>	<u>7.46</u>
Net Energy Exports		0.95	1.30	3.02	4.21
Oil Exports		<u>0.95</u>	<u>1.22</u>	<u>2.73</u>	<u>3.67</u>
<i>Total Non-OPEC Developing Countries.</i>					
Consumption:	Oil	4.57	5.47	6.71	9.08
	Non-Oil	2.21	4.22	5.80	8.67
	Total	<u>6.78</u>	<u>9.69</u>	<u>12.51</u>	<u>17.75</u>
Production:	Oil	2.97	3.57	5.75	8.40
	Non-Oil	2.23	4.23	6.02	9.27
	Total	<u>5.20</u>	<u>7.80</u>	<u>11.77</u>	<u>17.67</u>
Net Energy Imports		<u>1.58</u>	<u>1.90</u>	<u>0.75</u>	<u>0.08</u>

Note: Non-oil energy includes coal, natural gas, hydro and nuclear.

Sources: World Bank, Energy and Petroleum in Non-OPEC Developing Countries 1974-1980. Staff Working Paper, No 229 (February 1976)

Table 3
OPEC COUNTRIES: RELATIVE DISTRIBUTION OF
EXPORTS AND IMPORTS 1971 AND 1977

	EXPORTS						IMPORTS					
	<i>Other Third</i>						<i>Other Third</i>					
	<i>World</i>		<i>Socialist</i>		<i>World</i>		<i>Socialist</i>		<i>World</i>		<i>Socialist</i>	
	<i>OECD</i>	<i>Countries</i>	<i>Countries</i>	<i>Countries</i>	<i>OECD</i>	<i>Countries</i>	<i>Countries</i>	<i>Countries</i>	<i>OECD</i>	<i>Countries</i>	<i>Countries</i>	<i>Countries</i>
71	77	71	77	71	77	71	77	71	77	71	77	
Algeria	78	93	7	—	11	—	87	90	5	5	8	2
Ecuador	72	57	14	38	6	4	81	82	14	16	2	1
Gabon	72	62	27	37	—	—	94	96	5	4	5	—
Indonesia	76	78	22	21	—	—	77	66	20	25	—	—
Iran	83	82	15	17	—	—	90	87	5	10	4	3
Iraq	85	76	13	23	—	—	52	83	17	8	29	8
Kuwait	83	63	16	27	—	—	72	78	17	17	7	5
Libya	92	87	8	12	—	—	79	92	13	6	7	1
Nigeria	89	71	8	29	3	—	88	89	7	7	5	3
Qatar	95	77	5	21	—	—	77	84	15	8	—	—
Saudi Arabia	73	79	20	20	—	—	64	80	31	14	2	1
U. A. E.	95	81	2	15	—	—	72	77	13	16	4	2
Venezuela	68	62	31	38	—	—	93	90	5	10	—	—

Source: Derived from IMF, Direction of Trade.

Table 4
DEVELOPING COUNTRIES: CURRENT RESERVE AND PRODUCTION
(Billions of Barrels/1.000 B/d)

<i>Industrialized</i>	<i>R</i>	<i>P</i>	<i>R/P</i>
Argentina	2.50	440	16
Brazil	0.88	162	15
Chile	0.44	22	35
Singapore	—	—	—
South Korea	—	—	—
Taiwan	0.012	5	7
Uruguay	—	—	—
Total	<u>3.83</u>	<u>629</u>	
<i>Oil Exporters</i>			
Angola-Cabinda	1.2	195	17
Bahrain	0.3	54	15
Bolivia	0.4	35	—
Brunei	1.6	207	—
Congo	0.4	35	31
Egypt	2.5	450	15
Malaysia	2.5	190	36
Mexico	14.0	990	39
Oman	5.7	350	45
Syria	2.2	200	30
Trinidad-Tobago	0.7	230	8
Tunisia	2.7	87	85
Total	<u>32.8</u>	<u>3,023</u>	

Cont. Table 4.

<i>Balanced Economies</i>	R	P	R/P
Colombia	0.96	140	19
Pakistan	0.28	10	77
Panama	—	—	—
Peru	0.73	90	22
Philippines	0.1	—	—
Total	<u>4.47</u>	<u>440</u>	<u>—</u>
<i>Primary Exporters</i>			
Botswana	—	—	—
Guinea	—	—	—
Guyana	—	—	—
Jamaica	—	—	—
Liberia	—	—	—
Mauritania	—	—	—
Morocco	0.0001	0.4	—
Cierra Leone	—	—	—
Togo	—	—	—
Zaire	0.15	24	17
Zambia	—	—	—
Total	<u>0.15</u>	<u>24</u>	<u>—</u>
<i>Agricultural</i>			
Afghanistan	0.084	0.2	1,150
Bangladesh	—	—	—
Benin	—	—	—
Burma	0.055	23	7
Burundi	—	—	—
Cameroon	0.06	—	—
Central Afr. Emp.	—	—	—
Chad	—	—	—
Comoros	—	—	—
Costa Rica	—	—	—
Cyprus	—	—	—
Dominican Republic	—	—	—
El Salvador	—	—	—
Eq. Guinea	—	—	—
Ethiopia	—	—	—
Fiji	—	—	—
Gambia	—	—	—
Guatemala	0.016	—	—
Ghana	—	—	—
Haiti	—	—	—
Honduras	—	—	—
Ivory Coast	—	—	—
Jordan	—	—	—

DESARROLLO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA Y LA ECONOMÍA MUNDIAL

Cont. Table 4

<i>Agricultural</i>	<i>R</i>	<i>P</i>	<i>R/P</i>
Lebanon	—	—	—
Lesotho	—	—	—
Madagascar	—	—	—
Malawi	—	—	—
Mali	—	—	—
Mauritius	—	—	—
Mozambique	—	—	—
Nepal	—	—	—
Nicaragua	—	—	—
Niger	—	—	—
Papua New Guinea	—	—	—
Paraguay	—	—	—
Rwanda	—	—	—
Senegal	—	—	—
Somalia	—	—	—
Sri Lanka	—	—	—
Sudan	—	—	—
Surinam	—	—	—
Swaziland	—	—	—
Tanzania	—	—	—
Thailand	0.00027	0.2	44
Uganda	—	—	—
Upper Volta	—	—	—
Yemen Arab Rep.	—	—	—
Total	0.22	23	—
Total Non-OPEC Countries	41.5	41.39	—
<i>OPEC member countries</i>			
Algeria	6.60	1,152	16
Ecuador	1.64	183	24
Gabon	2.05	222	25
Indonesia	10.00	1,686	16
Iran	62.00	5,663	30
Iraq	34.50	2,493	42
Kuwait	70.10	1,969	97
Libya	25.00	2,063	33
Nigeria	18.70	2,085	25
Qatar	5.60	445	35
Saudi Arabia	153.10	9,200	46
U. A. E.	32.40	1,999	44
Venezuela	18.20	2,238	22
Total	439.90	31,398	—

Total Developing Countries	<u>481.40</u>	<u>35,537</u>
World Total	<u>653.70</u>	<u>62,160</u>
Share of Developing Countries (%)	<u>73.60</u>	<u>57.20</u>
Share of Non-OPEC Developing Countries (%)	<u>6.30</u>	<u>6.70</u>

NOTES: R = Estimated proved crude oil reserves as of January 1, 1978 in billions of barrels.

P = 1977 production in thousands barrels per day.

R/P = Ratio of Reserves to Annual Production.

Sources: Brookhaven National Laboratory, *Energy Needs, Uses and Resources in Developing Countries* (March 1978); OPEC, *Summary of OPEC Statistics, 1977*; BP, *BP Statistical Review of the World Oil Industry 1977*.

Table 5

**ESTIMATED ULTIMATE CONVENTIONAL WORLD CRUDE OIL
RESOURCES BY REGION
(Billions of Barrels)**

<i>Region</i>	<i>Nehring</i>	<i>Hubbert</i>
North America	280- 380	299
South America	120- 160	190
Western Europe	50- 70	68
U. S. S. R./E. Europe	165- 225	472
Africa	120- 170	162
Middle East	860-1140	598
Asia-Oceania	105- 155	96
Total	<u>1700-2300</u>	<u>2000</u>

Note: Included in the Hubbert estimates 115 billion barrels of additional future discoveries.

Sources: R. Nehring, *Giant Oil Fields and World Oil Resources* (Rand, 1978), M. King Hubbert, "World Oil and Natural Gas Reserves and Resources", Congressional Research Service, *Project Interdependence: U.S. and World Energy Outlook Through 1990*. (Washington 1977), pp. 633-644.

Table 6

BALANCE SHEET OF ESTIMATED OIL RESOURCES

(Billion of Barrels)

<i>Geographical unit</i>	Cumulative production to 1975	Recoverable proven reserves end of 1975	Growth proven reserves	Undiscovered recoverable resources	Estimated ultimate recovery
United States	122.317	32.682	42.487	346	
Canada	7.479	7.100	9.230	to	875-2,500
Western Europe	7.284	27.538	35.800	1,971	
Australia & N. Z.	0.816	1.775	2.307		
Japan	0.186	0.025	0.033		
U. S. S. R.	47.193	80.400	104.520		
Latin America	47.291	35.376	29.869	224 to 848	386 to 960
Africa & Madagascar	20.564	65.092	41.685	223 to 873	350 to 1,000
& SE Asia Ext.	9.123	19.609	14.293	181 to 597	224 to 640
China, P.R.	2.400	20.000	26.600	27 to 172	75 to 220
Middle East	85.857	368.410	193.213	352 or over	1,000 or over
	350.510	658.007	499.437	1,353 or over to 4,813 or over	

Recoverable oil left in
the ground by end 1975

2,510 or over, to 5,970 or over, billion bbl.

Source: B. F. Grossling, "A Long-Range Outlook of World Petroleum Prospects", prepared for the Subcommittee on Energy of the Joint Economic Committee (March 1978).

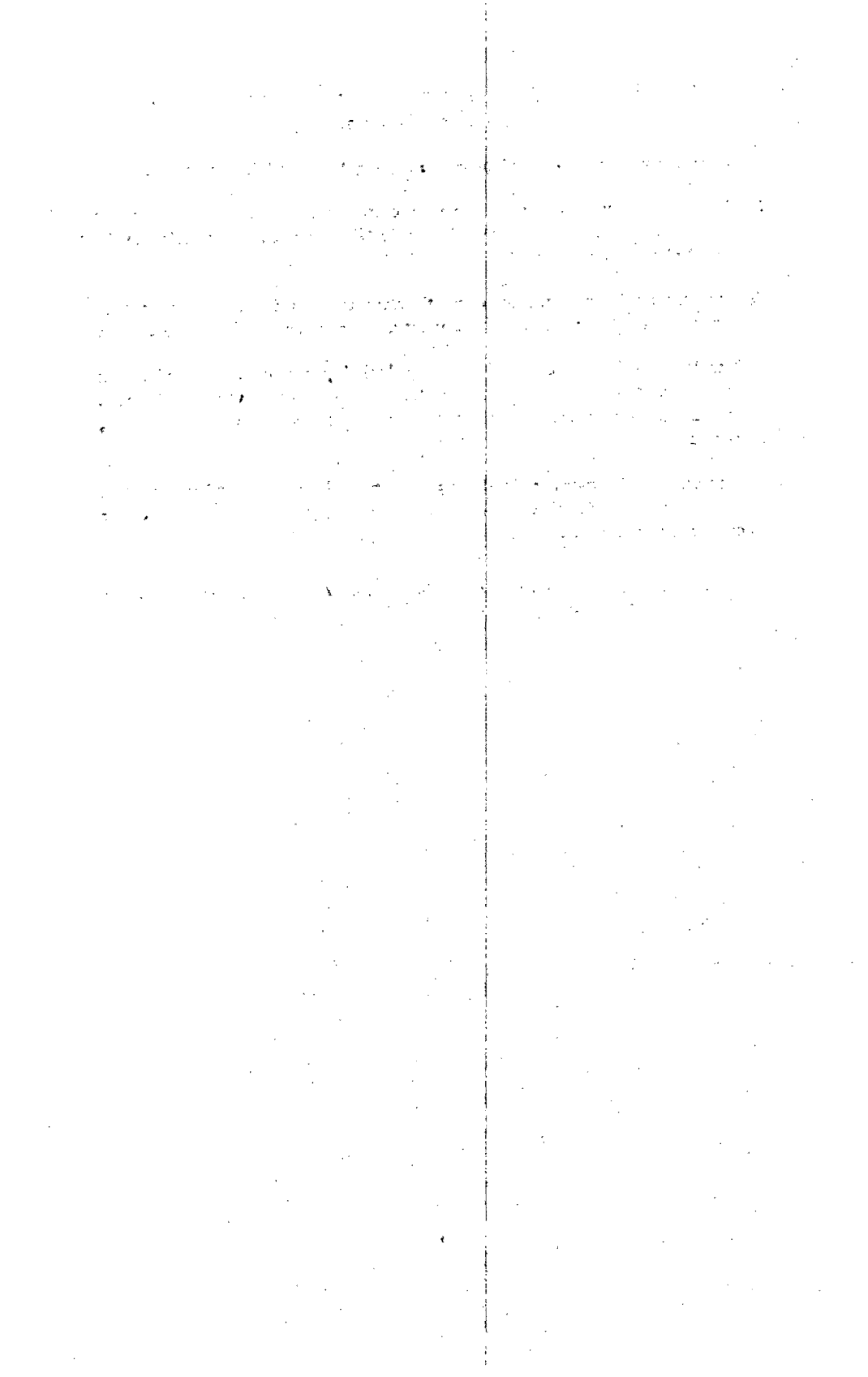
Table 7. DEVELOPING COUNTRIES: BY STATUS OF OIL AND GAS

	Group A	Group B	Group C	Group D	Group E
<i>South Asia</i>	Bangladesh Burma India Pakistan		Sri Lanka	Nepal	
<i>East Asia & Pacific</i>	Malaysia	Papua New Guinea Philippines Thailand	Korea Vietnam	Singapore Hong Kong Western Samoa Laos	Indonesia Brunei
<i>Europe, M. E. and N. Afr.</i>	Yugoslavia Syria Tunisia Turkey Congo Egypt Morocco Afghanistan		Jordan Yemen AR Yemen PDR		Libya Qatar Saudi Arabia UAR Kuwait Bahrain Iran Iraq Oman Algeria
<i>East Africa</i>	Zaire	Burundi Bwanda Tanzania	Mozambique Ethiopia Madagascar Somalia	Zambia Mauritius Botswana Comoros Islands Kenya Lesotho Malawi Uganda	
<i>West Africa</i>		Cameroon Ivory Coast	Sao Tome and Principe	Upper Volta	

Professor Abbas Alnasrawi / ENERGY AND THE DEVELOPING COUNTRIES
NOTE ON COUNTRY GROUPING

- A. Current producers of oil and/or gas, including 14 net oil importers, etc.
- B. Non-OPEC developing countries which are currently non-producers of oil and/or gas but have proven reserves and announced commercial discoveries to be exploited as of November 1977.
- C. Non-OPEC developing countries, currently carrying on intensive exploratory activity and have favorable geological prospects for potential oil/gas discoveries.
- D. Non-OPEC developing countries, whose geological prospects for oil and/or gas at the present state of technical knowledge are not very favorable. However, in some of these countries, viz Kenya, some exploratory activity is still being carried on.
- E. Includes 13 oil exporting developing countries which are members of OPEC, and 5 non-OPEC net oil exporting developing countries which are high/upper middle income countries.

Source: World Bank, *Petroleum and Gas in Non-OPEC Developing Countries, 1976-1983* (Staff Working Paper No 289, April 1978).



II PARTE

DIAGNOSTICO DE LA SITUACION ENERGETICA DE AMERICA LATINA

EL DESARROLLO DEL SECTOR ENERGETICO DE AMERICA LATINA ENTRE 1950 y 1976

Jorge Trénova

Comisión Económica para América Latina (CEPAL)

I. CONSUMO Y PRODUCCIÓN DE ENERGIA TOTAL

El consumo de energía comercial¹ en la región alcanzó en 1976 al equivalente de 242 millones de toneladas de petróleo y su tasa de crecimiento en el período, de 6,9%. El consumo de energía por habitante correspondiente equivale a 760 kg de petróleo, cifra que representa más de dos veces la del grupo de los otros países en desarrollo y menos de la quinta parte de la del grupo de países desarrollados. (Cuadro 1).

A lo largo de todo el período, América Latina dependió considerablemente del petróleo para satisfacer su consumo de energía y esta dependencia continúa en la actualidad. En estos países se produjo la sustitución del carbón por el petróleo con anterioridad a que ello ocurriera en el resto del mundo, o sea, antes de la década de los años cincuenta. El desarrollo industrial latinoamericano, que se acentuó con posterioridad a la Segunda Guerra Mundial, se basó fundamentalmente en este combustible, al que se agregó más tarde el gas natural. En 1976, los hidrocarburos (derivados del petróleo y gas natural) satisficieron el 76% de las necesidades de energía comercial de la región. El resto lo fue principalmente por la hidroelectricidad (18%) y, en escala decreciente por el carbón, energía nuclear y energía geotérmica.

Las variaciones en las contribuciones de las distintas fuentes comerciales al abastecimiento energético a lo largo del período son las siguientes: los derivados del petróleo y el carbón mineral registraron descensos desde el 67% hasta el 62% el primero, y desde el 13 al 5%

¹Además de las fuentes comerciales de energía, todavía se recurre en forma importante a los combustibles vegetales, los más usados de los cuales son la leña, el carbón vegetal, el bagazo de la caña de azúcar y el alcohol. Se estima que en los años 1950 y 1976, el consumo regional de estos combustibles sobrepasó el equivalente de 29 y 42 millones de toneladas de petróleo, respectivamente, representando en cada año el 40% y el 15% del consumo total de energía.

Cuadro 1

MUNDO Y GRUPO DE PAISES SELECCIONADOS: CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL
TOTAL Y POR HABITANTE, 1950-1976

	1950				1976				Tasa de crecimiento, 1950-1976 (porcentajes)				
	Consumo		Población		Consumo		Población		Consumo k.e.p. Pobla- ción	Consumo k.e.p. Habi- tante			
	10 ⁶ t.e.p.	Porcen- taje	10 ⁶ ha- bitante	Porcen- taje	10 ⁶ t.e.p.	Porcen- taje	10 ⁶ ha- bitante	Porcen- taje					
Países desarrollados	1.589	92,9	848	34,2	1.874	4.772	82,1	1.134	28,2	4,4	1,1	3,1	
Países en desarrollo	122	7,1	1.632	65,8	75	1.043	17,9	2.886	71,8	361	8,5	2,2	6,2
América Latina	43	2,5	150	6,0	287	242	4,1	317	7,9	760	6,6	2,9	3,8
Otros	79	4,6	1.482	59,8	53	801	13,8	2.569	63,9	312	9,3	2,1	7,1
Mundo	1.711	100,0	2.480	100,0	690	5.815	100,0	4.020	100,0	1.446	4,8	1,9	2,8

Fuente: América Latina: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales; otros países: CEPAL, sobre la base de Naciones Unidas, *World Energy Supplies*, Serie J. Nos 19 y 20.

Nota: t.e.p. = tonelada equivalente de petróleo; k.e.p. = kilogramo equivalente de petróleo (10 700(kcal./kg).

*Estados Unidos, Canadá, Japón, Australia, Nueva Zelanda, Israel, Sudáfrica, Unión Soviética y países europeos.

†Argentina, Bahamas, Barbados, Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, Cuba, Chile, Ecuador, Grenada, El Salvador, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Suriname, Trinidad y Tobago, Uruguay y Venezuela.

el segundo. Estos descensos aparecen compensados con incrementos en la participación del gas natural del 7 al 14% y de la hidroelectricidad del 14 al 18%. A partir de 1974 se incorporaron como fuentes abastecedoras la energía nuclear y la energía geotérmica, pero con cifras de producción que no alcanzan todavía a ser significativas. (Cuadros 2 y 3).

La producción de energía comercial superó, a lo largo de los 27 años analizados, a su consumo, fundamentalmente como consecuencia de los excedentes de producción de petróleo en Venezuela y de los saldos no consumidos de la producción de gas natural en todos los países productores. Sin embargo, el coeficiente producción-consumo que creció desde la cifra 3,0 en 1950 a 3,6 en 1960 empieza a disminuir continuamente a partir de ese año hasta alcanzar el valor 1,5 en 1976 como consecuencia no sólo del aumento de la demanda sino además por la política de conservación de sus recursos petroleros establecida por Venezuela.

En relación a la diversificación en la producción de energía, Argentina, Brasil, Colombia, Chile, México y Venezuela produjeron en 1976 las cuatro principales formas de energía comercial: derivados del petróleo, gas natural, hidroelectricidad y carbón mineral; Bolivia, Cuba, Ecuador y Perú, las tres primeras; Barbados y Trinidad-Tabago sólo hidrocarburos y los países centroamericanos; Haití, Paraguay, República Dominicana, Suriname y Uruguay sólo hidroelectricidad; Bahamas, Grenada y Guyana no produjeron ningún tipo de energía primaria comercial.

2. LOS RECURSOS ENERGETICOS

Las reservas probadas² de petróleo y de gas natural a fines de 1976 eran estimadas en 4.700 millones de m³ y 2.500 miles de millones de m³, respectivamente. (Cuadro 4). La distribución geográfica de estas reservas es irregular. En el caso del petróleo, el 90% de ellas se encuentran ubicadas en sólo 4 países: Venezuela (52%), México (24%), Argentina (8%) y Ecuador (6%). En el caso del gas natural, los mismos países acumulan el 80% con porcentajes del 46, 13, 8 y 13%, respectivamente.

Las características geológicas de algunas regiones de América Latina

²Reservas probadas es la cantidad de petróleo (carbón, etc.) que se puede recuperar económicamente de un yacimiento con los métodos y procedimientos en aplicación en el momento del estudio.

Cuadro 2

AMERICA LATINA: PRODUCCION Y CONSUMO DE ENERGIA SEGUN FUENTES Y PAISES, 1950

(Miles de toneladas, equivalentes de petróleo de 10.700 kcal/kg)

	Producción						Consumo					
	Carbón mineral	Petróleo crudo	Gas natural	Hidro-Combustibles		Total	Carbón mineral	Derivados del petróleo	Gas natural	Hidro-Combustibles		Total
				ciudad	vegetales					ciudad	vegetales	
<i>Paises importadores de petróleo</i>												
Argentina	27	3.357	657	77	1.457	5.575	1.250	7.307	464	77	1.457	10.555
Bahamas	—	—	—	—	5	5	—	16	—	—	5	21
Barbados	—	—	2	—	126	128	—	21	—	—	126	147
Bolivia	—	80	—	110	556	726	7	122	—	110	536	775
Brasil	864	46	4	3.030	9.687	13.631	1.340	4.316	—	3.030	9.687	18.373
Costa Rica	—	—	—	74	162	236	—	96	—	74	162	332
Cuba	—	22	—	6	3.241	3.269	36	1.720	20	6	3.241	5.023
Chile	1.381	82	174	694	853	3.184	1.381	1.134	—	694	853	4.062
El Salvador	—	—	—	17	325	342	—	91	—	17	325	433
Grenada	—	—	—	—	13	13	—	2	—	—	13	15
Guatemala	—	—	—	35	524	559	—	247	—	35	524	806
Guyana	—	—	—	—	194	194	—	85	—	—	194	279
Haití	—	—	—	—	816	816	—	37	—	—	816	853
Honduras	—	—	—	3	256	259	—	145	—	3	256	404
Jamaica	—	—	—	21	345	366	—	82	—	21	345	448
Nicaragua	—	—	—	15	217	232	—	67	—	15	217	299
Panamá	—	—	—	2	114	116	—	182	—	2	114	298
Paraguay	—	—	—	—	263	263	—	11	—	—	263	274

Cont. Cuadro 2.

República Dominicana	—	—	—	662	—	130	—	—	662	792		
Suriname	—	—	—	35	—	67	—	—	35	102		
Uruguay	—	—	—	222	80	734	—	—	222	1.157		
Subtotal	2.272	3.587	837	4.306	19.952	30.954	4.094	16.612	484	4.306	19.952	45.448
<i>Países exportadores de petróleo</i>												
Colombia	720	4.699	1.044	362	2.299	9.124	710	951	180	362	2.299	4.482
Ecuador	—	347	115	30	657	1.149	—	230	—	30	657	917
México	590	10.572	1.611	821	4.217	17.811	660	7.337	1.144	821	4.217	14.179
Perú	74	2.006	712	299	1.424	4.515	40	1.097	4	299	1.424	2.864
Trinidad y Tabago	—	2.904	395	—	138	3.437	—	167	130	—	138	435
Venezuela	7	78.236	18.724	73	538	92.578	17	2.500	972	73	538	4.100
Subtotal	1.891	98.764	17.601	1.585	9.273	128.614	1.427	12.262	2.430	1.585	9.273	26.977
Total América Latina	3.663	102.351	18.438	5.891	29.225	159.568	5.521	28.874	2.914	5.891	29.225	72.425

Fuente: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales. Las cifras sobre producción y consumo de combustibles vegetales han sido estimadas en CEPAL. Las cifras sobre carbón y sobre energía comercial correspondientes a Bahamas, Barbados, Cuba, Grenada, Guyana, Suriname y Trinidad y Tabago se obtuvieron de: United Nations, *World Energy Supplies, 1950-1974*.

*La energía hidroeléctrica fue expresada en unidades calóricas sobre la base del consumo de combustible que, en promedio, utilizaron las centrales térmicas de la región para producir 1 kWh (4.500 kcal.).

Cuadro 3

AMERICA LATINA: PRODUCCION Y CONSUMO DE ENERGIA SEGUN FUENTES Y PAISES, 1976

(Miles de toneladas de petróleo equivalente de 10.700 kcal/kg)

	Producción						Consumo					
	Carbón mineral	Petróleo crudo	Gas natural	Hidro- electri- cidad*	Combus- tibles vegetales	Total	Carbón mineral	Derivados del petróleo	Gas natural	Hidro- electri- cidad*	Combus- tibles vegetales	Total
<i>Países importadores de petróleo</i>												
Argentina	402	20.833	9.598	2.270	1.695	34.798	924	21.077	6.708	2.270	1.695	32.674
Bahamas	—	—	—	—	6	6	2	1.006	—	—	6	1.014
Barbados	—	14	3	—	64	81	—	154	3	—	64	221
Brasil	2.130	8.605	1.427	24.631	16.279	53.072	4.336	42.327	482	24.631	16.279	88.055
Colombia	2.368	7.298	2.906	3.126	2.753	18.451	2.365	6.626	1.523	3.126	2.753	16.393
Costa Rica	—	—	—	430	283	713	—	597	—	430	283	1.310
Cuba	—	144	19	16	3.809	3.988	77	7.487	18	16	3.809	11.407
Chile	826	1.091	5.345	1.864	565	10.191	901	4.114	1.114	1.864	565	8.558
El Salvador	—	—	—	129	546	675	—	642	—	129	546	1.317
Grenada	—	—	—	—	15	15	—	13	—	—	15	28
Guatemala	—	—	—	91	1.170	1.261	—	929	—	91	1.170	2.190
Guyana	—	—	—	—	307	307	—	549	—	—	307	856
Haití	—	—	—	43	1.145	1.188	—	73	—	43	1.145	1.261
Honduras	—	—	—	129	496	625	—	450	—	129	496	1.075
Jamaica	—	—	—	43	380	423	1	2.595	—	43	380	3.019
Nicaragua	—	—	—	128	403	531	—	631	—	128	403	1.162
Panamá	—	—	—	41	192	233	—	1.022	—	41	192	1.255
Paraguay	—	—	—	159	450	609	—	345	—	159	450	954
Perú	—	3.735	1.763	1.753	1.716	8.967	120	5.760	1.044	1.753	1.716	10.393

Cont. Cuadro 3.

República Dominicana	—	—	63	1.185	1.248	—	2.153	—	63	1.185	3.401
Suriname	—	—	352	70	422	17	573	—	352	70	1.012
Uruguay	—	—	364	101	465	17	1.720	—	364	101	2.202
Subtotal	5.726	41.720	21.561	33.630	138.269	8.760	100.843	10.892	35.632	33.630	189.757
<i>Países exportadores de petróleo</i>											
Bolivia	—	1.937	3.793	894	6.875	—	875	69	251	894	2.089
Ecuador	—	9.026	—	1.293	10.510	—	2.191	—	191	1.293	3.675
México	3.696	46.830	19.014	5.498	80.180	3.809	34.667	12.618	5.142	5.498	61.734
Trinidad y Tabago	—	10.575	1.475	—	12.197	—	1.572	1.475	—	147	3.194
Venezuela	58	120.166	32.307	764	156.261	215	9.962	9.845	2.966	764	23.752
Subtotal	3.754	188.534	56.589	8.550	266.023	4.024	49.267	24.007	8.550	8.596	94.444
Total América Latina	9.480	230.254	78.150	42.236	404.292	12.784	150.110	34.899	44.182	42.226	284.201

Fuente: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales. Las cifras sobre producción y consumo de combustibles vegetales han sido estimadas en CEPAL. Las cifras sobre carbón y sobre energía comercial correspondientes a Bahamas, Barbados, Cuba, Granada, Guyana, Suriname y Trinidad y Tabago se obtuvieron de: United Nations, *World Energy Supplies*, 1972-1976.

*En Argentina incluye energía eléctrica de origen nuclear y en El Salvador y México, de origen geotermal. Esta energía y la hidroelectricidad fueron usadas en unidades calóricas considerando el consumo de kilocalorías que, en promedio, utilizaron las centrales térmicas de la región para producir 1 kwh (3.200 kcal/kwh).

hacen suponer a algunos especialistas que en el subsuelo deben existir todavía acumulaciones muy considerables de hidrocarburos. Los recientes descubrimientos en México parecen confirmar esta hipótesis.

Por otra parte, los trabajos de prospección petrolera realizados hasta la fecha en la región son relativamente modestos. Esto, unido a lo anterior, hacen esperar que, conforme aumenten las labores de búsqueda de nuevos yacimientos, mejore la posición futura de varios países en relación a la existencia de estos combustibles.

Las reservas probadas de carbón mineral han sido estimadas en unos 6.000 millones de toneladas métricas ubicadas en 6 países: México (33%), Colombia (27%), Venezuela (14%), Chile (11%), Brasil (8%), Argentina (7%).

Las reservas conocidas de uranio, cuya prospección es relativamente reciente en América Latina, asciende a unas 75.000 toneladas con yacimientos principalmente en Argentina, Brasil y México que son los que mayor énfasis han puesto en su búsqueda, originado en sus programas de instalación de centrales eléctricas nucleares.

El potencial hidroeléctrico económicamente aprovechable, único recurso energético renovable de los señalados, no ha sido aún completamente identificado, pero se estima que supera los 420 millones de kw, cifra importante si se considera que la capacidad instalada en 1976 de este origen era de sólo 33 millones de kw. (Cuadro 4).

3. DESARROLLO DE LOS RECURSOS ENERGETICOS

a) *El petróleo.*

I. Producción y consumo.

La producción regional de petróleo registra cifras permanentemente crecientes hasta 1970, año en que más que se duplica la cifra de la producción correspondiente a 1950 (274 y 102 millones de toneladas respectivamente). Sin embargo, en el período que sigue hasta 1975 se produce una contracción de la producción debida, en parte, a la ya mencionada política conservadora seguida por Venezuela y, en parte, al agotamiento de campos explotados en Argentina, Brasil, Colombia, y Chile. Sólo México y Ecuador muestran incrementos en su producción originados en nuevos campos puestos en explotación. Esta circunstancia, si bien permitió levantar la producción regional en 1976 y en 1977, no la llevó al nivel registrado en 1970.

Cuadro 4

AMERICA LATINA: RESERVAS PROBADAS DE COMBUSTIBLES FOSILES
Y URANIO Y POTENCIAL HIDROELECTRICO INSTALABLE
ECONOMICAMENTE, 1976

<i>País</i>	<i>Petróleo (millones de m³)</i>	<i>Gas natural (mil millo- nes de m³)</i>	<i>Carbón mineral (millones de toneladas)</i>	<i>Uranio (toneladas)</i>	<i>Hidroelec- tricidad (miles de KW)</i>
Argentina	365,7	192,6	450,0	41.800	44.800
Bahamas	—	—	—	—	—
Barbados	0,6	8,5	—	—	—
Bolivia	38,2	141,6	—	—	20.000
Brasil	127,2	25,5	507,0	26.400	150.000
Colombia	131,2	141,6	1.600,0	—	50.000
Costa Rica	—	—	—	—	8.600
Cuba	—	—	—	—	—
Chile	28,9	56,6	660,0	—	17.000
Ecuador	270,3	339,8	—	—	20.000
El Salvador	—	—	—	—	1.350
Grenada	—	—	—	—	—
Guatemala	3,4	—	—	—	4.950 ^a
Guyana	—	—	—	—	—
Haití	—	—	—	—	—
Honduras	—	—	—	—	3.800 ^b
Jamaica	—	—	—	—	—
México	1.113,0	339,8	2.000,0	7.100	25.250
Nicaragua	—	—	—	—	3.290 ^b
Panamá	—	—	—	—	1.890 ^b
Paraguay	—	—	—	—	11.015 ^d
Perú	118,8	62,3	15,0	—	30.000
Rep. Dominicana	—	—	—	—	300
Suriname	—	—	—	—	—
Trinidad y Tabago	82,7	63,9	—	—	—
Uruguay	—	—	—	—	2.200
Venezuela	2.427,9	1.152,6	820,0	—	25.000
Total	4.707,9	2.524,8	6.052,0	75.300	419.445

Fuente: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales, *The Oil and Gas Journal*, 27 de diciembre de 1976; Organismo Internacional de Energía Atómica, vol. 20, N° 1, febrero de 1978.

^aPotencial técnicamente aprovechable con factor de planta igual a 1.

^bPotencial técnicamente aprovechable.

^cEvaluación incompleta.

^dIncluidos sólo las centrales binacionales de Itaipú, Yaciretá y Corpus en su parte correspondiente a Paraguay y la central paraguaya Presidente Strömsner.

Venezuela aparece como el principal productor aunque su importancia relativa es decreciente (76 y 52% al comienzo y final del período). México es el segundo productor, pero con cantidades bastante inferiores a Venezuela. Sin embargo, con los recientes hallazgos, en los últimos años empieza a escalar posiciones rápidamente. (Cuadros 2 y 3).

En los 27 años considerados, la producción de petróleo en la región supera constantemente a la demanda interna de derivados aún cuando la importancia de los saldos en relación a la producción se redujo notablemente.

Aunque el balance producción-consumo de petróleo es favorable a nivel regional, no lo es a nivel de países salvo contadas excepciones. Sólo en 5 países la producción ha superado permanentemente a la demanda: Venezuela, México, Trinidad-Tabago, Colombia y Bolivia (salvo breves períodos en México y Bolivia). Ecuador fue exportador de petróleo en los primeros años de la década de los 50, luego perdió esta característica y sólo la recuperó en 1972.

Otros seis países: Argentina, Barbados, Brasil, Cuba, Chile y Perú producen en la actualidad este combustible, pero no en las cantidades suficientes para satisfacer sus respectivas demandas internas de derivados. La situación más desfavorable correspondió en 1976 a Cuba que abasteció con su producción interna sólo el 2% de la demanda. Le siguen Barbados, Brasil, Chile, Perú y Argentina que, en ese orden, lo hicieron con el 9, 20, 27, 65 y 99%. Perú es otro país en que los recientes hallazgos en la región amazónica le harán recuperar a corto plazo la condición de país exportador de petróleo que tenía a comienzos del período (Cuadro 3).

Los 15 países restantes no registran valores de producción de petróleo. Este grupo está constituido por países relativamente pequeños consumidores de petróleo (representaron el 7 y 9% del consumo regional en 1950 y 1976). Sin embargo, dada su dependencia total del petróleo importado, la implementación de políticas de sustitución del petróleo puede adquirir mayor urgencia.

II. Exportación e importación de petróleo crudo y derivados.

El volumen total de las exportaciones de petróleo crudo representó en todo el período porcentajes importantes de la producción, sobrepasando en la totalidad de los años al 40% de ésta. Venezuela se destaca por sus exportaciones de crudo, las cuales representaron el 91% de las exportaciones latinoamericanas totales de crudo en 1950

y el 73% en 1976. Otros exportadores en 1950 fueron Colombia y México y en 1976, Bolivia, Ecuador, México y Trinidad-Tabago. (Cuadros 5 y 6).

La misma concentración observada en las exportaciones de petróleo se observa también en relación a los derivados combustibles del petróleo. Venezuela mantiene la posición de principal exportador, correspondiéndole en forma sostenida más del 60% de las exportaciones totales de derivados. Otros exportadores de derivados fueron México y Trinidad-Tabago en 1950, y en 1976 Bahamas, Colombia, Panamá y Trinidad-Tabago.

Frente al reducido grupo de países exportadores de petróleo crudo y derivados contrasta el numeroso grupo de países importadores de ellos. Las estadísticas del período muestran al respecto dos hechos destacados: primero, la proporción importante en que las importaciones de crudo y derivados satisfacen la demanda interna de derivados de los países deficitarios, 82% en 1950 y 66% en 1976; segundo, la evolución continua de las importaciones mayoritariamente constituidas por derivado en 1950 (78%) y mayoritariamente constituidas por petróleo crudo en 1976 (85%). Ella se originó en el desarrollo alcanzado por la actividad refinadora de crudo en todos los países de la región a excepción de Grenada, Guyana, Haití y Suriname.

III. Consumo de derivados.

A pesar de la concentración que muestra la producción de petróleo, el consumo de derivados creció de 33,6 millones de m³ en 1950 a 180,3 millones en 1976. (Cuadros 5 y 6). La tasa de crecimiento acumulativo correspondiente a estas cifras es del 6,7% promedio anual. Se destacan por la magnitud de su consumo Argentina, Brasil, México y Venezuela cuyo volumen conjunto se mantuvo aproximadamente en el 73% del consumo total de derivados de América Latina. Un porcentaje también relativamente parejo del 16% le correspondió al grupo de países formado por Colombia, Cuba, Chile y Perú. El 11% restante se distribuye entre 19 países, cifra que revela lo comparativamente reducido de sus mercados consumidores.

En la estructura del consumo se observa a lo largo de estas dos décadas y media los siguientes hechos:

- Un incremento creciente de la participación conjunta del consumo de gasolina y diesel-oil dentro del consumo total, la que varió desde el 40 al 50%. Estos derivados se consumen casi en su totalidad en el sector transporte;

Cuadro 5

AMERICA LATINA: PRODUCCION, IMPORTACION Y EXPORTACION DE PETROLEO E IMPORTACION, EXPORTACION Y CONSUMO DE DERIVADOS COMBUSTIBLES DEL PETROLEO, 1950

(Miles de m³)

	Petróleo crudo			Derivados		
	Produc- ción	Impor- tación	Expor- tación	Impor- tación	Expor- tación	Con- sumo
<i>Paises importadores netos de petróleo y derivados</i>						
Argentina	3.730	3.559	—	2.703	—	8.408
Bahamas	—	—	—	26	—	22
Barbados	—	6	—	19	—	25
Bolivia	98	—	9	75	3	146
Brasil	54	13	—	4.978	—	5.127
Costa Rica	—	—	—	112	—	112
Cuba	22	269	—	1.660	—	1.940
Chile	100	—	77	1.348	—	1.296
El Salvador	—	—	—	107	—	107
Grenada	—	—	—	2	—	2
Guatemala	—	—	—	280	—	280
Guyana	—	—	—	94	—	94
Haití	—	—	—	44	—	43
Honduras	—	—	—	162	—	162
Jamaica	—	—	—	216	—	216
Nicaragua	—	—	—	77	—	77
Panamá	—	—	—	212	—	212
Paraguay	—	—	—	27	—	27
Rep. Dominicana	—	—	—	120	—	119
Suriname	—	—	—	75	—	75
Uruguay	—	864	—	44	—	849
Subtotal	<u>4.004</u>	<u>4.711</u>	<u>86</u>	<u>12.381</u>	<u>3</u>	<u>19.339</u>
<i>Paises exportadores netos de petróleo y derivados</i>						
Colombia	5.401	—	4.495	244	—	1.107
Ecuador	418	—	149	8	—	274
México	11.747	—	1.864	347	1.034	8.453
Perú	2.389	—	445	44	706	1.275
Trinidad y Tabago	2.904	1.520	—	—	4.157	205
Venezuela	86.929	—	71.931	—	10.688*	2.900*
Subtotal	<u>109.788</u>	<u>1.520</u>	<u>78.884</u>	<u>643</u>	<u>16.585</u>	<u>14.214</u>
Total						
América Latina	<u>113.792</u>	<u>6.231</u>	<u>78.970</u>	<u>13.024</u>	<u>16.588</u>	<u>33.553</u>

Fuente: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales.

*No incluye 931.000 m³ por venta a naves.

Cuadro 6

AMERICA LATINA: PRODUCCION, IMPORTACION Y EXPORTACION DE
 PETROLEO E IMPORTACION, EXPORTACION Y CONSUMO DE
 DERIVADOS COMBUSTIBLES DEL PETROLEO, 1976
 (Miles de m³)

	<i>Petróleo crudo</i>		<i>Derivados</i>			
	<i>Produc- ción</i>	<i>Impor- tación</i>	<i>Expor- tación</i>	<i>Impor- tación</i>	<i>Expor- tación</i>	<i>Con- sumo</i>
<i>Países importadores netos de petróleo y derivados</i>						
Argentina	23.148	3.524	—	1.260	141	24.954
Bahamas	—	10.760	—	804	9.288	1.120
Barbados	23	147	—	438	—	601
Brasil	10.006	43.655	3.335	1.374	210	51.025
Colombia	8.388	1.069	—	438	1.394	8.187
Costa Rica	—	293	—	449	—	708
Cuba	251	6.663	—	2.338	—	8.382
Chile	1.331	4.016	—	—	154	5.210
El Salvador	—	571	—	4	—	738
Grenada	—	—	—	620	—	620
Guatemala	—	825	—	526	—	1.127
Guyana	—	—	—	623	—	623
Haití	—	—	—	144	—	144
Honduras	—	441	—	26	16	517
Jamaica	—	1.422	—	1.275	151	2.390
Nicaragua	—	677	—	47	—	746
Panamá	—	3.201	—	360	2.068 ^a	1.213
Paraguay	—	256	—	105	—	414
Perú	4.446	2.694	317	490	123	6.830
Rep. Dominicana	—	1.331	—	794	—	2.416
Suriname	—	—	—	595	—	595
Uruguay	—	2.031	—	173	—	2.023
Subtotal	47.593	83.576	3.652	12.883	13.545	120.583
<i>Países exportadores netos de petróleo y derivados</i>						
Bolivia	2.362	—	1.282	23	—	1.075
Ecuador	10.875	1.291	9.752	242	—	2.570
México	52.033	—	5.480	4.104	294	42.018
Trinidad y Tabago	12.350	13.720	8.847	88	12.654	1.681
Venezuela	133.518	—	79.743	—	40.920 ^b	12.412 ^b
Subtotal	211.138	15.011	105.104	4.457	53.868	59.756
Total América Latina	258.731	98.587	108.756	17.340	67.413	180.339

Fuente: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales.

^aIncluye venta a naves (Bunker C.).

^bNo incluye 1.260.000 m³ por venta a naves.

- La rápida penetración al mercado del gas licuado desde el 1 al 8% en los años extremos, combustible de uso principalmente residencial;
- La mantención de la importancia relativa de la participación del kerosene en el 8%. Este combustible es también de uso principalmente residencial y vio frenado el desarrollo de su consumo por la competencia del gas licuado;
- La disminución de la importancia relativa del consumo de fuel-oil, utilizado como fuente de calor en grandes instalaciones (centrales termoeléctricas, industrias, etc.), que ve disminuida su participación dentro del consumo desde el 50 al 31%.

Como se indicó anteriormente, los derivados del petróleo constituyeron a lo largo de todo el período la base del abastecimiento energético de América Latina.

b) *El gas natural.*

La producción y consumo del gas natural en la región, se limita en la actualidad a 11 países. Los principales productores en 1976 eran Argentina, México y Venezuela a los que les correspondió el 77% del gas producido. Este combustible contribuyó en forma importante a satisfacer la demanda de energía comercial en esos países siendo su importancia del 43% en Venezuela y del 22 y 23% en Argentina y México. (Cuadro 3).

En general, el gas natural se obtiene asociado al petróleo. Normalmente se opera sobre la producción de este último por lo que la producción de gas natural no queda determinada por su mercado consumidor sino por la producción de petróleo. Como el consumo es relativamente bajo en comparación con la producción dados los elevados costos que significa llevar el gas natural a grandes distancias, se ha procedido hasta la fecha a reinyectar los excedentes de producción a los pozos, o, en algunos casos, a quemarlo sin provecho energético alguno. Los nuevos precios de la energía han tenido como uno de sus resultados el que se asigne al gas natural un nuevo valor económico que puede hacer interesante su transporte a lugares donde antes no lo era.

En relación al uso final que se da al gas natural, la información disponible no permite llegar a resultados precisos. Se sabe sí que porcentajes importantes se consumen en la industria petrolera y en la industria de la generación termoeléctrica. Cantidades menores se

consumen en la siderurgia como combustible y reductor; en los sectores industrial y residencial como combustible; y, como materia prima en la industria petroquímica.

c) *El carbón mineral.*

La importancia del carbón mineral como fuente de energía no ha sido significativa en América Latina dentro del período analizado e incluso su participación relativa dentro del consumo de energía muestra una tendencia decreciente continua. (Cuadros 2 y 3). La causa ha sido el ya mencionado proceso de sustitución de este combustible por el petróleo, consecuencia de la mayor economía y comodidad de su uso. En la actualidad, el consumo de carbón mineral ha quedado limitado fundamentalmente al que hacen de él, dos sectores: la industria de la generación termoeléctrica donde se lo utiliza no tanto por consideraciones económicas sino sociales; y la industria siderúrgica que continúa utilizándolo en su doble papel de reductor químico y fuente calórica.

Los principales países productores de carbón han sido Brasil, Colombia, Chile y México. De los países productores, sólo Colombia y México producen carbón siderúrgico en calidad y cantidad adecuada a sus necesidades. Todos los demás países poseedores de siderurgias deben importar carbón coquizable en mayor o menor cantidad para combinarlo con carbones nacionales³. De este modo, el comercio exterior del carbón mineral no se origina en la industria energética sino en la siderurgia.

En los últimos años, algunos países productores están considerando la posibilidad de impulsar la producción de carbón mineral como sustituto parcial del petróleo. Ello parece ser especialmente factible en la termoelectricidad y en algunos procesos industriales.

d) *La energía eléctrica.*

i) Producción y consumo.

La producción de energía eléctrica fue de 27,6 TWh⁴ en 1950 y creció con una tasa acumulativa anual del 8,8% hasta 1976, año en que se generaron 249,8 TWh. (Cuadro 7). La multiplicidad de aplicaciones

³El carbón apto para la siderurgia debe satisfacer ciertas condiciones respecto a su contenido de azufre y de cenizas, como asimismo no debe dilatarse en el proceso de calentamiento para obtener el coque.

⁴1 TWh = Mil millones de KWh.

Cuadro 7a

**AMERICA LATINA: PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA
POR SECTORES Y PAISES, 1950**

(Millones de kWh)

País	1950					
	Servicio público			Total del país		
	Hidrú- lica	Térmica	Total	Hidrú- lica	Térmica	Total
Argentina	153	4.370	4.523	183	5.120	5.303
Bahamas	—	16	16	—	16	16
Barbados	—	11	11	—	11	11
Bolivia	163	5	168	261	37	298
Brasil	6.700	800	1.500	7.198	1.010	8.208
Colombia	810	240	1.050	860	410	1.270
Costa Rica	158	—	158	175	7	182
Cuba	13	745	758	13	1.187	1.200
Chile	959	200	1.159	1.649	1.294	2.943
Ecuador	58	52	110	72	80	152
El Salvador	38	28	66	40	48	88
Grenada	—	1	1	—	1	1
Guatemala	71	20	91	83	33	116
Guyana	—	20	20	—	35	35
Haití	—	18	18	—	38	38
Honduras	4	11	15	6	44	50
Jamaica	50	26	76	50	116	166
México	1.850	1.700	3.550	1.950	2.474	4.424
Nicaragua	3	21	24	35	45	80
Panamá	5	88	93	5	99	104
Paraguay	—	30	30	—	40	40
Perú	405	35	440	710	110	820
Rep. Dominicana	—	64	64	—	79	79
Suriname	—	8	8	—	35	35
Trinid. y Tabago	—	48	48	—	168	168
Uruguay	527	89	616	527	89	616
Venezuela	174	319	553	174	479	1.153
Total	12.141.	9.017	21.158	13.991	13.570	27.561

Fuentes: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales. Bahamas, Barbados, Cuba, Grenada, Guyana, Jamaica, Suriname y Trinidad y Tobago: United Nations, *World Energy Supplies*, 1950-1974 y 1972-1976.

AMERICA LATINA: PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA
POR SECTORES Y PAISES, 1960

(Millones de kWh)

País	1960					
	Servicio público			Total del país		
	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total
Argentina	870	6.993	7.863	927	9.531	10.458
Bahamas	—	76	76	—	76	76
Barbados	—	38	38	—	38	38
Bolivia	292	18	310	350	97	447
Brasil	14.831	3.683	18.514	18.384	4.481	22.865
Colombia	2.244	551	2.795	2.389	1.131	3.520
Costa Rica	380	33	413	392	46	438
Cuba	20	2.213	2.233	20	2.961	2.981
Chile	2.172	170	2.342	2.977	1.615	4.592
Ecuador	145	164	309	175	214	389
El Salvador	236	12	248	240	16	256
Grenada	—	4	4	—	4	4
Guatemala	126	120	246	143	167	310
Guyana	—	55	55	—	92	92
Haití	—	60	60	—	90	90
Honduras	16	50	66	19	78	97
Jamaica	126	130	256	126	382	508
México	4.965	3.624	8.589	5.149	5.579	10.728
Nicaragua	1	101	102	45	131	176
Panamá	18	185	203	18	216	234
Paraguay	—	65	65	—	96	96
Perú	1.060	118	1.178	1.794	854	2.648
Rep. Dominicana	—	245	245	—	349	349
Suriname	—	39	39	—	79	79
Trinidad y Tabago	—	261	261	—	470	470
Uruguay	676	568	1.244	676	568	1.244
Venezuela	95	2.796	2.891	95	4.475	4.570
Total	28.273	22.333	50.606	33.919	33.757	67.676

Fuentes: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales. Bahamas, Barbados, Cuba, Grenada, Guyana, Jamaica, Suriname y Trinidad y Tabago: United Nations, *World Energy Supplies*. 1950-1974 y 1972-1976.

Cuadro 7c

AMERICA LATINA: PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA
POR SECTORES Y PAISES, 1976

(Millones de kWh)

País	1976					
	Servicio público			Total del país		
	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total
Argentina	7.513	17.685	25.198	7.591	22.529	30.120
Bahamas	—	600	600	—	600	600
Barbados	—	228	228	—	228	228
Bolivia	700	150	850	840	240	1.080
Brasil	80.391	3.782	84.173	82.361	6.259	88.620
Colombia	10.074	3.643	13.717	10.454	5.169	15.623
Costa Rica	1.423	147	1.570	1.438	197	1.635
Cuba	53	5.940	5.993	53	7.145	7.198
Chile	5.453	1.151	6.604	6.234	3.042	9.276
Ecuador	610	1.020	1.630	640	1.180	1.820
El Salvador	433	675	1.108	433	725	1.158
Grenada	—	28	28	—	28	28
Guatemala	304	711	1.015	304	886	1.190
Guyana	—	212	212	—	398	398
Haití	145	10	155	145	39	184
Honduras	432	128	560	432	158	590
Jamaica	145	1.258	1.403	145	2.233	2.378
México	17.087	27.545	44.632	17.193	31.545	48.738
Nicaragua	378	538	916	428	613	1.041
Panamá	138	1.176	1.314	138	1.241	1.379
Paraguay	532	10	542	532	73	605
Perú	4.550	470	5.020	5.860	2.200	8.060
Rep. Dominicana	210	1.550	1.760	210	1.550	1.760
Suriname	—	58	58	1.176	159	1.335
Trinidad y Tabago	—	1.287	1.287	—	1.367	1.367
Uruguay	1.217	1.266	2.483	1.217	1.266	2.483
Venezuela	9.917	8.291	18.208	9.917	11.033	20.950
Total	141.705	79.559	221.264	147.741	102.103	249.844

Fuentes: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales. Bahamas, Barbados, Cuba, Grenada, Guyana, Jamaica, Suriname y Trinidad y Tabago: United Nations, *World Energy Supplies*, 1950-1974 y 1972-1976.

de este tipo de energía, algunas de las cuales le son exclusivas, ha dado origen a gran variedad de aparatos domésticos, industriales, de transporte, comunicaciones, etc., cuyo uso se expande continuamente. Ello otorga al crecimiento de su consumo un dinamismo superior al de la energía total. En efecto, en 1950 el consumo de energía eléctrica representó el 25% del consumo total de energía comercial y en 1976 esa cifra era del orden del 35%⁵.

Parte de la energía generada se pierde inevitablemente en el proceso de su transmisión y distribución. Tales pérdidas crecen rápidamente con la sobrecarga de las líneas, hecho que sucedía con frecuencia en los años 50 y parte de los 60. El porcentaje de pérdidas registrado en esos años en el servicio público era, en promedio para la región, cercano al 20%, cifra que en 1976 se había logrado rebajar a poco más del 14%. Las cifras correspondientes al total (servicio público y autoprodutores) fueron respectivamente 14,6 y 13,8%. (Cuadro 8).

Deducidas las pérdidas, el resto de la energía generada en 1976 se consumía aproximadamente en un 50% en el sector industrial y minero, y en un 30% en el sector residencial-comercial.

La calidad de los servicios públicos en el sector urbano ha mejorado considerablemente desde los años 50. Ello se traduce en la actualidad en la ausencia de cortes y racionamientos tan comunes en esos años. El desarrollo, en general adecuado, de la capacidad instalada en ellos ha permitido servir con energía eléctrica a un elevado porcentaje de la población urbana a la vez que a un amplio sector industrial y minero, minimizando cada vez más al sector autoprodutor que en general no es económico. No ocurre lo mismo en el sector rural donde los programas para su electrificación recién comenzaron, en términos generales, hacia los años 60. El elevado costo que significa llevar la electricidad al campo ha sido un permanente obstáculo a la electrificación rural y si bien se han realizado avances en esta materia, ellos distan todavía de ser satisfactorios.

ii) Capacidad instalada.

Las mayores capacidades de generación de energía eléctrica en América Latina se encuentran ubicadas en Argentina, Brasil, Colombia y México. (Cuadro 9). Ello resulta lógico si se considera que hasta 1976 no había en la región transferencias internacionales importantes de energía eléctrica y en consecuencia las mayores capacidades debían

⁵Parte importante del consumo de combustibles fósiles se lo hace con fines de producir energía eléctrica.

Cuadro 8a

AMERICA LATINA: CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA POR
PRINCIPALES USOS Y PAISES, (SERVICIO PUBLICO Y
AUTOPRODUCTORES), 1950

(Porcentajes y millones de kWh)

País	1950						
	Industrial y minero				Otros	Pérdidas	Total 10 ⁶ kWh
	Domés- tico	Servicio público	Auto- produc- tores	Total			
Argentina	27,1	22,1	25,3	47,4	10,8	14,7	5.303
Bahamas	—	—	—	—	—	—	16
Barbados	—	—	—	—	—	—	11
Bolivia	20,8	23,2	41,6	64,8	1,0	13,4	298
Brasil	19,4	25,0	8,2	33,2	30,4	17,0	8.208
Colombia	37,0	16,5	16,5	33,0	15,0	15,0	1.270
Costa Rica	54,9	6,6	12,6	19,2	3,4	22,5	182
Cuba	—	—	—	—	—	—	1.200
Chile	11,9	14,8	57,6	72,4	7,6	8,1	2.943
Ecuador	27,6	5,3	26,3	31,6	9,9	30,9	152
El Salvador	20,5	19,3	23,9	43,2	19,3	17,0	88
Grenada	—	—	—	—	—	—	1
Guatemala	33,6	20,7	20,7	41,4	8,6	16,4	116
Guyana	—	—	—	—	—	—	35
Haití	—	—	—	—	—	—	—
Honduras	14,0	6,0	66,0	72,0	4,0	10,0	50
Jamaica	—	—	—	—	—	—	158
México	14,7	31,6	13,8	50,4	20,3	14,6	4.424
Nicaragua	12,2	6,2	66,3	72,5	5,0	10,0	80
Panamá	48,1	14,4	9,6	24,0	7,7	20,2	104
Paraguay	27,5	20,0	25,0	45,0	7,5	20,0	40
Perú	20,1	21,3	44,1	65,4	3,6	10,9	820
Rep. Dominicana	—	—	—	—	—	—	79
Suriname	—	—	—	—	—	—	35
Trinidad y Tabago	—	—	—	—	—	—	168
Uruguay	31,3	40,1	—	40,1	9,4	19,2	616
Venezuela	17,4	18,0	49,5	67,5	4,3	10,8	1.153
Total	20,9	23,3	23,6	46,9	17,6	14,6	27.561

Fuente: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales.

AMERICA LATINA: CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA POR
PRINCIPALES USOS Y PAISES, (SERVICIO PUBLICO Y
AUTOPRODUCTORES), 1960

(Porcentajes y millones de kWh)

País	1960						
	Industrial y minero				Otros	Pérdidas	Total 10 ⁶ kWh
	Domés- tico	Servicio público	Auto- produc- tores	Total			
Argentina	29,8	25,4	23,6	50,0	5,4	15,8	10.458
Bahamas	—	—	—	—	—	—	76
Barbados	—	—	—	—	—	—	38
Bolivia	31,5	23,5	29,1	52,6	2,2	13,7	447
Brasil	24,5	29,2	18,1	47,3	15,1	13,1	22.865
Colombia	39,0	17,4	19,6	37,0	9,2	14,8	3.520
Costa Rica	67,4	7,3	5,5	12,8	5,7	14,1	438
Cuba	—	—	—	—	—	—	2.981
Chile	13,7	19,8	46,6	66,4	8,6	11,3	4.592
Ecuador	41,6	12,4	19,5	31,9	12,3	14,2	389
El Salvador	40,2	27,0	2,7	29,7	17,6	12,5	256
Grenada	—	—	—	—	—	—	4
Guatemala	38,1	18,0	19,7	37,7	6,8	17,4	310
Guyana	—	—	—	—	—	—	92
Haití	18,9	12,2	32,2	44,4	4,5	32,2	90
Honduras	29,9	19,6	29,9	49,5	8,2	12,4	97
Jamaica	—	—	—	—	—	—	508
México	19,4	32,6	18,9	51,6	15,8	13,3	10.728
Nicaragua	30,1	13,6	39,8	53,4	7,4	9,1	176
Panamá	53,4	12,8	12,4	25,2	8,6	12,8	234
Paraguay	34,4	14,6	30,2	44,8	6,2	14,6	96
Perú	16,2	20,0	52,7	72,7	3,0	8,1	2.648
Rep. Dominicana	27,8	23,2	28,4	51,6	11,4	9,2	349
Suriname	—	—	—	—	—	—	79
Trinidad y Tabago	—	—	—	—	—	—	470
Uruguay	38,3	38,6	—	38,6	4,9	18,2	1.244
Venezuela	23,7	17,3	34,9	52,2	12,1	12,0	4.570
Total	25,1	26,0	24,0	50,0	11,5	13,4	67.676

Fuente: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales.

Cuadro 8c

AMERICA LATINA: CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA POR PRINCIPALES USOS Y PAISES, (SERVICIO PUBLICO Y AUTOPRODUCTORES), 1976

(Porcentajes y millones de kWh)

País	1976						
	Industrial y minero			Total	Otros	Pérdidas	Total 10 ⁶ kWh
	Domés- tico	Servicio público	Auto- produc- tores				
Argentina	30,2	29,7	16,7	46,4	9,1	14,3	30.120
Bahamas	—	—	—	—	—	—	600
Barbados	—	—	—	—	—	—	228
Bolivia	32,8	34,4	21,3	55,7	2,0	9,5	1.080
Brasil	28,0	41,7	6,3	49,2	10,2	12,6	88.620
Colombia	41,2	23,8	12,2	36,0	5,5	17,3	15.623
Costa Rica	57,4	22,1	4,0	26,1	2,1	14,4	1.635
Cuba	—	—	—	—	—	—	7.198
Chile	19,5	33,0	28,8	61,8	9,4	9,3	9.276
Ecuador	37,1	30,3	10,4	40,7	10,3	11,9	1.820
El Salvador	34,5	39,6	4,3	43,9	12,8	8,8	1.158
Grenada	—	—	—	—	—	—	28
Guatemala	29,2	34,0	14,7	48,7	9,6	12,5	1.190
Guyana	—	—	—	—	—	—	398
Haití	19,1	29,3	13,6	42,9	13,0	25,0	184
Honduras	31,0	43,6	5,1	48,7	6,6	13,7	590
Jamaica	—	—	—	—	—	—	2.378
México	19,9	46,3	8,4	54,7	11,0	14,4	48.738
Nicaragua	20,5	27,9	12,0	39,9	28,1	11,5	1.041
Panamá	54,2	9,2	4,7	13,9	14,5	17,4	1.379
Paraguay	28,6	16,9	10,4	27,3	32,2 ^a	11,9	605
Perú	24,0	16,9	36,1	53,0	11,0	12,0	8.060
Rep. Dominicana	36,9	26,1	—	26,1	7,6	29,4	1.760
Suriname	—	—	—	—	—	—	1.335
Trinidad y Tabago	—	—	—	—	—	—	1.367
Uruguay	49,5	30,3	—	30,3	3,1	16,4	2.483
Venezuela	24,2	29,9	13,1	43,0	16,4 ^b	16,4	20.950
Total	27,4	37,4	11,0	48,4	10,4	13,8	249.844

Fuente: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales.

^a202 gWh exportados.

^bIncluye un consumo importante en obras sanitarias (bombeo).

corresponder a aquellos países con mayor población y desarrollo. En 1976, los países nombrados totalizaron en conjunto el 79% de los 66 millones de kW instalados en la región.

Un aspecto interesante de las cifras analizadas es la considerable capacidad instalada termoeléctrica en relación a la capacidad instalada hidráulica. La primera supera a la segunda a lo largo de todo el período hasta 1974, año en que se invierte la situación. Ello parece contradictorio considerando los abundantes recursos hidroeléctricos de que disponen estos países. Varios fueron los factores que entraron en su utilización más amplia, pero en lo fundamental que el precio del petróleo, el que frecuentemente hacía que la solución térmica resultara económicamente más ventajosa que la solución hidroeléctrica alternativa. Adicionalmente se pueden mencionar:

- Escasez de capitales, que afectaba principalmente a los proyectos hidroeléctricos que requieren comparativamente una inversión inicial mucho mayor;
- Elevado interés del capital que perjudicaba su factibilidad económica;
- Limitaciones técnicas a la transmisión económica de la energía eléctrica a grandes distancias. En 1950 las distancias máximas no sobrepasaban los 500 km, cifra que en 1976 casi se quintuplicaba;
- Limitación de los mercados consumidores.

Además, una cierta parte de la capacidad instalada térmica tenía carácter de reserva, hecho que se aprecia por la menor utilización que, en promedio, se hacía de ellas y porque la generación hidroeléctrica, en general, ha superado a la generación térmica en todo el período, si bien en forma importante sólo en los últimos años de la década del sesenta. En 1976, por ejemplo, el 59% de la generación total fue de origen hidráulico.

Justamente en los años sesenta se originan o se mejoran algunos factores que facilitaron el desarrollo posterior de la hidroelectricidad. Entre ellos se pueden mencionar:

- Mayor facilidad para obtener ayuda financiera en organismos internacionales de créditos;
- Progresos tecnológicos en la transmisión de energía a grandes distancias;
- Ampliación de las redes de interconexión;
- Crecimiento de los mercados consumidores;
- Aumento de la capacidad técnica y económica de algunos países para abordar proyectos de gran envergadura.

AMERICA LATINA: CAPACIDAD INSTALADA PARA GENERAR ENERGIA
ELECTRICA POR SECTORES Y PAISES, 1950

(Miles de kW)

País	1950					
	Servicio público			Total del país		
	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total
Argentina	43	1.303	1.346	49	1.701	1.750
Bahamas	—	6	6	—	6	6
Barbados	—	4	4	—	4	4
Bolivia	36	4	40	53	27	80
Brasil	1.455	265	1.720	1.536	347	1.883
Colombia	170	68	238	186	125	311
Costa Rica	37	—	37	46	2	48
Cuba	3	161	164	3	417	420
Chile	262	127	389	371	403	774
Ecuador	15	13	28	19	21	40
El Salvador	9	10	19	9	18	27
Grenada	—	1	1	—	1	1
Guatemala	18	9	27	18	15	33
Guyana	—	7	7	—	20	20
Haití	—	6	6	—	13	13
Honduras	1	5	6	1	17	18
Jamaica	9	12	21	—	—	—
México	530	386	916	607	628	1.235
Nicaragua	1	7	8	8	19	27
Panamá	2	26	28	2	31	33
Paraguay	—	9	9	—	13	13
Perú	71	44	115	177	141	318
Rep. Dominicana	—	39	39	—	50	50
Suriname	—	4	4	—	20	20
Trinidad y Tabago	—	17	17	—	58	58
Uruguay	128	90	218	128	90	218
Venezuela	36	144	180	36	320	356
Total	2.826	2.767	5.593	3.249	4.507	7.756

Fuentes: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales. Bahamas, Barbados, Cuba, Grenada, Guyana, Jamaica, Suriname y Trinidad y Tabago: United Nations, *World Energy Supplies*, 1950-1974 y 1972-1976.

DESARROLLO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA Y LA ECONOMÍA MUNDIAL

Cuadro 9b

AMERICA LATINA: CAPACIDAD INSTALADA PARA GENERAR ENERGIA
ELECTRICA POR SECTORES Y PAISES, 1960

(Miles de kW)

País	1960					
	Servicio público			Total del país		
	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total
Argentina	317	1.970	2.287	340	3.134	3.474
Bahamas	—	22	22	—	22	22
Barbados	—	12	12	—	12	12
Bolivia	71	12	83	90	57	147
Brasil	2.920	863	3.783	3.642	1.158	4.800
Colombia	460	210	670	505	406	911
Costa Rica	74	26	100	80	30	110
Cuba	10	535	545	10	934	944
Chile	483	116	599	594	548	1.142
Ecuador	34	58	92	40	78	118
El Salvador	56	9	65	56	18	74
Grenada	—	2	2	—	2	2
Guatemala	27	32	59	27	46	73
Guyana	—	17	17	—	52	52
Haití	—	13	13	—	28	28
Honduras	3	21	24	3	30	33
Jamaica	22	47	69	22	120	142
México	1.250	1.058	2.308	1.328	1.693	3.021
Nicaragua	1	49	50	9	69	78
Panamá	7	55	62	7	66	73
Paraguay	—	29	29	—	45	45
Perú	222	127	349	416	363	779
Rep. Dominicana	8	70	78	8	112	120
Suriname	—	11	11	—	29	29
Trinid. y Tabago	—	81	81	—	129	129
Uruguay	236	205	441	236	205	441
Venezuela	22	743	765	22	1.234	1.256
Total	6.223	6.393	12.616	7.435	10.620	18.055

Fuentes: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales. Bahamas, Barbados, Cuba, Grenada, Guyana, Jamaica, Suriname y Trinidad y Tabago: United Nations, *World Energy Supplies*, 1950-1974 y 1972-1976.

AMERICA LATINA: CAPACIDAD INSTALADA PARA GENERAR ENERGIA
ELECTRICA POR SECTORES Y PAISES, 1976

(Miles de kW)

País	1976					
	Servicio público			Total del país		
	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total
Argentina	1.720	6.150	7.870	1.744	8.099	9.843
Bahamas	—	255	255	—	255	255
Barbados	—	99	99	—	99	99
Bolivia	214	70	284	242	134	376
Brasil	17.310	2.687	19.997	17.675	3.385	21.060
Colombia	2.235	995	3.230	2.305	1.128	3.433
Costa Rica	228	138	366	239	168	407
Cuba	44	971	1.015	44	1.661	1.705
Chile	1.354	536	1.890	1.461	1.199	2.660
Ecuador	132	382	514	144	473	617
El Salvador	108	197	305	108	235	343
Grenada	—	7	7	—	7	7
Guatemala	101	176	277	101	202	303
Guyana	—	95	95	—	180	180
Haití	47	18	65	47	36	83
Honduras	69	77	146	69	90	159
Jamaica	15	440	455	15	670	685
México	4.541	6.918	11.459	4.601	8.315	12.916
Nicaragua	100	152	252	107	192	299
Panamá	166	299	465	166	329	495
Paraguay	188	80	268	188	101	289
Perú	1.149	370	1.519	1.392	1.070	2.462
Rep. Dominicana	149	521	670	149	521	670
Suriname	—	36	36	180	181	361
Trinidad y Tabago	—	404	404	—	454	454
Uruguay	252	423	675	252	423	675
Venezuela	2.245	2.307	4.552	2.245	2.906	5.151
Total	32.367	24.803	57.170	33.474	32.513	65.987

Fuentes: CEPAL, sobre la base de informaciones oficiales Bahamas, Barbados, Cuba, Grenada, Guyana, Jamaica, Suriname y Trinidad y Tabago: United Nations, *World Energy Supplies*, 1950-1974 y 1972-1976.

iii) Fuentes primarias utilizadas en la generación.

Desde comienzo del período se han utilizado para producir energía eléctrica, fuera del potencial hidráulico, cuatro fuentes primarias de energía calórica: el petróleo, el gas natural, el carbón mineral y los combustibles vegetales. En los últimos años se han incorporado otras dos fuentes adicionales: la energía nuclear y la energía geotérmica. De las fuentes calóricas nombradas, el petróleo ha sido constantemente la más importante en cuanto a los volúmenes consumidos, más que duplicando el de los demás combustibles en conjunto.

La parte del consumo total de combustibles fósiles que se destina a la producción de energía eléctrica es relativamente importante. En 1976, cerca del 20% era utilizado con ese fin. Esta cifra tiene interés ya que este sector es uno de los que más fácilmente admite sustitución en el uso de las diferentes fuentes. Siendo el petróleo el componente principal de la cifra señalada se concluye que existe en él buenas perspectivas de sustituir consumo de petróleo por hidroelectricidad, carbón, gas natural, energía geotérmica y energía nuclear. También debe ser incorporada a este grupo la energía solar una vez determinada su factibilidad económica respecto del petróleo. También el porcentaje señalado tiene importancia debido a que corrientemente las centrales térmicas se las construye cercanas a los grandes centros de consumo, por lo que su funcionamiento contribuye a agravar el problema de la contaminación ambiental que frecuentemente los afecta.

La eficiencia en la conversión de energía calórica a energía eléctrica en las centrales térmicas ha venido mejorando continuamente. En 1950 se necesitaba alrededor de 420 grs de petróleo equivalente para producir 1 kWh. En 1976 esa cifra se había reducido a 299 grs. La cifra mínima teórica es de 80 grs. Lo anterior significa que se está aprovechando en la actualidad sólo la cuarta parte de la energía calórica contenida en el combustible. En los países de la OECD el consumo específico era de 234 grs/kWh, originado este mejor rendimiento en un parque generador con unidades de mayor potencia y a un mayor número de horas de funcionamiento anual.

4. CONCLUSIONES

Las conclusiones fundamentales que pueden extraerse del análisis histórico para el período 1950-1976 son las siguientes:

1. Sólo 5 de los 27 países satisfacen completamente su demanda interna de derivados con su producción local de petróleo. Otros 7 lo

hacen parcialmente y los 15 restantes importan la totalidad del petróleo que consumen.

2. La fuente energética que se utiliza fundamentalmente para satisfacer la demanda de energía es el petróleo. Y en los 22 países que no se autoabastecen de este combustible, los dos tercios de su consumo interno se satisface con petróleo importado.

3. También se desprende de lo dicho en el capítulo que existen, entre otras, dos medidas que podrían reducir esta considerable dependencia del petróleo importado. Una de ellas es acentuar la búsqueda de nuevos yacimientos petrolíferos en la región ya que se estima que por las condiciones geológicas favorables deben existir importantes reservas no descubiertas. La otra es impulsar políticas de sustitución del petróleo en algunos de sus usos por fuentes locales en lo posible limpias como la energía hidroeléctrica, por ejemplo, y eventualmente la energía solar, recursos que la región posee en abundancia.

EL MODELO ENERGETICO DE BRASIL

Luis Claudio de Almeida

Asesor del Ministro de Minas y Energía de Brasil
Ex secretario de Hacienda del Estado de Minas Gerais

Para comprender mejor el modelo energético brasileiro deben hacerse las siguientes consideraciones:

- Brasil no depende del Petróleo para la generación de energía eléctrica; 96% de su electricidad es de origen hídrico; hay, por lo tanto, poco margen para sustitución de Petróleo en este sector;
- Las necesidades de consumo de energía "per cápita" en países tropicales son menores que en los países de clima frío, no existiendo, en el caso brasileiro, de manera general, necesidad de usar calefacción o refrigeración intensivas;
- No obstante, el actual consumo "per cápita" de los países en desarrollo es muy bajo habiendo necesidad de aumentarlo en forma acentuada para poder alcanzar niveles más elevados de desarrollo económico;
- Consecuentemente, no hay margen para una reducción de niveles de consumo debidos al exceso de confort, haciendo la salvedad de la posible economía o aumento de eficiencia (conservación);
- Brasil dispone de grandes extensiones de tierras aptas para la agricultura aún no ocupadas, planas y asoleadas, posibilitando su aprovechamiento para la producción de "energía verde" (biomasa);
- El país posee 8.000 Km de costa y 8.500.000 Km² de superficie continental con $\frac{2}{3}$ de áreas sedimentarias;
- El país es el tercero del mundo en relación al potencial hidráulico pudiendo generar 915 TWH de energía firme en un año seco, con 209.000 MW de capacidad instalada, habiendo hasta ahora aprovechado solamente un 10%.

El modelo energético brasileño tiene como meta obtener el cambio de hábitos y actitudes, tecnología y medios, con el fin de poder evolucionar de una estructura energética dependiente a otra que permita una autonomía energética.

La actual estructura energética se presenta de la siguiente forma:

ESTRUCTURA DE ENERGIÁ PRIMARIA: 1978

Petróleo	43%
Hidro.	26%
Leña	18%
Carbón mineral	4,1%
Carbón vegetal	2,4%
Otros (alcohol, gas, etc.)	6,5%
	<u>100,0%</u>

Petróleo importado	85%	= 1.100.000 b.p.d.
Petróleo nacional	15%	

La dependencia externa está representada básicamente por el petróleo (85%) con una inversión de 7.000.000 de dólares en 1979, o sea, 36% del total de la energía primaria.

Para minimizar tal dependencia, el modelo energético brasilero se basa en 3 supuestos básicos:

- 1) Incremento de la producción de Petróleo nacional.
- 2) Conservación de energía.
- 3) Utilización máxima de las otras fuentes nacionales de energía.

Objetivo: Autonomía energética con pluralismo tecnológico.

Al admitir una tasa de crecimiento de 6% al año, el consumo estimado en 1985 sería del orden de 1.700.000 b.p.d. Tal cantidad será compuesta de la siguiente manera:

Año: 1985

Tasa: 6% al año

Petróleo consumido:	1.700.000 b.p.d.	
— Petróleo importado:		500.000 b.p.d.
— Petróleo nacional:		500.000 b.p.d.
— Alcohol ($10,7 \times 10^6$ l.):		170.000
— Carbón mineral ($8,5 \times 10^6$ Ton.):		170.000
— Carbón vegetal:		120.000
— Esquisto (shale):		25.000
— Otros:		15.000
— Conservación:		200.000
		<u>1.700.000</u>

Hidro	+	nuclear	+	carbón	=	51.000.000 kw
(92%)		(6%)		(2%)		

Todo esto se obtendría de la siguiente manera:

Petróleo Nacional: Aumento de la producción de 180.000 b.p.d. actuales a 500.000 b.p.d. Este aumento de producción será obtenido principalmente en las nuevas reservas de la plataforma continental. Al respecto Brasil perforó en 1978, 75 pozos pioneros Off-Shore, situándose como el 2º país del mundo en este campo y el 1º en número de sondas en el mar.

En 1978 Brasil perforó cerca de 500.000 metros; en 1979 alcanzará los 750.000 metros y, en 1980, superará el millón de metros.

Alcohol: Brasil produce con tecnología propia 3,5 mil millones de litros de etanol (alcohol de caña de azúcar) lo cual le permite realizar una mezcla de un 20% en la bencina, mejorando el octanaje y el rendimiento de la misma, economizando petróleo bruto. El alcohol usado es alcohol anhidro, y el programa prevee alcanzar los 10,7 mil millones de litros en 1985, lo que equivale a 170.000 b.p.d. de petróleo.

Están en construcción cerca de 180 refinerías adicionales de alcohol hidratado para ser usado en automóviles movidos en un 100% mediante alcohol; este número deberá alcanzar los 2.000.000 de automóviles en 1985, o sea, cerca de $\frac{1}{5}$ de la flota total de vehículos.

Carbón mineral: Brasil posee reservas superiores a 20 mil millones de toneladas de carbón mineral, debiendo alcanzar la producción, en 1985, 22.000.000 de toneladas adicionales, destinadas a sustituir el aceite combustible, principalmente en la industria del cemento.

Carbón vegetal: El país posee una larga tradición en lo que dice relación a carbón vegetal para siderúrgica teniendo en el presente suficiente plantaciones forestales que permitirán dar un soporte total al programa previsto.

Esquisto: Está en desarrollo el proyecto de Petrobras (Petrosix) con "Know-How" propio, previendo la producción de 25.000 b.p.d. en 1984 y 50.000 b.p.d. en 1986.

Otros: Están incluidos programas diversos relacionados con energía solar, eólica, uso del bargazo de la caña de azúcar, etc.

Conservación: Con medidas de control en el uso de la gasolina y con un aumento de eficiencia en el uso del diesel, de aceite combustible en industrias, etc., se estima en 200.000 b.p.d. la economía en la conservación de la energía del petróleo.

En este valor se incluye la conversión para un uso más intensivo de

la electricidad principalmente en trenes eléctricos, transportes urbanos y suburbanos (metros), hornos eléctricos, etc.

Débesse tener presente que el camino en la estructura de consumo de petróleo implicará una adaptación de las refinerías que pasarán de craqueamiento orientado a producción de diesel, de forma de tener una real reducción en el consumo de petróleo bruto.

Energía eléctrica: Deberá participar con un 30% del total de energía primaria en 1985 y con un 40% en 1990, ya que Brasil dispone hoy de un "Know-How" en energía hidroeléctrica que lo coloca en una posición privilegiada.

Es el segundo país en el mundo en construcción y operación de hidroeléctricas con más de 15 centrales de producción sobre los 1.000 MW de capacidad instalada.

En relación a la energía nuclear se encuentra en desarrollo un programa cuyo objetivo es una industria nuclear integrada, incluso con el ciclo completo de combustible, con el fin de consolidar una tecnología de punta indispensable para absorber las nuevas líneas de reactores super-regeneradores y los de alta temperatura, como asimismo para la futura fusión nuclear en el próximo siglo.

El país posee reservas medidas y ubicadas de 200.000 toneladas de uranio. En 1985 deberán estar en operación 3 unidades nucleares (3.200.000 KW) y en 1995, 9 unidades con un total de 10.620.000 KW.

Este es, en síntesis, el modelo energético brasileño.

SINTESIS DE LA SITUACION ENERGETICA DE CHILE

Bruno Philippi

Secretario Ejecutivo, Comisión
Nacional de Energía

I. SITUACION MUNDIAL

El consumo masivo de energía en el mundo se inició con la revolución industrial, a fines del siglo XIX, siendo el carbón la forma de energía más importante usada en esa época. Posteriormente se desarrolló a escala industrial la energía hidromecánica, el petróleo y gas y, finalmente, la energía nuclear. Son precisamente estas las formas energéticas denominadas "primarias"; ellas deben ser procesadas, dando origen a las formas denominadas "secundarias", como la electricidad por ejemplo, que son aquellas aptas para su consumo final.

Es de todos conocida la fuerte relación existente entre el grado de desarrollo de un país y su consumo de energía. Así, el conjunto de naciones industrializadas, a exclusión del mundo socialista, consume cerca de las tres cuartas partes del total de energía producida en circunstancia que su población representa sólo un 25% del total. Ello significa que el consumo de energía per cápita en los países desarrollados es cerca de diez veces superior al de un país subdesarrollado.

Esta estrecha relación entre desarrollo de una nación y uso de energía ha llevado a tasas sostenidas de crecimiento del consumo de energía a nivel mundial.

De todas las formas de energía primaria, los hidrocarburos son los que han tenido un crecimiento más espectacular en los últimos 30 años. Su posibilidad de uso en transporte, producción de calor y generación de electricidad, además de su utilización como insumo en la industria petroquímica, ha incentivado fuertemente su consumo.

A ello deben agregarse factores tales como bajo precio relativo —antes de 1973— frente a otras fuentes alternativas de energía, facilidad de transporte, distribución y manejo, bajos niveles de contaminación respecto del carbón y, finalmente, alto poder calorífico.

Cabe observar también que por estos mismos motivos el desarrollo tecnológico fue orientado hacia sistemas basados en el petróleo, lo cual tiene un fuerte efecto multiplicador en el crecimiento de la demanda por este elemento.

Así, por ejemplo, cobró gran importancia la calefacción doméstica

en base a petróleo generando de parte de los consumidores una mayor demanda por este concepto. Al mismo tiempo esto incentivó el desarrollo de diversas industrias para la fabricación y comercialización de calefactores.

La distribución geográfica de los yacimientos petrolíferos no coincide con la correspondiente riqueza de las naciones. Las mayores existencias se encuentran en algunos de los países subdesarrollados. Los países árabes, por ejemplo, poseen el 62% de las reservas conocidas; el abastecimiento de los países occidentales proviene en un 72% del mundo árabe.

La decisión de un importante grupo de países exportadores de petróleo de alzar, en 1973, el precio de este producto marcó el inicio de lo que se ha dado en llamar "la crisis de la energía". Este cambio sustancial, y para muchos sorpresivo, en el precio del petróleo, puso de manifiesto la fuerte relación entre energía, desarrollo económico, e incluso estabilidad política de las sociedades contemporáneas.

En realidad más que crisis de energía deberíamos hablar de crisis del petróleo, ya que en principio el mundo dispone de fuentes alternativas para su abastecimiento de energía. Puesto en estos términos la solución parece fácil; utilizar estas fuentes de alternativa para sustituir los consumos de petróleo. Sin embargo, este proceso, aunque simple de describir, es bastante complejo de implementar, particularmente en el corto plazo. La dificultad estriba en que no basta disponer de un determinado recurso, sino que también es necesario que exista la tecnología apropiada para que sea económicamente conveniente utilizarlo. En estas condiciones se hace necesario programar cuidadosamente el uso de nuestros recursos energéticos, para minimizar el riesgo de llevar al país a situaciones imprevistas, cuyas consecuencias en el ámbito económico, político y social, pueden ser desastrosas.

Diversos pronósticos existen en la actualidad sobre la probable evolución de la crisis energética, y sus conclusiones son coincidentes solamente en el agotamiento inminente del petróleo. En otros factores de importancia existe un amplio margen en cuanto a las cifras propuestas.

En general, estos estudios se preocupan principalmente de estimar los aspectos más relevantes del problema, tales como:

- Crecimiento de la demanda futura de energía.
- Recursos disponibles y desarrollo tecnológico.
- Precios de los recursos energéticos y su evolución.

- Situaciones políticas que afectan el intercambio de productos energéticos, tecnología y capitales en el mercado internacional.

Sobre las proyecciones de la demanda futura de energía existen muchas especulaciones. Si bien todas consideran que la extinción del petróleo producirá una transición de una civilización basada en este combustible a otra en que nuevas fuentes de energía pasen a sustituirlo, con los recursos y tecnologías disponibles no pueden abrigarse esperanzas razonables que ello ocurra antes del año 2000. En el corto plazo sólo es posible pensar en sustituciones del petróleo por otras formas energéticas convencionales y de tecnologías conocidas, si se quiere asegurar que la demanda total de energía mantenga ritmos de crecimiento concordantes con el desarrollo económico esperado. Una disminución efectiva en la tasa de crecimiento del consumo de energía sólo puede concebirse como consecuencia de políticas que induzcan al ahorro de la energía y aumento de la eficiencia en su uso, y no como consecuencia de medidas arbitrarias y precipitadas.

Veamos rápidamente que representan, en el contexto global, las así llamadas energías convencionales más importantes.

Hidroelectricidad.

La mayoría de los recursos hidráulicos no explotados se encuentran en los países subdesarrollados; los existentes en las naciones avanzadas están en operación desde hace ya varias décadas. Se estima, sin embargo, que la casi totalidad de los recursos hidráulicos del mundo deberán estar en explotación dentro de los próximos 40 a 50 años. Aunque el costo de la electricidad generada es, en general, el menor de todas las otras alternativas energéticas, requiere, sin embargo, elevadas inversiones (del orden de los us\$ 1.000 por KW instalado).

Carbón

Las reservas conocidas de carbón son aproximadamente 6 veces mayores que las del petróleo y, a diferencia de lo que ocurre con los hidrocarburos, los mayores yacimientos se encuentran en los países avanzados: Estados Unidos, la Unión Soviética y China poseen más del 80% de las reservas mundiales.

Un porcentaje apreciable de la demanda de petróleo se emplea en generar energía eléctrica; su reemplazo por carbón para estos fines no plantea ningún problema técnico y sus costos de generación son

competitivos. Pero, aparte de la resistencia que despierta el uso del carbón por motivos ecológicos, este reemplazo requiere de elevadas inversiones, no sólo para transformar las actuales instalaciones que hoy generan petróleo, sino que, en parte muy importante, para desarrollar nuevas minas y los sistemas de transporte masivo que se requirían.

Nuclear.

En la ausencia de recursos hidroeléctricos económicamente utilizables, como es el caso en muchos países desarrollados, la energía nuclear parece ser la respuesta más evidente a la crisis energética, tanto desde el punto de vista técnico como económico. Los actuales tipos de reactores nucleares en explotación comercial, han demostrado, a través de más de 25 años, confiabilidad y seguridad de su operación. Este tipo de reactor, sin embargo, hace uso de un porcentaje muy bajo de la energía potencial contenida en el uranio. Por tal motivo, actualmente se trabaja activamente para poner en operación comercial los llamados reactores regeneradores rápidos que permiten una plena utilización de esa energía. Para tener una idea de lo que este desarrollo representa, basta citar el hecho de que si las actuales reservas conocidas de uranio fueran utilizadas en esa forma, su equivalencia energética es de 18.000 veces las reservas de hidrocarburos y, a diferencia de lo que ocurre con el petróleo, existen extensas áreas del mundo que aún no han sido exploradas en busca de uranio.

El mayor obstáculo que se presenta para el desarrollo más acelerado de la energía nuclear, aparte de las inversiones requeridas, es el pretendido peligro que ella representa para la humanidad por la eventual proliferación de las armas nucleares, el potencial peligro de un accidente nuclear masivo y la contaminación potencial de los desechos radiactivos.

Otras fuentes energéticas convencionales, tales como Geotermia y leña representan, en el cuadro global, un porcentaje muy bajo en el consumo final de energía. Sin embargo, ambas son altamente significativas en ciertas localidades específicas y potencialmente presentan interesantes posibilidades. Así por ejemplo, la utilización de residuos vegetales para combustión directa o para obtención de alcoholes con otros fines energético son programas que han cobrado una importancia creciente.

Los recursos antes mencionados están básicamente orientados a la generación de electricidad. Sin embargo, el mayor consumo de petróleo

se produce en los transportes. En este sector el reemplazo, en el corto plazo, presenta dificultades. En primer lugar, existen usos específicos del petróleo que hacen imposible su sustitución con la tecnología actual, como es el caso del transporte aéreo. Para el transporte marítimo, si bien es factible el uso del carbón o de la energía nuclear, estas resultan de difícil utilización o antieconómicas. En donde el reemplazo es atractivo y además se efectúa con una gran ganancia en eficiencia es en el transporte carretero o urbano empleando transporte masivo, tales como ferrocarriles eléctricos, metropolitanos y trolley-buses. Desgraciadamente, en estos casos, las inversiones requeridas son elevadísimas.

Actualmente en el desarrollo de nuevas fuentes energéticas, los esfuerzos se orientan principalmente hacia la obtención de combustibles sintéticos a partir del carbón, fusión nuclear y la energía solar. En el primer caso la tecnología es conocida y existe en Sudáfrica una planta para este propósito, sin embargo, los costos son elevados incluso a los niveles actuales del precio del petróleo. El esfuerzo, en este caso, está orientado hacia la obtención de procesos más eficientes que permiten abordar los costos.

En cuanto a la fusión nuclear, ésta está a nivel de investigación básica y las estimaciones más optimistas señalan que no podría ser comercial antes del año 2000.

El sol es la mayor fuente energética de que dispone la humanidad y es, por así decirlo, la fuente de la vida. Es evidente que, en el largo plazo, la energía solar deberá contribuir a solucionar algunos de los problemas energéticos del mundo. Su utilización, sin embargo, tiene dos inconvenientes. La energía solar es difusa, esto es, para obtener una cantidad significativa de energía, se precisa de grandes superficies; y no está disponible en forma continua. La primera dificultad exige el desarrollo de dispositivos que concentren los rayos solares, si se desea captar una cantidad significativa, y la segunda requiere de sistemas de almacenamiento y/o la instalación de generadores de energía convencional como respaldo, si se desea mantener un grado de seguridad razonable en el servicio.

Ambas exigencias se traducen en elevadas inversiones que hacen que la energía solar no sea atractiva por el momento, desde el punto de vista económico, para la generación de energía eléctrica en escala comercial. Por estos motivos, en la actualidad, la utilización comercial de la energía solar se orienta hacia las aplicaciones destinadas a calentar agua con fines domésticos, producir calor para procesos industriales y, en algunos casos, hornos solares de uso metalúrgico o industrial, y

se espera que los desarrollos tecnológicos que se están realizando permitan superar en el centro las dificultades señaladas.

La energía eólica o del viento es utilizable desde muy antiguo para accionar molinos de viento. Actualmente estos molinos se usan para accionar pequeños generadores eléctricos, o bien, directamente bombas de agua. En potencias no superiores a 10 kW se emplean extensivamente con éxito en lugares rurales remotos. En diversos países se han iniciado programas de investigación para elevar la potencia de las unidades. Sin embargo, hasta el presente no ha sido posible diseñar centrales eólicas del tamaño y costo que las pueda hacer atractivas para la generación de electricidad a escala industrial.

Con este breve bosquejo de la situación mundial pasemos ahora a discutir el cuadro nacional en lo que respecta a energía.

II. SITUACION NACIONAL

1. *Planificación en energía.*

Muchas veces se dice que la energía es un recurso natural básico. Sin embargo, a nadie escapa que la energía que consumimos, ya sea en forma de energía mecánica, calor, luz, u otra es el resultado de elaborados y costosos procesos tecnológicos y no la simple y directa utilización de algún recurso natural. Eso sí, la energía es un recurso básico en el sentido que es fundamental en el proceso productivo necesario para asegurar los bienes y servicios que la sociedad demanda. Es precisamente esta conexión entre energía y crecimiento económico, la que da al problema que enfrentamos una dimensión y proyecciones en el tiempo que va mucho más allá del problema circunstancial del abastecimiento de petróleo.

En principio, Chile dispone de fuentes alternativas para sustituir parcialmente los consumos de petróleo; sin embargo, no basta disponer de un determinado recurso, sino que también es necesario que exista una institucionalidad adecuada que permita su desarrollo. En este sentido, para elaborar un programa de energía sobre bases sólidas, debe tenerse una clara comprensión de las relaciones que existen entre los procesos físicos y económicos que rigen la producción y consumo de energía.

En Chile, por ley, le corresponde a la Comisión Nacional de Energía elaborar y coordinar planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en aquellas materias relacionadas con energía.

Esta Comisión está formada por un Consejo y un equipo asesor. Este Consejo está integrado por 7 Ministros de Estado y reporta directamente al Presidente de la República.

En el desarrollo de un plan de Energía es necesario distinguir el corto del largo plazo. La acción de la CNE se desarrolla en los dos. Por una parte analiza y propone al Supremo Gobierno los programas de largo plazo y, por otra, compatibiliza las grandes decisiones en el área energética del corto plazo. Esta compatibilización es necesaria ya que en el corto plazo las estructuras tanto productivas como institucionales son bastante rígidas y difíciles de adaptar. Sin embargo esta tarea se facilita si se dispone de una orientación básica para el largo plazo.

Por su propia naturaleza los estudios de planificación energética tienen un carácter dinámico y deben irse adaptando continuamente a las nuevas realidades tales como disponibilidad de recursos, desarrollos tecnológicos, hábitos de consumo y factores foráneos. Esto se refleja en el horizonte de planificación escogido y en la revisión periódica de los programas adoptados. Veamos a continuación cual es la realidad energética nacional y su posible orientación hacia futuro.

La realización de esta tarea requiere conocer a fondo el esquema energético del país, tanto en un plano interno como externo. Interno en cuanto a los recursos disponibles, institucionalidad del sector energía y estructura del consumo. Externo en cuanto a posibilidad de abastecimiento de ciertos recursos, desarrollo y transferencia de tecnología y financiamiento. La integración en el tiempo de estos factores, en forma coherente con los objetivos nacionales, es en esencia lo que constituye un plan de energía.

Las bases de este plan deben centrarse en una clara política que incentive la conservación y el uso eficiente de la energía. Que permita una sustitución gradual y natural hacia fuentes alternativas. Que asegure una preservación adecuada del medio ambiente y un manejo racional, en el tiempo, de los recursos renovables y no renovables del país.

La complejidad del sistema energético señala la conveniencia de implementar programas que tiendan a una operación descentralizada del mismo. Si bien es claro que por su propia naturaleza el sector energía requiere de cierta intervención estatal, ésta debe mantenerse a un nivel de coordinación y regulación general, permitiendo, dentro de lo posible, al libre juego del mercado asignar los recursos. La experiencia de los últimos años parece demostrar que tanto el desarrollo de nuevas fuentes energéticas, la sustitución entre fuentes alter-

nativas, como así también el uso eficiente de la energía disponible, son procesos que deben ser orientados primordialmente por los precios de un mercado libre y no por regulaciones estatales arbitrarias, complejas, y a veces difíciles de implementar.

2. Producción y consumo.

Veamos ahora una síntesis de cuál es nuestra situación actual en cuanto a producción y consumo de energía y su evolución histórica durante los últimos años.

Al igual que en otros países, la situación energética chilena revela en los últimos años un aumento creciente en la participación del petróleo. Así pues, siendo el petróleo crudo sólo un 30% de la energía primaria en 1960, es decir 28 mil barriles de petróleo día, en 1978 llega a representar un 56% que significa 94 mil barriles de petróleo día. Este aumento en el consumo de petróleo, motivado por los precios favorables de este producto hasta antes de 1973, se tradujo en una disminución del consumo de carbón nacional y una postergación en el desarrollo y utilización de otras fuentes energéticas. En efecto, el carbón que representaba en 1960 casi un 28% del consumo de energía primaria disminuyó a sólo un 11% en 1978, bajando la producción nacional de carbón, en estos mismos años, de 1.553 a 1.129 miles de toneladas.

La evolución del consumo de los restantes productos energéticos primarios muestra un aumento en la participación de Gas Natural de 3% a 11% entre los años 60 y 78, y en la Hidroelectricidad de 5% a casi 7% en el mismo período, lo que significa un aumento en la producción bruta anual de hidroelectricidad de 3.466 a 6.629 millones de kWh. Por último la leña y sus derivados que representaba un 34% en 1960 disminuyó su participación en el consumo de energía primaria a poco más de 15% en 1978. Cabe observar que este aumento en el consumo de hidrocarburos ha representado para el país una mayor dependencia energética del exterior ya que actualmente alrededor de un 75% del petróleo crudo que Chile consume debe ser importado. Así, en 1960 un 30% del total del consumo de energía primaria era importada y en 1978 la proporción de energía importada alcanzaba a 50%.

El breve análisis anterior nos indica qué es lo que se consume desde el punto de vista de energía en el país; para estudiar cómo se consume debemos considerar los productos energéticos secundarios, es decir, después de la transformación de energía primaria en productos utili-

zables. Así por ejemplo, es necesario separar los derivados del petróleo (Ej. gasolina, kerosene), la electricidad, tanto producida a través de hidroelectricidad como por centrales térmicas a carbón o petróleo combustible, el mismo carbón y la leña y sus derivados. Lógicamente, la evolución del consumo final de productos energéticos es similar de lo descrito para los productos primarios y se caracteriza por aumento en la participación de los derivados del petróleo.

En 1978, la participación del sector eléctrico fue de 10,5%, la leña y derivados 19%, el carbón 5% y los derivados del petróleo 60%. Es importante notar, para la interpretación de la participación de la electricidad y la leña y sus derivados, la alta eficiencia en el uso final del primero que en promedio alcanza un 85%, y la baja eficiencia de la leña que sólo alcanza aproximadamente un 30%.

Para complementar el cuadro debemos saber quién consume la energía. En forma gruesa podemos señalar que los 4 grandes sectores consumidores de energía, transporte, industria, residencial y centros de transformación, representan cada uno alrededor de un 25% del total de energía. Esta proporción no ha variado mucho entre 1960 y 1978.

Con respecto a los derivados del petróleo, en 1978, un 40% se consumió en el sector transporte y, dentro de éste, un 79% corresponde a transporte terrestre. El sector industrial y minero consume un 26% del total de derivados del petróleo, siendo éste principalmente petróleo combustible. La minería del cobre tiene una importante participación en este consumo dentro del sector ya que alcanza a un 36% de éste. Por su parte el sector comercial, público y residencial, que consume principalmente kerosene y gas licuado dentro de los derivados del petróleo, utiliza un 16% del total.

Por último los centros de transformación consumen 18 mil barriles de petróleo crudo día, equivalente que corresponde a cerca de un 19% del consumo total de derivados del petróleo. El uso más importante en este sector es en generación eléctrica, sobre todo en la zona norte del país donde no existen recursos hidráulicos y el abastecimiento eléctrico está compuesto de sistemas aislados.

Una observación interesante de el resumen de todo el proceso, desde la energía primaria hasta la energía útil final, es que la eficiencia global en la utilización de la energía no alcanza a ser un 30%.

3. *Principales recursos.*

Para hacer proyecciones hacia el futuro es necesario, como dijimos,

conocer los recursos disponibles. Esto no es una tarea fácil ya que la cuantificación de recursos es, generalmente, estimativa. Sin embargo un breve recuento de los principales recursos energéticos del país sería el siguiente.

Hidroelectricidad.

Chile tiene valiosos recursos hidroeléctricos y en la actualidad se utiliza sólo el 7,5% del potencial total del país. La planificación de la utilización de estos recursos está hecha con programas de instalaciones perfectamente definidas a mediano plazo. Además, los recursos utilizables a largo plazo están cuantificados y también preevaluados para su puesta en servicio según la evolución de las demandas eléctricas y las fuentes alternativas. Las reservas del país son del orden de 18 mil MW.

Carbón.

Se está extrayendo carbón en la zona Central, donde existen yacimientos de explotación difícil y costosa, en minas muy antiguas, con lo que la producción ha disminuido en los últimos años. Se tiene sí, en el país, un importante potencial de carbón no explotado tanto en el Centro como en el Sur del país.

La Comisión Nacional de Energía, conjuntamente con CORFO, está desarrollando un programa de prospecciones, cuantificación y evaluación del recurso.

Estos programas abarcan la zona de Arauco y la zona de Magallanes. En esta última se están desarrollando los trabajos pertinentes que permitirían el desarrollo de una minería de 5 millones de toneladas al año, con posibilidades de expansión. Concluidos estos estudios se pretende, durante el curso del presente año, licitar estos yacimientos para su explotación.

El tamaño de la minería que aquí se haga dependerá de las condiciones de mercado del consumo interno y externo de este producto.

La utilización de este carbón sería primordialmente para combustión directa, ya sea para la generación de electricidad o sector industrial. Otras posibles utilizaciones de este carbón, como son gasificación y licuefacción han sido postergadas debido al alto costo de las tecnologías necesarias.

Petróleo.

Las reservas de hidrocarburos líquidos en Chile son limitadas; la producción nacional actual sólo alcanza a cubrir aproximadamente un 25% de la demanda.

Fuera de las instalaciones en tierra firme, que producen parte del petróleo utilizado en el país, se han desarrollado, por parte de la empresa estatal del petróleo, programas de exploración y explotación costa afuera, existiendo en la actualidad plataformas en producción en el Sur del país. En otras zonas del país se han realizado contratos de riesgo con compañías internacionales para la exploración y eventual explotación de este recurso.

Gas Natural.

Actualmente se explotan pozos en el Sur de Chile, existiendo yacimientos importantes en esa zona y en otras del país. Su uso actual sólo contribuye a la producción de LPG y gasolina natural, que en total sólo significa aproximadamente un 6% del consumo total de energía secundaria.

El país dispone de grandes reservas en el Sur, por lo que ENAP está desarrollando un programa de utilización que contempla proyectos de gas natural licuado (GNL), para su venta en el exterior, Metanol, tanto para exportación en uso químico, como uso interno como combustible, y otros de menor importancia relativa. Junto a esto se continúan las prospecciones en zonas interesantes del país con miras a utilización de gas natural directamente.

Biomasa.

Dada la importancia de los recursos forestales en la estructura de consumo pasada e incluso actual y de la potencialidad de esta fuente renovable en nuestro país, la Comisión Nacional de Energía está elaborando un programa que contempla una cuantificación con fines energéticos de este recurso, tanto disponible, como potencial. Además se está estudiando la posibilidad de producción de alcoholes y también el aprovechamiento de desechos.

Geotermia.

Chile posee recursos geotérmicos ya identificados y con cierto grado de cuantificación en la zona Norte del país; dado que en esta región

no existen recursos hidráulicos, la Comisión Nacional de Energía, en colaboración con otras instituciones del sector, está desarrollando estudios para su utilización en generación eléctrica en la futura red interconectada Norte, la que abastecerá las ciudades y centros mineros del área.

Solar.

El Norte del país tiene excelentes características, dada la radiación, las horas de luz y la nubosidad prácticamente inexistente, para aplicaciones de este recurso. Actualmente existen muy pocas instalaciones en operación y se están realizando promociones para su uso como calefactor de agua a nivel doméstico además de estudios específicos para hornos solares y desanilización de agua. Se espera, sin embargo, que el aporte de la energía solar al balance de energía total del país no será significativo sino a muy largo plazo debido al alto costo de estas tecnologías.

Uranio.

La Comisión Chilena de Energía Nuclear está desarrollando prospecciones para identificar y cuantificar las reservas en el territorio Nacional. Si bien el país no cuenta con plantas nucleoelectricas, ya que desde un punto de vista económico no parece recomendable instalarlas antes de fines de la década del 90, el Uranio puede constituir, en el intertanto, un importante elemento de exportación.

Otros no convencionales.

La utilización del viento orientada a aplicaciones pequeñas y en lugares aislados, es objeto de estudio por diversos sectores. Las fuentes de energía derivadas del océano, como corrientes, olas, mareas se están considerando a nivel informativo e identificando como un posible recurso. No se espera, sin embargo, ningún aporte significativo de estas fuentes al cuadro de abastecimiento de energía del país en el futuro cercano.

Como política general, no es la intención comprometer recursos en el desarrollo de nuevas tecnologías, si no más bien adquirirlas y adaptarlas una vez que éstas hayan sido probadas en otros países.

4. *Una visión hacia el futuro.*

Del suscinto análisis aquí presentado, y con el respaldo de los trabajos que ha realizado y que está desarrollando la Comisión Nacional de Energía, es posible bosquejar, en líneas gruesas, cuál es la orientación que se le está dando al sector.

En términos generales Chile cuenta con recursos actuales y potenciales como para abordar, en el tiempo, en forma efectiva la crisis energética. La principal dificultad en el corto y mediano plazo estriba en la dependencia externa del petróleo y la rigidez de las estructuras de producción y consumo que dificultan los cambios a realizar. A modo de ejemplo, la construcción de una central hidroeléctrica toma 5 a 6 años, sin considerar el período de proyecto; la apertura de una nueva mina de carbón requiere como mínimo 5 años desde el momento de decidirla.

Un programa de energía debe tender a disminuir esta dependencia, garantizando un suministro en condiciones adecuadas de costo y seguridad de abastecimiento. En este sentido la tarea consiste en cómo coordinar los distintos entes participantes para que el sistema evolucione de acuerdo a la política de desarrollo económico, político y social del Supremo Gobierno. Este conjunto de medidas es lo que podríamos denominar política energética del país.

Para la implementación de estas políticas deben identificarse los instrumentos apropiados como son acciones sobre la demanda final de energía, sobre la oferta de energía y medidas de ordenamiento institucional que permitan actuar de acuerdo a las acciones anteriores.

En el campo del petróleo, es importante señalar que las acciones que se están tomando tienden a:

1. Incrementar la disponibilidad de petróleo nacional.
2. Disminuir la tasa de crecimiento del consumo nacional de petróleo e incluso, a más largo plazo, llegar a cifras de importación de petróleo inferiores a las actuales.

En lo referente a aumento de la disponibilidad de petróleo, el programa de explotación submarina de ENAP en la zona de Magallanes está incrementando la proporción de crudo nacional de 25% en 1978 a valores próximos a 40-45% en 1982. Se ha avanzado por otra parte en las exploraciones realizadas a través de los contratos de riesgo suscritos entre ENAP y las compañías ARCO, Phillips Petroleum y Amerrada Hess, que cubren las áreas ubicadas en la zona austral. Se está

actualmente en la etapa previa a los sondeos, que son los que en definitiva indicarán la existencia de petróleo en las áreas señaladas.

Por otra parte, se iniciarán en el curso de este año (1980) un programa de exploraciones en la plataforma marítima comprendida entre Isla Mocha y Valparaíso, ya que los estudios sísmicos realizados por ENAP indican que existen buenas perspectivas de yacimientos de petróleo y/o gas. Este programa estará complementado por exploraciones en tierra firme, en la región de Osorno.

En lo que se refiere a las tasas de crecimiento del consumo, las estadísticas de los últimos años muestran una clara tendencia a bajar. Esta tendencia se acentuará en el futuro como resultado de las políticas de precios implementada por el Supremo Gobierno y de las decisiones tomadas para sustituir petróleo por otros productos energéticos, entre los que cabe señalar carbón y electricidad. Así por ejemplo, la puesta en servicio en 1981 de la línea eléctrica Santiago-Huasco-Chañaral permitirá sustituir importantes consumos de petróleo para generación eléctrica en el norte, por hidroelectricidad y generación a carbón proveniente de la zona central. Por otra parte, la CNE está realizando un estudio de abastecimiento eléctrico en el Norte Grande, esperándose que en el curso de esta década se haya sustituido una parte importante de los consumos de petróleo por carbón.

En el sector eléctrico, la CNE, con el apoyo de las empresas del sector eléctrico y otras instituciones, ha mostrado que es posible un desarrollo importante de aquí al año 2000 basado en centrales hidroeléctricas complementadas con centrales térmicas a carbón. La comodidad de uso de la electricidad y su rol como sustituto del petróleo hace prever un crecimiento del sector a tasas del orden de 8%, superiores al consumo total de energía en el país. Como lo señalábamos más arriba, es posible sustituir la casi totalidad de los usos de petróleo en generación eléctrica, lo que garantiza independencia y costos adecuados para el suministro eléctrico tanto a mediano como a largo plazo.

En el sector carbón los problemas actuales que están presentes en las explotaciones de los yacimientos de ENACAR —altos costos de producción, bajas reservas— se traducirá en importaciones crecientes de carbón hasta 1985, época en la cual podrá iniciarse la producción de los carbones de Magallanes, que ofrecen excelentes perspectivas. Estos carbones permitirán una independencia total del país respecto de este recurso, dejándose además margen para exportaciones de importancia.

Las otras fuentes como gas natural, geotermia, biomasa y solar ya están en vías de estudio como se señala anteriormente y se espera su incorporación gradual en el futuro al sistema de abastecimiento de energía del país. La velocidad con que esto ocurra depende en buena medida de la escalación que sufra el precio del petróleo en el futuro.

Los mecanismos de acción para orientar estos cambios son, en general, de orden institucional, tales como política de precios (incluyendo impuestos y subsidios), decisiones de inversión y de operación en el sector estatal, incentivos al ahorro e información.

Los precios son, sin duda, el indicador más importante para orientar el uso racional y la sustitución entre energéticos y deben reflejar el real valor económico de la energía para asegurar una correcta asignación de recursos. Ciertamente, la determinación del valor económico de la energía no es asunto fácil ya que debería, entre otras cosas, incluir factores como el costo social por contaminación.

Como dijimos, la conversión de los recursos disponibles en energía utilizable, requiere del desarrollo e implementación de cuidadosos programas de exploración, cuantificación y evaluación en términos económicos para asegurar una explotación adecuada.

Estos programas son en general costosos y largos de implementar con lo cual, dentro del rol subsidiario que le corresponde al Estado, es necesario que éste se limite a desarrollar sólo aquellas funciones que por su naturaleza no pueden ser encarados por el sector privado. De este modo, inversiones, tanto en exploración como en explotación, deben ser absorbidas por el sector privado, pudiendo el Estado asignar sus recursos hacia la solución de problemas de carácter social, tales como educación, salud y vivienda, y de seguridad nacional.

En este aspecto la tarea de la CNE es estructurar la legislación pertinente para que efectivamente la inversión y la óptima asignación de recursos pueda desarrollarse en el marco de un mercado libre bajo la conducción normativa del Estado. Es por esto que se ha motivado y se está motivando la participación de capital privado tanto nacional como extranjero en la exploración y explotación de recursos energéticos, manteniendo el Estado el rol que le corresponde con el fin de cautelar el bien público.

Hemos presentado en forma muy sucinta las ideas centrales sobre las cuales la Comisión Nacional de Energía está elaborando un plan energético. Algunas etapas ya han sido realizadas y varios programas están siendo implementados, en tanto que otros están en vías de desarrollo. Un esquema como el esbozado ciertamente requiere tiempo

y debe ser abordado en forma sistemática y gradual. Algunos resultados pueden obtenerse en el corto plazo pero otros, como la evaluación de un recurso, puede llevar años.

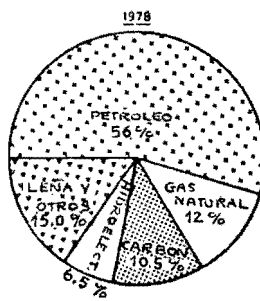
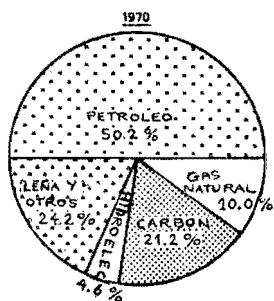
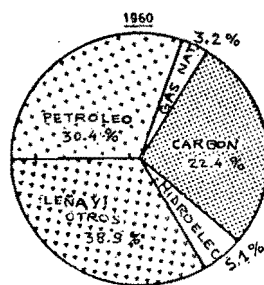
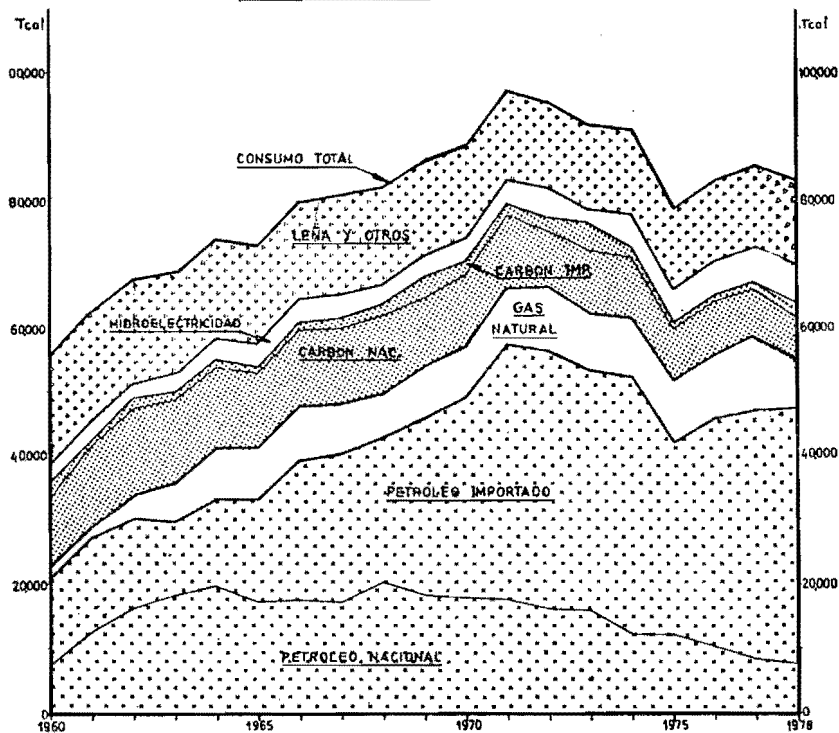
Es interesante observar que el debate que se ha desarrollado, en los últimos años, en torno al problema de energía refleja las posiciones contrapuestas en relación a crecimiento económico y contaminación del medio ambiente. En realidad, no es posible responder en forma precisa a las interrogantes planteadas en estas discusiones. Por una parte, la energía es necesaria y el mayor crecimiento económico contribuye a aumentar la contaminación. El crecimiento es necesario para la sobrevivencia socioeconómico de una sociedad, pero la contaminación amenaza la sobrevivencia biológica de la misma. En principio la mayor utilidad social debe obtenerse ponderando de algún modo estos dos efectos. Sin embargo, cuál debe ser esta ponderación es sin duda una pregunta que admite muchas respuestas. El problema que enfrentamos es sin duda difícil. La forma como lo abordemos y las soluciones que se le den, condicionarán, en gran medida, el futuro de nuestros descendientes.

No hay soluciones simples, sólo alternativas inteligentes. Y en este sentido, el saber identificar e implementar estas alternativas es una tarea en la cual, directa o indirectamente, todos tenemos responsabilidad.

ANEXOS

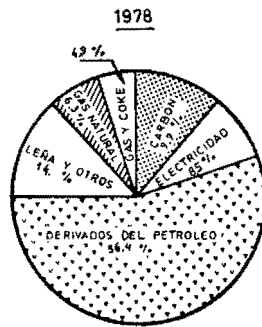
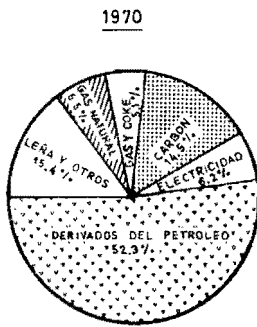
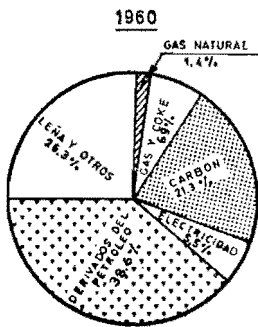
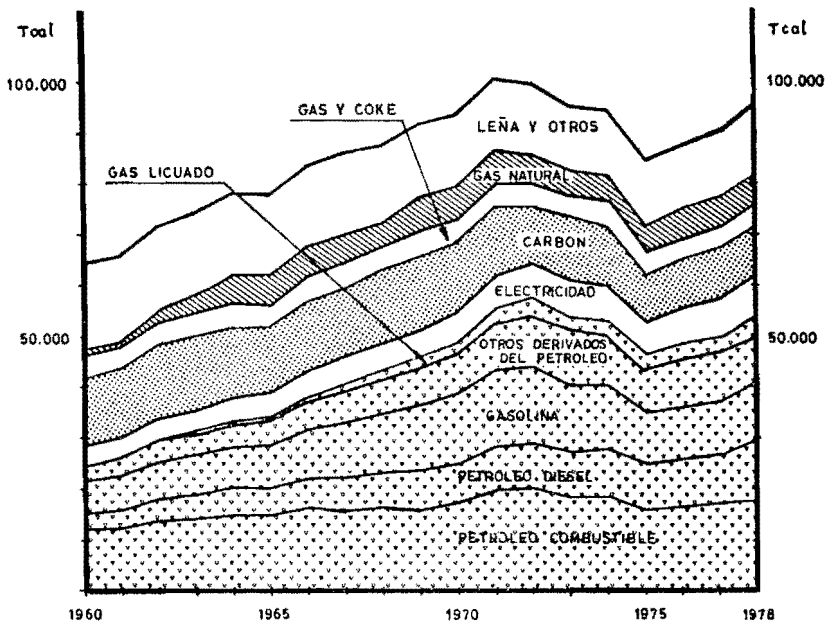
1. Evolución del Consumo de Energía Primaria
2. Evolución del Consumo de Energía Secundaria
3. Evolución Sectorial del Consumo
4. Consumo de los Productos Energéticos en forma sectorial (Barriles de petróleo/día) año 1978
5. Flujo de Energía año 1977 (Teracalorías)
6. Generación de Electricidad en 1978 según origen
7. Recursos Hidroeléctricos
8. Recurso Carbón

EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA

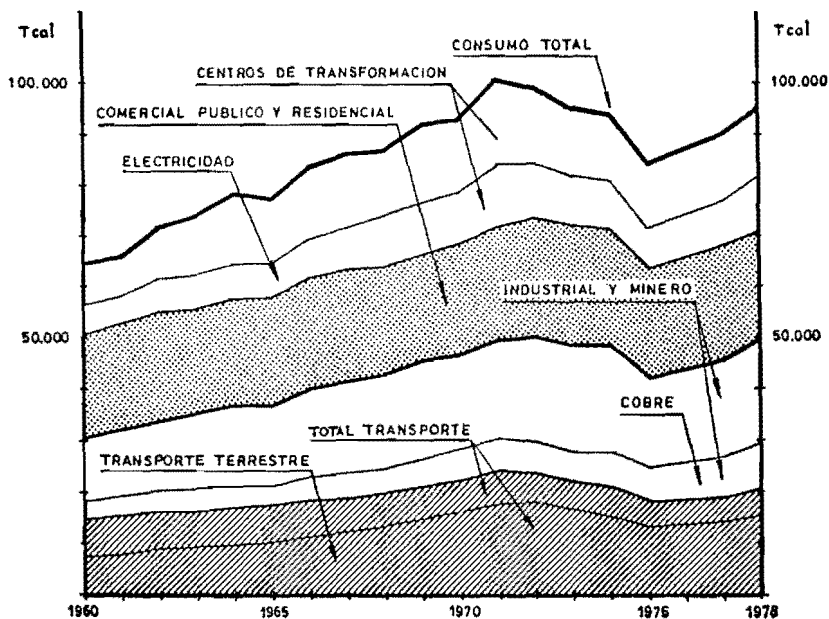


DESARROLLO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA Y LA ECONOMÍA MUNDIAL

EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA SECUNDARIA



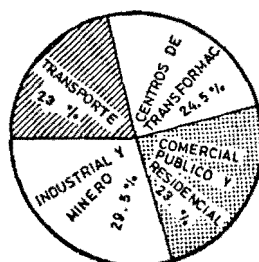
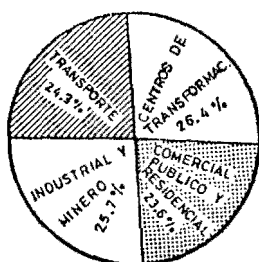
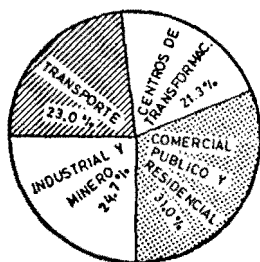
EVOLUCIÓN SECTORIAL DEL CONSUMO



1960

1970

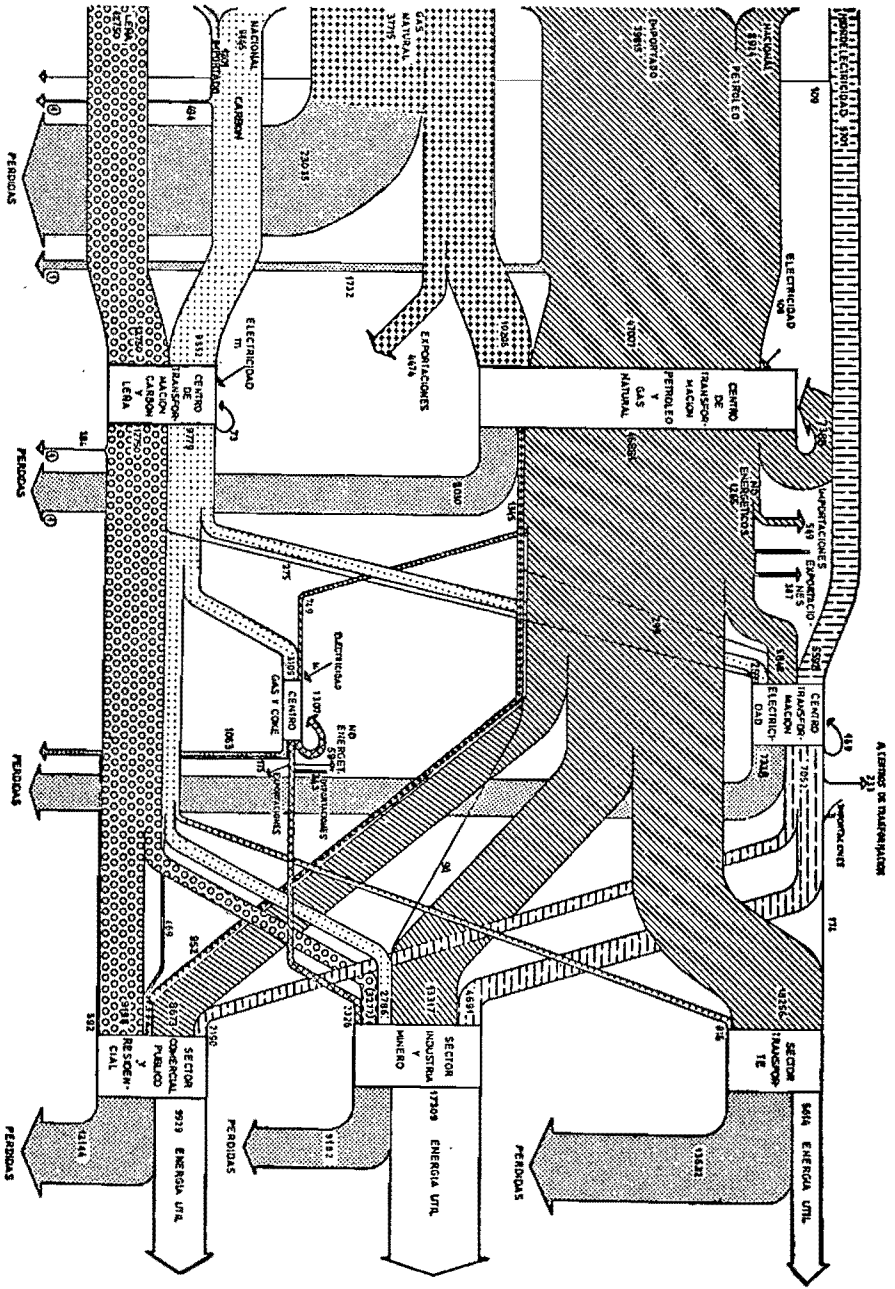
1978



CONSUMO DE LOS PRODUCTOS ENERGETICOS EN FORMA SECTORIAL (Barriles de Petróleo /Día) Año: 1978

	Petróleo Combustible	Petróleo Diesel	Casolina 81	Casolina 83	Kerosene	Gas Licuado	Casolina Aviation	Kerosene Aviation	Nafta	Gas Refinería	Total Derivados y Gas Natural	Electricidad	Carbón	Carbón Coke y Alquitrán	Gas corriente	Gas Altos Hornos	Gas Natural	Leña y Otros	Total Energéticos
Transporte	—	9,540	14,617	6,793	51	—	—	—	—	—	30,941	105	—	—	—	—	—	—	31,046
Terrestre	66	664	—	—	—	—	—	—	—	—	730	239	1,213	—	—	—	—	—	2,182
Ferrovial	1,951	2,534	—	—	—	—	—	—	—	—	4,485	—	—	—	—	—	—	—	4,485
Marítimo	—	—	—	—	—	—	228	3,207	—	—	3,435	—	—	—	—	—	—	—	3,435
Aéreo	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total en Transporte	2,017	12,738	14,617	6,793	51	—	228	3,207	—	—	39,591	344	1,213	—	—	—	—	—	41,148
<i>Industrial y Minero</i>																			
Cobre	7,548	1,573	—	—	520	—	—	—	45	—	9,686	3,519	535	74	—	—	—	—	13,814
Salitre	636	193	—	—	17	—	—	—	—	—	846	403	—	—	—	—	—	—	1,249
Hierro	887	371	—	—	—	—	—	—	—	—	1,258	321	—	—	—	—	—	—	1,579
Papel y Celulosa	2,657	11	—	—	—	—	—	—	—	—	2,668	1,363	63	—	—	—	—	6,877	10,971
Siderurgia	1,776	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,776	472	—	2,602	835	1,173	—	—	6,858
Siderurgia	124	—	—	—	—	—	—	—	—	—	124	343	—	—	—	—	—	—	467
Petroquímica	475	—	—	—	—	—	—	—	—	—	475	269	1,195	95	—	—	—	—	1,939
Cemento	133	23	—	—	—	—	—	—	—	—	156	79	1,376	95	—	—	—	—	1,706
Azúcar	475	—	—	—	—	—	—	—	—	—	475	269	1,195	95	—	—	—	—	1,939
Indus., Minas Varias	3,356	2,543	—	—	1,367	568	—	—	—	23	8,857	2,646	1,518	95	133	—	178	854	14,281
Total Industrial y Minero	17,592	5,714	—	—	1,904	568	—	—	45	23	25,846	9,415	4,687	2,866	968	1,173	178	7,731	52,864
Total Comercial Público y Residencial	330	674	—	—	4,801	9,594	—	—	—	—	15,339	4,552	854	—	1,139	—	1,936	16,733	41,153
Consumo Final	20,539	19,126	14,617	6,793	6,756	10,102	228	3,207	45	23	81,376	14,311	6,754	2,866	2,107	1,173	2,114	24,464	135,165
<i>Centros de Transformación</i>																			
Electricidad	9,514	2,837	—	—	—	41	—	—	—	—	12,392	349	5,708	—	—	—	615	570	19,634
Gas y Coke	—	—	—	—	—	373	1,008	—	—	—	1,381	27	5,189	2,051	248	360	—	—	9,256
Petr. y Gas Natur. Carbón y Leña	3,036	104	—	—	—	68	215	2,338	—	—	5,761	259	—	—	—	—	8,521	—	14,541
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	229	133	—	—	—	—	—	362
Total en Centros de Transformación	12,550	2,941	—	—	—	482	1,223	2,338	—	—	18,534	864	11,030	2,051	248	360	9,136	570	43,793
Consumo Total	33,289	22,067	14,617	6,793	6,756	10,584	228	3,207	1,268	2,361	100,910	15,175	17,794	4,917	2,355	1,533	11,250	25,034	178,958

FLUJO DE ENERGIA AÑO 1977 (Teracalorías)



① DIFERENCIA VARIACION DE STOCK

DESARROLLO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA Y LA ECONOMÍA MUNDIAL
 GENERACION DE ELECTRICIDAD EN 1978
 SEGUN SU ORIGEN

Norte Grande (Arica a Chañaral)

Energía Generada:	2.000 GWh
% Hidráulico	5%
% Térmico	95% básicamente a <i>petróleo</i>

Sistema interconectado

Energía Generada:	8.300 GWh
% Hidráulico	80%
% Térmico	20% básicamente a <i>carbón</i>

Sur (Aysen y Magallanes)

Energía Generada:	100 GWh
% Hidro	13%
% Térmico	87% <i>petróleo y gas</i>

RECURSOS HIDROELECTRICOS

Cantidad de Proyectos y Potencia

Zona	En operación		Atractivas		Poco Atractivas		Total	
	#	MW	#	MW	#	MW	#	MW
Aconcagua-Puelo	21	1.424	26	7.843	37	2.210	84	11.477
Puelo al Sur	1	3	25	5.465	17	1.480	43	6.948
Total	22	1.427	51	13.308	54	3.690	127	18.425

ENERGIA MEDIA GENERABLE EN GWh¹

Proporción en operación: $\frac{6,4\%}{\text{total}}$

Zona	En operación	Atractivas	Poco Atractivas	Total
Aconcagua al Puelo	6.800	41.300	12.000	60.100
Puelo al Sur	10	38.120	7.800	45.900
Total	6.810	79.420	19.800	10.600

¹1GWh = 1 millón de kWh.

Bruno Philippi / SÍNTESIS DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA DE CHILE
RECURSOS CARBON

Zona	Clase carbón	Millones toneladas	
		Reserva Posible-Probables	Recurso Estimado
Magallanes			
	Subbituminoso		
	Brunswick	70	1.200
	Isla Riesco	600	3.200
	Dorotea Natales		600
			20
Valdivia	Subbituminoso		300
Arauco	Bituminoso		

Crecimiento Económico y Consumo de Energía.

Un indicador agregado para medir la relación entre crecimiento económico y consumo de energía es la elasticidad consumo de energía-producto geográfico bruto. Excluyendo la leña del consumo de energía, la Comisión Nacional de Energía ha estimado las siguientes elasticidades para los períodos señalados:

<i>Período</i>	<i>Elasticidades</i>
1960-1971	1.10
1975-1978	0.82
1975-1980*	0.66

Estos resultados indican que en los últimos años el país estaría haciendo uso más eficiente de sus recursos energéticos, ya que por cada aumento unitario en el producto se requiere cada vez un menor incremento del consumo de energía.



III PARTE

RECURSOS ENERGETICOS Y POLITICA INTERNACIONAL

ENERGY PROBLEMS OF THE UNITED STATES AND INTERNATIONAL POLITICS

Frank F. Zarb

Lazard-Freres and Co.
Former Advisor on Energy to the
President of the United States

I have been asked to discuss Energy Developments in the United States Economy and their relationship to international events. In an effort to be brief and cover all essential sectors, I have prepared my remarks in summary form. I hope that my comments will provoke further discussion. I will outline my own conclusions —which result from a combination of statistical data and personal experience. There are others who could —using the same data— come to different conclusions. Thus, we could have a healthy academic disagreement, or at the very least some questions to which I am prepared to respond.

I have organized my talk into what I call 15 truths about energy. I realize that one man's truth is not always shared by others and that to call them truths in the first place is somewhat presumptuous. However, I have spent many years working on the energy problem and I have reached a number of conclusions. This forum provides me with an ideal opportunity to share them.

Truth N^o 1. In our world, oil and natural gas are finite. Mankind started the consumption process (which will lead to the eventual elimination of all oil and gas) when the first barrel and the first cubic foot was used. Because of the finite character of these two natural resources they are very valuable and their value will continue to grow in real terms in the years ahead.

Truth N^o 2. In the short term, producers of oil who are net exporters will act in a manner which is perceived to be in their best interests. That means production restrictions to keep supply tight, leading to occasional spot shortage and price increases to adjust for world inflation and to further accumulate real wealth.

Over the short term the actions of the exporters will often be viewed as not being in the best interests of importing countries; thus leading to a period of continued stress and political uneasiness between the two.

The people in the United States understand the law of supply and demand and can be expected to complain but accept a reasonable basis for higher prices. However, spot shortages and resultant economic dislocation (such as higher unemployment) could contribute to a worsening of public attitude toward exporters.

Truth N^o 3. All sectors of the United States economy are adjusting very rapidly to use less energy per unit of output. Our historic rate of growth in energy consumption has been $3\frac{1}{2}\%$ per year. It will drop below 3% this year and will be under 2% by 1985 or sooner. For the first time since it has been measured, we have found a decrease in energy growth per unit of real GNP growth (see Tables 1 and 2). The industrial, transportation and residential sectors are all showing important improvements in energy consumption efficiency.

Truth N^o 4. The primary factor stimulating the high rate of conservation in the US is the price of oil. This conclusion leads to three important observations: *First:* The American people are not wastrels: they respond to values in the market place. For example —when gasoline was cheap there was a demand for big fuel inefficient automobiles. Now that gasoline is over \$ 1 per gallon and increasing there is big demand for fuel efficient automobiles. The same basic reaction is seen all over major sectors of the economy. *Second:* price controls on crude oil imposed by the US Government in 1971 and maintained through the 1970s tended to hold back meaningful energy conservation. Price controls have also retarded development of alternative forms of fuel. *Third:* Attempts to force conservation through methods other than price have, for the most part, failed.

Truth N^o 5. In addition to using less energy per economic unit, the United States can and will increase its production of domestic energy. This renewed effort to produce is stimulated by higher international oil prices.

Truth N^o 6. US Produced Crude Oil is currently approximately $8\frac{1}{2}$ million barrels per day. That level should increase to at least 9 million barrels per day over the next six years. During the same period natural gas production which is currently 19 trillion cubic feet per year should increase to 22 tcf per year.

Truth N^o 7. While there will be a new excess profits tax imposed

on US multinational oil companies it is not likely to be severe —and it should not be. While it is politically popular to support such a tax there is no evidence that it is warranted.

Truth Nº 8. The US coal industry now produces approximately 650 million tons per year. That output will double over the next ten years. The largest single factor promoting coal conversion by industrial and power generating facilities is the price of oil.

Truth Nº 9. Nuclear power can be expanded with acceptable safety and environmental risk. The United States will double its nuclear power capacity over the next ten years.

Truth Nº 10. A renewed effort toward development of an advanced breeder reactor and nuclear fuel recycle system will begin in the early 1980s. The French, Canadians and Soviets now appear to have the lead in breeder design, but the US has the capability to catch up fairly quickly.

Truth Nº 11. The conflict between energy production and environmental improvement has eased some and further compromise on both sides is likely to come in the years immediately ahead.

Truth Nº 12. Even with increased production and improved energy conservation the US will be a significant importer of oil, natural gas, and liquefied natural gas through the 1980s.

Truth Nº 13. There is a very high chance of a major disruption of the flow of world oil supply over the next five years. Such a disruption could occur without warning and without the sponsorship of any oil producing government. It would be in the best interests of producers as well as consumers if major importers such as the United States accumulated a sizable oil stockpile... and hope that it is never needed.

Truth Nº 14. All advancing technologies including, solar, geothermal, coal gas, coal liquids, gasohol, wind, waves, tidal range, and others, will not produce more than 3% of total US energy requirements by 1990. However, between now and then the market will be sorting out the most workable of new technologies and the process of commercial development will then begin in earnest to replace conventional forms of energy.

I began this talk with an obvious statement —the world is running out of oil and gas. It is that conclusion that should be the overriding one to bind us together with a common interest. When reserves are so low that the world has effectively exhausted its oil and gas, it will matter not if you were importer or exporter, east or west — north or south, developing or developed. New forms of energy will be needed by all nations to properly fill the needs of their people.

It seems to me that this is time to join the globe to solve a problem no nation will ultimately avoid. *Perhaps it is time for an International Energy Research and Development Agency*, a world-wide effort which will not recognize political bounds, but will be dedicated to the development of new energy sources which are safe and economical to help provide a better life for all of the people of the world. I am speaking not of just one more international bureaucracy but a substantive operating organization with a real commitment to progress.

Well that brings me to my 15th and last truth.

Truth N^o 15. The people of the United States have the will, the creativity, the drive and the ingenuity; the US economy has the financial and technical resources to respond to the energy challenges which are sure to come. I hope that this is one issue which all of mankind can see as a common need so it may be one basis on which we can join hands to get the job done. If we fail, the children of our grandchildren will pay the price.

Table 1

ENERGY GROWTH PER UNIT OF REAL GNP GROWTH

Period	(1)	(2)	(1) ÷ (2)
	Average Annual % Change in Energy	Average Annual % Change in GNP	
1950-60	2.79	3.28	.85
1960-70	4.10	3.85	1.05
1968-73	3.85	3.26	1.20
1968-78	2.32	2.79	.85
1970-78	1.82	3.22	.55
1974-78	1.66	3.27	.50
1976-78	2.17	4.39	.50

Source: Data from Table 1
Calculations by Washington Analysis Corporation.

Table 2

U.S. TOTAL ENERGY CONSUMPTION, GNP, AND GNP/CAPITA

	Energy Consumption (EC)		GNP ¹ \$ billion (1972)	Population ² million	EC/Capita ³ million Btu/Capita	GNP/Capita, \$/Capita	EC/GNP ⁴ 1000 Btu/\$
	DOE ¹	DOE ²					
 10 ¹²						
1971	68.348		1107.5	207.053	330.10	5348.9	61.714
1972	71.643r	71.609	1171.1	208.846	342.88	5607.5	61.184
1973	74.620r	74.555	1235.0	210.410	254.33	5869.5	60.411
1974	72.736r	72.668	1217.8	211.901	342.93	5747.0	59.723
1975	70.678r	70.576	1202.3	213.540	330.50	5629.4	58.782
1976	74.413r	74.065	1271.0	215.118	334.30	5925.6	58.544
1977	76.299r	75.901	1332.7	216.817	351.69 ¹	6167.9	57.216 ¹
1978	77.672p		1385.1p	218.502	355.48 ¹	6339.1	56.608 ¹

r = revised.

p = preliminary

¹DOE, Monthly Energy Review, February, 1979.²DOE, Energy Data Reports, Petroleum Statement, Annual, 1975 (issued 1/31/78).³DOE, Energy Data Reports, Weekly Coal Report No. 34, May 26, 1978.⁴U. S. Dept. of Commerce, Survey of Current Business, Monthly. Annual data: 1978 in January 1979; 1975, 1976, and 1977 in September 1978; 1974 in July 1977; and 1973 in July 1976; "The National Income and Product Accounts of the United States, 1929-74 Statistical Tables", Annual data: 1971 and 1972.⁵U.S. Bureau of the Census, Population Estimates and Projections, "Estimates of the Population of the United States to June 1, 1978", Series P-25, No. 736, October 1978 for 1977 and 1978 data; and "Statistical Abstract of the United States", Annual, 1976 and 1977 editions.

ENERGY RESOURCES AND INTERNATIONAL POLICY PROBLEMS

Professor *Laura Randall*

Department of Economics, Hunter College of
the City University of New York

ASSUMPTIONS

The two assumptions made in analyzing resources and international policy problems are first, that in international markets, there is a bilateral oligopoly in oil, and that there are similar concentrations of market power in other energy industries such as nuclear energy. Large shares of energy markets therefore have technical characteristics where quantity is determined, but price is not uniquely determined by buyers and sellers; it is set anywhere within a range. This means that non-market mechanisms will determine price, and —by extension— when markets break down as allocating mechanisms, perhaps quantity as well. As recent developments in Iran indicate, concern will be placed increasingly on location of supply, and supply lines as well as price will be important to consumers.

The second assumption is that within a nation, investment depends upon expectations. Primarily, who is President determines investors' outlook. Secondly, it is determined by wars and weather; after that, economics comes into play. The technical reactions of an economy to changes in economic variables are constant, and are important in the following order: government spending, money supply, and foreign trade. The result of this ordering should be that changes in oil trade should have little effect upon a nation's economy.

This is not the case for reasons which differ for developed and developing nations: the greater impact of the oil crisis on developing nations is a result of the fact that they have less diverse economies than those of developed nations. On the supply side, they have a smaller possibility of substituting for oil and oil-related goods. The oil crisis is therefore a crisis of a stage of development, and is linked to the development of human resources and of access to technology.

IMPLICATION OF ASSUMPTIONS FOR DEVELOPED NATIONS' POLICY

The implications of the assumptions are frightening. In the case of non-market solutions designed to determine the price and quantity

of oil production, they range from economic blackmail —for example, United States' anti-OPEC tariff legislation, and the use of countervailing power (the price of machines and capital goods which oil producing nations buy rose twice as fast as the price of crude oil in the last four years) — to take over of the oil fields, which is more likely to be offshore than on land, as dolphins are easier to overpower than guerrillas, although the possibilities of wrecking the oil field and surrounding ecology if the takeover is resisted are much larger for offshore sites. Better non-market solutions range from Mexican plans for international negotiation for producer and consumer nations, which would permit developing nations to devote funds to economic and social development, instead of arms to guard their oil, to the stockpile of oil, developed in the United States by Frank Zarb.

IMPLICATIONS OF ASSUMPTIONS FOR DEVELOPING NATIONS' POLICY

Among developing nations who have oil, the market structure leads to interesting questions of sanctions against new oil producers who turn on oil faster than existing developing nations wish, and to questions of how the new oil wealth is to be shared. The latter question strains Trinidad-Jamaican relations in the Caribbean, has led Mexico to offer to spend some of her oil wealth to aid non-oil producing neighbors, as has Venezuela, and has increased pressures on OPEC nations to repair some of the damage that their price rises have caused to non-oil producing developing nations.

Oil is a limited bargaining card while it lasts: at present technology and prices, Latin American producing nations may run out of export surpluses of oil by the turn of the century. We can expect action by the less developed nations to:

- 1) make oil easier to obtain, for example, as under the World Bank Oil Development Program;
- 2) obtain greater access to technology in exchange for energy by direct swaps, as in the case of Mexican swaps of oil for oil development and nuclear technology;
- 3) expand application of the United States-Japanese plan to use Japan's balance of payments surplus with the United States to finance energy-related research to international agreements. This strategy achieved world wide attention this August at the United Nations Conference on Science and Technology in Vienna, where it was proposed that developed nations devote one per cent of their surplus on

trade in manufactures with developing nations to the proposed United Nations Financing System for Science and Technology for Development. The United States is favoring this proposal as it is the newest less developed nation: we have favorable merchandise trade balances with Latin America, but not elsewhere. We are also sponsoring bilateral cooperation for energy research and development through the newly approved Institute for Scientific and Technical Cooperation. These ventures are needed because technology is required to convert non-renewable resources (oil) to renewable ones. This will occur by investing in research, and investing in people, and follows from the basic economic postulate that resources are a function of technology-trained people can make better use of a given bundle of resources, while new technology can stretch resources. The United States has a special interest in establishing itself as a leading nation in such multilateral and bilateral ventures, because of its shrinking lead in technology; to some extent, the ventures will lead to tied sales for United States technology and personnel.

4) We can also expect access to oil to be used as a link to other problems in international relations, for example, access to Mexican oil influences United States' actions on braceros (illegal Mexican immigrants to the United States), while access to Arab oil influences Brazilian votes on Israel in the United Nations; access to oil influences oil importing nations' handling of their granting or denying access to their nations for other exports from oil producing nations (whether these products are oil-related or not). I expect that this will make hash of theories of economic classes determining government policy; the interest of a Florida tomato grower, whose crop is out-competed by Mexican produce, which is admitted because we need Mexican oil, is not the same as those of importers of gas or crude, whether home owner, producer, or motorist. A more powerful conflict in principal is between oil importers, and, where different, petrochemical producers, who will be outcompeted by subsidized petrochemicals from oil producing countries such as Mexico, a problem—one of many—throwing Mexico's entry into GATT into serious question.

5) It is not likely that less developed nations will present a common front on oil policy questions, as some are oil producers, and others (members of the "fourth world") are oil importers. We expect that oil producers will follow OPEC's lead, and obtain benefits from OPEC actions, without suffering the costs of joining OPEC. Oil consumers in developing nations are stuck, and will be forced to cooperate along

regional lines where there are economies of scale. For strategic reasons, they will cooperate only partly in exploration or nuclear energy development, and are more likely to cooperate in final use (electricity) in regard both to technology and to development of a uniform grid with the same cycles, and use of long distance direct current transmission. It is possible that developing nations will therefore attempt to achieve more efficient energy development.

None of the above arguments address a central moral question, which is that the developed countries have had a high standard of living; less developed nations have not. Until they have achieved it, some argue, they should not conserve raw materials and energy, as this is properly the rich, developed nations' burden. Similarly, pollution control and conservation are expensive; they may be so identified with rich nations' interests that people in developing nations will be alienated from these concepts.

INTERNATIONAL POLICY PROBLEMS OF ENERGY RESOURCES OTHER THAN OIL

The international policy problems of energy resources are not restricted to oil. The most important oil substitute is nuclear energy. Here the problem is moral in complex ways. Developing nations expect to be forced to sell oil, in extremis, so they develop all other sources of energy regardless of cost. The result may be nuclear accidents in developing nations and clean oil in rich ones. The main result of Three Mile Island is an increase in developing nations' purchases of nuclear control room simulators, not cancellation of demand for nuclear power. The problems developing nations' development of nuclear power plants create in international relations are:

1) The problem of spent fuel. The United States' worries are exaggerated—all spent fuel goes to Israel, and there are too many sources of enrichment services for the United States to control world access to enriched uranium.

2) The problem of the development of too many kinds of reactors by developing nations. This arises from concern over secure supply lines for energy. There are a number of suppliers of enrichment, and of heavy water, for various kinds of reactors. Flexibility dictates that each developing nation have each kind of reactor, so that some its expansive nuclear reactors stay operative in case of supply breakdown. Given military considerations, there is little possibility of joint develo-

ping nations' action here, save, in the long run, a joint developing nation enrichment facility based on cheap electricity. A common market in nuclear technology among developing nations or on a regional basis seems unlikely to develop soon.

OUTLOOK FOR INTERNATIONAL ENERGY COOPERATION

The outlook for cooperation among developing nations on energy matters is mixed. There should be cooperation for solar energy development, and its application in rural areas. The United Nations does some work in this area. But middle classes and the rich make policy, and energy policy in developing nations is largely urban in focus; it is hard to envisage a political mechanism for the rural poor to make their interests felt either within developing nations or internationally. Moreover, solar energy is so far a high cost, inefficient energy conversion sector at the margin of national plans: the major inequality is not between the developing and developed nations, but within developing nations with respect to levels of energy use by various groups. There is no international mechanism to resolve this.

Cooperation is also needed to provide low cost energy information; however, much information is restricted. For example, interpretations of LANDSAT images that would be useful for energy development are not shared. The Economic Commission for Latin America has proposed a Central American technology network. Network plans, in practice, may be complicated by the fact that granting access to technology is sometimes viewed as aiding the government in power, rather than the nation, so we can expect a breakdown in cooperation as members of the network approve or disapprove of various regimes.

Other international policy problems that occur in the energy field can be only briefly mentioned here. These are that:

a) The United States does not yet have an implementable policy that has the full cooperation of the private sector. For this reason, developing nations are faced with the added cost of preparing for all possible United States policies;

b) Multinationals exert considerable control over technology, tankers, and marketing. They do not have armies. The only way to fight a multinational is with another multinational: there are some developing nations' multinationals now, as in the case of banana marketing. In the long run, it may be thought to be imperative for deve-

loping nations to have commonly held tanker fleets, if not technology, exploration, refining and integrated industry. We can certainly expect common action in marketing, and that common action will start at final demand and move backwards through joint provision of some services, and will finally lead to an integrated industry. We can also expect that common market agreements will be extended increasingly to the rest of the energy sector, despite the interdependence this imposes. The result would be regionalization of economic interests, because transport costs will be too high for a more diverse world trade. Developing nations will be sometimes divided between producer and consumer nations, and sometimes together in blocks bargaining over terms of access to markets and high technology goods, and technology itself. In the long run, the Latin American unification sought by Bolivar may be imposed by OPEC;

c) Shifting markets for energy have had a striking impact upon world monetary structure; they have given the coup de grace to the dollar as a reserve currency, and have damaged dollar based economies of developing nations. This, in turn, is causing a move towards a world central bank, with money issued (SDRs and/or substitution accounts) by the bank, although the policy made may not necessarily be that of the International Monetary Fund Staff, so that shifting markets for energy may cause the adoption of earlier Keynes or Triffin plans. Similarly, the recycling of petrodollars is leading to a more integrated world economy. These developments are consequences of international policy problems resulting from oil development, but are not central to the analysis of international energy policies.

On balance, OPEC may impose greater developing nation and Latin American cooperation and rationality. On the other hand, if, with bad luck, modern incarnations of Anthony Eden or General Pershing come to power, it could force a political denouement that would make the "Crash of 79" seem modest in comparison.

RECURSOS ENERGETICOS, ESTILOS DE DESARROLLO Y POLITICA INTERNACIONAL

Heraldo Muñoz

Profesor del Instituto de Estudios Internacionales
Universidad de Chile

Este *comentario* se refiere al desarrollo energético en un sentido general, poniendo especial énfasis en los aspectos políticos y sociales del problema. Es necesario subrayar que *el asunto de la energía no es sólo de carácter económico y/o tecnológico sino también político y social*. Toda alternativa energética racional debe, por lo tanto, considerar la totalidad de dichos aspectos, y su estrecha interrelación. En cuanto a temas específicos se analizará: la creciente preocupación por la escasez de energía y por el medio ambiente, el tópico de las asociaciones de productores y el nacionalismo económico, y el embargo petrolero de 1973 y sus efectos.

LA PREOCUPACION POR LA ESCASEZ DE ALGUNOS RECURSOS ENERGETICOS Y POR EL MEDIO AMBIENTE.

El debate sobre la escasez de las materias primas no es cosa nueva. Ya en el siglo XIX los economistas clásicos como Maltus y Ricardo predecían que una escasez de recursos naturales llevaría a una eventual declinación de los beneficios sociales respecto a esfuerzo económico, con un estancamiento y eventual cese total del crecimiento económico. En esos tiempos existía un temor por la *escasez física* de los recursos naturales.

La publicación del libro de Meadows y otros, *Los Límites del Crecimiento*, volvió a presentar la visión Maltusiana-catastrófica de los recursos naturales mundiales. Dicho volumen, mediante un modelo computacional, extrapolaba una serie de tendencias mundiales y su impacto en cinco áreas: población, inversión de capital, producción mundial de alimentos, contaminación, y recursos naturales. Como conclusión se postulaba un colapso catastrófico del mundo antes del año 2100. Los recursos naturales alcanzarían sólo para 250 años más, y el deterioro del medio ambiente aumentaría hasta límites intolerables.

Las críticas al libro fueron múltiples. La más importante fue que el estudio ignoraba la posibilidad de que el progreso tecnológico

podía compensar la escasez eventual de recursos. En otras palabras, se reiteraba la noción que *las materias primas sólo pueden definirse en términos de la tecnología existente*.

En el debate entonces se enfrentaban, por un lado, los catastrofistas que pronosticaban la exhaustibilidad de los recursos minerales en un plazo relativamente cercano y, por otro, los optimistas y fieles creyentes en la tecnología como la solución de prácticamente todos los males del mundo actual. Aparentemente, los recursos no se agotarán tan fácilmente ya que el avance tecnológico puede permitir la creación de sustitutos o reciclaje a niveles económicos pero, al mismo tiempo, hay que reconocer que vivimos en un mundo finito y que ciertas tendencias reflejan problemas importantes en cuanto a disponibilidad de recursos no-renovables. Por ejemplo, tres estudios recientes sobre el futuro del petróleo —uno de la CIA, el otro de la OCDE, y un último del Taller sobre Estrategias Alternativas de Energía de EE. UU.— llegaron a predicciones negativas sobre la disponibilidad futura del petróleo, afirmando que, si las políticas actuales se mantienen, se producirán severas estrecheces en el mercado del petróleo hacia mediados de la década del 80. Este panorama incierto sugiere que el problema de la energía no es sólo una cuestión de precios.

Otra dimensión importante del problema energético es el impacto negativo en el medio ambiente del desarrollo industrial en base a combustibles fósiles. La explotación, transporte y uso del petróleo, gas y carbón plantea, por ejemplo, problemas de remoción de grandes cantidades de tierra, con las consiguientes alteraciones del paisaje, contaminación oceánica por derrames, contaminación atmosférica, etc. A veces hay costos sociales directos, como en el caso de una industria de Alemania Federal, que basándose en la ley del carbón de 1950, ha expulsado de sus viviendas a más de 18.000 personas para extraer el carbón existente en una área de 500 millas cuadradas en Colonia.

Respecto a la alternativa nuclear existe preocupación —preocupación que se ha acrecentado por el accidente de Three Mile Island— acerca de la seguridad de las plantas nucleares y sobre los efectos de los desechos nucleares. Las dudas sobre la energía nuclear ha motivado la oposición de diversos grupos y expertos —incluyendo al connotado físico Allen Hammond— que cuestionan el estilo nuclear de desarrollo energético que es altamente intensivo en cuanto a capital, y potencialmente dañino al medio ambiente. En países como Alemania Federal, las protestas antinucleares contribuyeron a la cancelación temporal del programa de construcción de plantas nucleares comenzado en 1975. Dicho programa, implementado como respuesta al

boicot petrolero de 1973, involucraba la construcción de 35 plantas que empezarían a operar en 1985. Debido a las protestas, sin embargo, se declaró una moratoria de 6 años en la construcción de nuevas plantas. En 1978, sólo 12 de las 35 que originalmente se pretendía construir habían entrado en funcionamiento.

La energía solar puede llegar a jugar un rol importante en la satisfacción de las necesidades energéticas de países desarrollados y subdesarrollados. Sin embargo, tampoco es una panacea. Por ejemplo, en el caso de América Latina, un estudio reciente de la CEPAL concluye que es improbable que el consumo de petróleo en la región durante los próximos veinte años sea afectado significativamente por la introducción de la energía solar. Por otro lado, los costos económicos de la energía solar son, actualmente, muy elevados. A más largo plazo se estima que, en la medida en que se resuelvan los problemas técnicos, los costos de dicha energía se harán más razonables.

En América Latina, el estilo de desarrollo ha consistido fundamentalmente en la adopción del estilo predominante en las sociedades avanzadas de Occidente, lo que ha significado —entre otras cosas— el uso progresivo del petróleo como fuente de energía en desmedro de otros recursos energéticos abundantes en la región. Así, el consumo de petróleo en América Latina aumentó de un 39,8% en 1950 a un 52,8% en 1976, mientras que, durante el mismo lapso, el consumo de combustibles vegetales disminuyó de un 40,3% a un 14,8%. En el sector transporte, el petróleo y la electricidad desplazaron al carbón en los ferrocarriles. Luego, los mismos ferrocarriles, y especialmente la tracción animal, fueron desplazados por el automóvil privado, los autobuses, los camiones y, para distancias más largas, el avión. No extraña entonces que —según datos de la CEPAL— 87 ciudades Latinoamericanas, habitadas por casi 70 millones de personas, sufren actualmente grave contaminación ambiental.

Como se sabe, las consecuencias sociales y económicas de la contaminación son difíciles de evaluar pero son de importancia crítica. De ahí que la mera solución técnico-económica al problema energético no basta. La fórmula alternativa tendría que considerar, por ejemplo, el incremento de las enfermedades respiratorias y de cáncer pulmonar —lo que se traduce en muertes prematuras, pérdidas en horas de trabajo y recargo de los servicios médicos—; el deterioro de edificios y obras urbanas; los daños al paisaje y, en general, la declinación de la calidad de la vida.

LAS ASOCIACIONES DE PRODUCTORES Y EL NACIONALISMO ECONOMICO DEL TERCER MUNDO.

Al analizar el tema de los recursos energéticos a nivel mundial se debe considerar no sólo el problema de la escasez *física* de recursos sino, además, la escasez *artificial* que puede resultar de manejos políticos o socioeconómicos por parte de los productores como en el caso del embargo petrolero de la OPAEP en 1973.

El boicot petrolero tuvo como trasfondo histórico un creciente "nacionalismo económico" por parte de países del Tercer Mundo ricos en materias primas. Este nacionalismo se ha caracterizado, entre otras cosas, por la idea de lograr un control soberano sobre los recursos naturales existentes en el país subdesarrollado en cuestión. En consecuencia, se han producido expropiaciones y disputas sobre inversión extranjera en el sector minero, muy especialmente en América Latina. Según datos de la Oficina del Contralor General de Estados Unidos, de las principales nacionalizaciones de industrias norteamericanas en el área de recursos mineros del Tercer Mundo, entre 1961 y 1975, un 45% tuvo lugar en América Latina, un 29% en Africa, un 14% en el Medio Oriente, y un 12% en Asia.

Países desarrollados como Canadá y Australia también han exhibido muestras de "nacionalismo económico". Ambos países son miembros u observadores en diversas asociaciones de productores, y persiguen objetivos como: lograr mejores precios para sus materias primas; controlar la explotación, elaboración y comercialización de sus recursos, y preservar sus riquezas naturales para su propio desarrollo económico futuro. De ahí, por ejemplo, que Estados Unidos denunció, en 1977, el establecimiento de un cartel informal de productores de uranio —con Francia, Canadá y Australia entre ellos— dedicado a subir el precio del mineral estratégico (el que efectivamente ascendió de us\$ 6 la libra en 1972 a us\$ 40 la libra en 1976).

El éxito de la OPEP, en términos de mejorar el precio del hidrocarburo, tuvo un efecto de demostración bastante claro en los países subdesarrollados exportadores de minerales. Al respecto cabría destacar, eso sí, que hay dos opiniones distintas: 1º) la de quienes sostienen que el petróleo y la OPEP constituyen un caso único o extraordinario, y 2º) la de quienes piensan que la amenaza de otros OPEP es bastante real, especialmente si se considera el nacionalismo económico del Tercer Mundo. En todo caso, lo concreto es que las acciones de la OPEP sirvieron de modelo a otros países subdesarrollados y facilitaron el establecimiento de nuevas asociaciones de productores (Ver cuadro).

Heraldo Muñoz / RECURSOS ENERGÉTICOS, ESTILOS DE DESARROLLO Y...
 ASOCIACIONES DE PRODUCTORES CREADAS CON POSTERIORIDAD A
 OCTUBRE DE 1973: CASOS SELECCIONADOS

<i>Fecha</i>	<i>Recurso y Nombre de Asociación</i>	<i>Miembros Seleccionados</i>
Marzo 1974	Asociación Internacional de la Bauxita.	Jamaica, Guyana, Guinea, Surinam, Indonesia, Australia.
Mayo 1974	Asociación Internacional de Países Productores de Mercurio.	Argelia, Turquía, España, México, Italia.
Septiembre 1974	Unión de Países Exportadores de Bananos.	Costa Rica, Colombia, Honduras, Panamá.
Diciembre 1974	Consejo de Productores de Madera del Sudeste Asiático.	Indonesia, Malasia, Filipinas.
Abril 1975	Asociación Internacional de Países Exportadores de Mineral de Hierro.	Australia, India, Venezuela, Chile, Perú, Mauritania.
Abril 1975	Asociación de Países Productores de Tungsteno.	Bolivia, Tailandia, Perú, Australia.
Mayo 1975	Asociación Internacional de Países Productores de Fosfatos.	Marruecos, Argelia, Tunesia, Senegal.
Mayo 1975	Organización Inter-Africana de la Madera.	Tanzania, Zaire, Ghana, Costa de Marfil.

Fuente: Naciones Unidas, varios documentos.

Sin duda, ninguna de las Asociaciones de productores recién nombradas ha alcanzado el éxito de la OPEP. Sin embargo, el economista norteamericano C. Fred Bergsten ha sostenido que se estaría perfilando una "nueva OPEP en la Bauxita" ya que los países miembros de la Asociación Internacional de la Bauxita (AIB) aumentaron, en 1974-1975, sus ganancias en un 700%; es decir, un porcentaje muy similar al logrado por la OPEP entre 1970-1973. En diciembre de 1978, la AIB anunció una política de precio mínimo por tonelada métrica fijada en us\$ 24.

El éxito de la OPEP contribuyó, por otra parte, a la movilización del Tercer Mundo en diversos foros internacionales, como Naciones Unidas, tendiente a lograr el establecimiento de un "Nuevo Orden Económico Internacional" mediante la negociación Norte-Sur. Asimismo, países como Venezuela y Argelia lograron, a pesar de la oposición de EE. UU. y otros países desarrollados, vincular y discutir el problema de las materias primas en general junto al del petróleo.

Todo este trasfondo es necesario para comprender el presente y el futuro de la disponibilidad mundial de energía. En resumen, el problema del "nacionalismo económico" es un nuevo factor que debe incorporarse a los cálculos de escenarios alternativos de desarrollo energético, especialmente por parte de los países desarrollados. El caso reciente de las difíciles negociaciones entre EE. UU. y México en relación a los recursos energéticos de este último es un ejemplo ilustrativo de la nueva tendencia.

EL BOICOT PETROLERO DE 1973 Y SUS EFECTOS

Hasta octubre de 1973 la mayoría de los expertos opinaban que las reservas mundiales de energía eran ilimitadas y totalmente seguras. Por una parte se confiaba en el futuro de la energía nuclear y, por otro, nadie atribuía importancia a la posibilidad de que fuerzas políticas pudieran llegar a restringir la disponibilidad del petróleo. No obstante, el 17 de octubre de 1973 Kuwait decretó un boicot petrolero contra los EE. UU. y Holanda, boicot al que inmediatamente se sumó la Organización de los Países Arabes Exportadores de Petróleo (OPAEP).

En un comienzo, el embargo petrolero surgió como una reacción frente al continuo apoyo norteamericano a Israel durante la guerra del Yom Kippur. Luego de la drástica reducción en un 28% de la producción del hidrocarburo el fenómeno se transformó profundamente: los países árabes habían descubierto un nuevo instrumento de lucha que parecía más efectivo que los modernos aparatos militares. La meta final del embargo era —según muchos— el establecimiento de un nuevo orden internacional en que los países subdesarrollados desempeñarían un papel significativamente más importante.

La crisis petrolera agudizó el proceso inflacionario mundial que se venía desarrollando desde antes. Especialmente afectados resultaron los países de desarrollo intermedio importadores de petróleo tales como Brasil, y las potencias industrializadas altamente dependientes

en cuanto a petróleo extranjero como Japón, Alemania Federal, e incluso Estados Unidos.

El boicot petrolero marcó el fin de la época del petróleo barato iniciada alrededor de la Segunda Guerra Mundial, y constituyó un acontecimiento desestabilizador clave del orden internacional. Asimismo, la crisis petrolera fue un buen ejemplo de cómo un problema internacional afecta el nivel doméstico de diversos estados-naciones. Las colas frente a las bombas de bencina, los nuevos precios de los combustibles, y el racionamiento de día domingo en EE. UU., fueron y son un testimonio de la importancia de la crisis para el ciudadano medio de un país desarrollado y una demostración del vínculo interno-externo.

Investigaciones realizadas por el autor indican que la crisis petrolera motivó significativos aumentos de flujos de ayuda económica e inversión desde varios países desarrollados hacia países del Tercer Mundo ricos en recursos energéticos, como una forma de minimizar los riesgos de la dependencia energética externa. Al mismo tiempo, se comprobó que a mayor dependencia energética de los países industrializados, mayor era el grado de "cooperación" con los países exportadores de recursos energéticos seleccionados. Parecería entonces que la importancia política relativa de los países subdesarrollados ricos en recursos energéticos habría aumentado sustancialmente en el sistema internacional imperante.

La crisis petrolera aparentemente promovió la cooperación y coordinación de políticas entre los países desarrollados. Como se sabe, Kissinger fomentó la creación de la Agencia Internacional de Energía (AIE), un organismo que reúne a los principales países industrializados de Occidente, justamente con el objeto de desarrollar nuevas fuentes de energía y de coordinar políticas energéticas. A pesar de las debilidades políticas de la AIE, el modelo de cooperación multilateral en el campo energético parece ser una opción altamente recomendable tanto para países desarrollados como subdesarrollados.

Finalmente, el problema del petróleo sigue agudizándose no sólo por las periódicas alzas del hidrocarburo por parte de la OPEP —organismo que se mantiene unido a pesar de los augurios de quienes en 1973 anunciaban su pronta disolución— sino, además, por acontecimientos como la revolución de Irán, y otros conflictos del Golfo Pérsico. Dichos sucesos reabren la posibilidad de la intervención armada por parte de los países desarrollados preocupados —entre otras cosas— del abastecimiento petrolero de Occidente. En todo caso, existen múl-

tiples alternativas de desarrollo energético, gran parte de las cuales no son excluyentes entre sí. Lo lógico sería combinar las diversas opciones de una manera coherente, prestando particular atención a las características y condiciones especiales de cada país. Asimismo, convendría enfatizar no sólo las respuestas más eficientes en términos económicos, sino también las más eficientes en términos sociales y políticos.

REFERENCIAS

- BERGSTEN, C. FRED. "A new OPEC in Bauxite", *Challenge*, July-August 1976.
- COMPTROLLER GENERAL OF THE UNITED STATES. *Nationalizations and Expropriations of U.S. Direct Private Foreign Investment: Problems and Issues* (Washington, D.C.: GAO, 1977).
- HAMMOND, ALLEN L. "Los Riesgos de la Energía Nuclear", *Facetas*, vol. VI, Nº 3, 1973.
- MEADOWS, DONNELLA y otros. *The Limits of Growth* (New York: Signet Books, 1972).
- MUÑOZ, HERALDO. "Strategic Dependency: The Relations between Core Powers and Mineral Exporting Periphery Countries" en Charles Kegley Jr. y Patrick McGowan (eds.), *The Political Economy of Foreign Policy Behavior* (Beverly Hills y Londres: Sage Publications, próximo a publicarse).
- SUNKEL, OSVALDO. "Development Styles and the Environment: An Interpretation of the Latin American Case" en Heraldo Muñoz (ed.), *From Dependency to Development: Strategies to Overcome Underdevelopment and Inequality* (Boulder, Colo.: Westview Press, 1980).
- TRÉNOVA, JORGE. "Perspectivas de la Energía Solar como Substituto del Petróleo en América Latina hasta el año 2000", documento E/CEPAL/PROY. 2/R. 15, Septiembre de 1979.
- THE WASHINGTON POST Y THE WALL STREET JOURNAL. (Artículos varios).

IV PARTE

ALTERNATIVAS DE DESARROLLO ENERGETICO

CIENCIA, TECNOLOGIA Y DESARROLLO ENERGETICO

Francisco Claro

Profesor del Instituto de Física.
Pontificia Universidad Católica de Chile

El tema de la energía, sus fuentes y usos, ha trascendido en los últimos años los círculos técnicos, penetrando la política interna de los Estados y las relaciones internacionales. Como pocos en la historia de la humanidad, este tema ha cobrado hoy un carácter planetario. La cuenta de petróleo que paga la mayoría de los países es tan alta que constituye la preocupación principal del análisis económico actual.

Una consecuencia natural de esta singular situación es que los gobiernos enfrentan el desafío urgente de elaborar una política nacional de energía. Se hacen prospecciones de recursos naturales y se evalúan alternativas de desarrollo energético. Si hace algunos años la pregunta fue primordialmente cuánto petróleo compramos para mover la industria y el transporte, y proveer a los demás usuarios, hoy es necesario evaluar alternativas complejas como la energía nuclear o la licuefacción del carbón, implicando un conocimiento técnico y científico que muchos países aún no poseen. Más aún, esta evaluación debe revisarse continuamente debido a que vivimos una época de transición en que el sustituto del petróleo aún no se perfila con claridad y podrán pasar treinta o más años hasta que la situación vuelva a estabilizarse.

Nuestra intención en este trabajo es hacer ver que para abordar eficazmente el problema energético que se vive hoy se requiere de un conocimiento actualizado y profundo de los avances tecnológicos más recientes y sus fundamentos científicos, y de una voluntad de resolver originalmente y a nivel local las alternativas de desarrollo energético que vayan surgiendo del análisis de los recursos con que cada país cuenta. Todo este conocimiento y capacidad de resolución de problemas radica en los recursos humanos entrenados para la investigación básica y aplicada y en la infraestructura de laboratorios con que se cuenta. Si bien esta dotación humana y material existe en los países industrializados como fruto de su propio esfuerzo de desarrollo, los países menos avanzados en general no las poseen. El problema energético afecta a unos y a otros, y su evolución podrá significar un aumento en la brecha que separa a países desarrollados de los que

no los son, o una mitigación de las diferencias entre ellos. Creemos que el incentivo que los gobiernos dan a la formación de cuadros científicos y técnicos altamente capacitados en los países en vías de desarrollo contribuirá a favorecer la última de esas dos alternativas.

La importancia que tiene la infraestructura científico-tecnológica se ve con mayor claridad si se tiene presente que:

- 1) El desarrollo energético hoy tiene un ingrediente tecnológico fundamental y complejo;
- 2) La tecnología implicada posee un carácter crecientemente local propio de cada país o región, y
- 3) El interés de una nación se ve mejor servido si en la selección, desarrollo o adaptación de tecnologías a procesos de interés local intervienen recursos humanos nacionales.

Elaboraremos a continuación brevemente estos puntos.

Desde 1973 el precio del petróleo ha venido subiendo en forma alarmante, como todos sabemos. Pero estas alzas tienen un tope natural dado por el precio de la energía obtenida de recursos alternativos como el carbón y el gas natural. En la determinación de este precio intervienen diversos factores como la abundancia del recurso, los costos de extracción y procesamiento, el transporte, el impacto ambiental de su utilización. La variable tecnológica incluye fuertemente sobre el precio final, especialmente a través de los métodos de extracción del recurso y su posterior procesamiento.

Un ejemplo que sirve para ilustrar la importancia de la tecnología es la fusión nuclear. La unión de dos núcleos de deuterio, un isótopo del hidrógeno, libera energía. Teniendo presente la abundancia de este isótopo en el agua natural, la energía liberada es tal, que bastaría como materia prima el agua que fluye por una cañería de media pulgada de diámetro en una red doméstica ordinaria para satisfacer la demanda de energía eléctrica de la ciudad de Santiago. Sin embargo, el costo de la energía por fusión actualmente es infinito porque aún no se logra producir en el laboratorio las condiciones físicas requeridas para liberar eficientemente esta energía en forma controlada. El ejemplo, aunque extremo, muestra un caso en que el precio se deriva enteramente de la variable tecnológica. Otros casos actualmente viables y donde la variable tecnológica es determinante, son la obtención de combustibles líquidos a partir del carbón, la transformación directa de energía solar en eléctrica, el manejo de reactores nucleares. Estos

últimos se basan en conocimientos científicos recientes y de alta especialización en física de sólidos y nuclear.

Una gran novedad que domina el análisis actual del panorama de la energía es que la ecuación energética ya no tiene como solución trivial el petróleo, como fue por tantos años. Dependiendo de las circunstancias y de las tecnologías disponibles, la solución puede ser en un momento y lugar determinados el carbón, la energía nuclear, la energía hidroeléctrica, etc. Esto nos trae al segundo punto enunciado más arriba: el carácter local de la solución energética.

En Sudáfrica el carbón es barato y abundante en tanto que las reservas de petróleo son nulas. La necesidad ha llevado a este país a perfeccionar el proceso de producción de petróleo sintético a partir del carbón y hoy el costo de producción para ellos es de us\$ 17 por barril. Se producen aproximadamente 20 mil barriles diarios y con las nuevas plantas en construcción se proyecta satisfacer en pocos años alrededor de la mitad de las necesidades de petróleo de ese país, con un ahorro en divisas de us\$ 400 millones al año (1). Para Brasil el alcohol resulta barato y abundante y el petróleo, escaso. Como una fracción importante del petróleo que se importa se destina al transporte, el gobierno brasileño ha comprendido la conveniencia de reemplazar paulatinamente la bencina por el alcohol en vehículos motorizados. Y ha puesto en marcha un ambicioso plan de investigación y desarrollo con ese fin.

Estos ejemplos ilustran el que la solución alternativa al petróleo como fuente de energía no es única. Para Sudáfrica es el carbón, para Brasil es el alcohol. Para los países de la OPEP la solución podrá seguir siendo el petróleo. La necesidad de soluciones locales se está reconociendo cada vez en forma más clara tanto en los países desarrollados como en los países en desarrollo. Existe un argumento poderoso en favor de la solución local. Se trata de la dependencia a que queda sometida la industria y la seguridad de una nación si los recursos energéticos y las tecnologías son importadas. Esta dependencia indudablemente tiene un costo que debe ser también evaluado. La búsqueda de una solución local estimula en cambio el uso de los recursos propios de la nación, el desarrollo de una capacidad tecnológica independiente y, en la mayoría de los casos, la diversificación de los recursos, lo cual también incide en asegurar un abastecimiento energético más estable.

El tercer punto es que en la identificación e implementación de la solución local la participación de recursos humanos nacionales que sean capaces de comprender y evaluar todas las alternativas, es funda-

mental. En este sentido los casos de Sudáfrica y Brasil son también buenos ejemplos. Se puede afirmar que la originalidad y éxito de sus soluciones se deben a la resolución con que estos países han destinado recursos a investigación y desarrollo en el campo energético, y a la formación de recursos humanos en el área científico-tecnológica. Entre 1964 y 1965 Brasil aumentó su inversión en programas de postgrado en un mil por ciento y nuevamente en un 500 por ciento entre 1965 y 1967 (2). Esta semilla sembrada en la década pasada ha permitido que en las universidades brasileñas, por ejemplo, se encuentre hoy departamentos de física excelentemente dotados con investigadores del más alto nivel de conocimientos y productividad. En el programa de utilización del alcohol en transporte ese país está invirtiendo a razón de mil millones de dólares anuales, lo que claramente demuestra la voluntad de generar la solución local sin mezquindad. Sudáfrica por su parte está invirtiendo seis mil millones de dólares en sus nuevas plantas de petróleo sintético.

Estas inversiones son cuantiosas y posiblemente fuera del alcance de los países pequeños. Las hemos citado como ejemplo para ilustrar la importancia del esfuerzo que un país debe desplegar para producir la solución local a su problema energético. Es corriente medir la inversión en investigación y desarrollo en términos de un porcentaje del producto nacional bruto. Como ejemplos podemos citar a Japón que gasta un 1,9% de su producto nacional bruto en investigación y desarrollo, Alemania Federal con un 3,2%, Israel con 2,5%, los Estados Unidos un 2,2% (3), Brasil cerca del 1% y Chile entre un 0,3 y 0,4%. Como el monto del producto de estas naciones es muy diferente, también lo es la cifra que destinan a investigación y desarrollo. En términos del porcentaje citado, sin embargo, es bien sabido que el esfuerzo relativo de las naciones desarrolladas es mucho mayor que el de las naciones en desarrollo. Todo los estudios de dichas relaciones coinciden en señalar que esta realidad tiende a perpetuar la desigualdad existente entre estos dos grupos de países. La cifra mínima recomendada para los países en desarrollo es del orden del 1% (4). Estos porcentajes incluyen tanto la investigación básica como la aplicada.

El concepto de investigación y desarrollo a que nos hemos referido tiene un significado bien preciso. Consiste en la actividad de identificar un problema y definirlo en términos susceptibles de estudio, buscar su solución a través de la investigación y, finalmente, si el problema es de ciencia aplicada, llevar esta solución a la práctica en el terreno. Como ejemplo supongamos que un agricultor detecta una peste desconocida en su siembra de alfalfa. Para combatirla es neces-

rio aislar la larva que hace el daño, buscar una forma aceptable ecológicamente de eliminarla en alguna etapa de su ciclo y luego elaborar una fórmula técnica que le permita al afectado solucionar su problema concreto. Este ejemplo, fácil de comprender, es sin embargo muy primitivo y puntual. En una sociedad en desarrollo la naturaleza de los problemas generados en los sectores energéticos, industrial o minero son a veces de mucho mayor envergadura y requieren de organizaciones complejas para ser abordados. Es posible incluso que para la solución de un problema dado sea necesario un esfuerzo importante en investigación básica. Abordar y solucionar estos problemas localmente es fundamental para el robustecimiento y orientación de la actividad misma de investigación y desarrollo. De esto depende el que esta actividad adquiera su relevancia en el desarrollo tecnológico, y no pierda contacto con la realidad. Lamentablemente, cuando estos problemas se presentan, la tendencia de los ejecutivos es la de buscar la solución en los catálogos o en empresas consultoras extranjeras. Esto ocurre cuando la ciencia está aislada en la Universidad o la nación no ha logrado formar y conservar equipos locales capaces de proponer soluciones competitivas con la solución extranjera. Curiosamente, en otros campos como la economía y la medicina se tiene más confianza en la capacidad local y los problemas generalmente se resuelven internamente.

La eficiencia con que una nación sea capaz de abordar la gestión tecnológica en toda su dimensión de evaluación de alternativas, investigación y desarrollo, implementación y renovación de la solución local, depende, como se dijo más arriba, fundamentalmente de sus recursos humanos. En esto no puede haber engaño: la calidad de la gestión tecnológica es un reflejo de la calidad de quienes la han generado. Y esta calidad es a su vez reflejo de los establecimientos de educación superior y de las oportunidades y la remuneración que el investigador o técnico competente encuentre en la sociedad. En países donde no existe la adecuada tradición en gestión tecnológica, el Estado debe intervenir para incentivar su desarrollo a través de la entrega de mayores recursos a las universidades para la docencia e investigación básica y de la implementación de mecanismos de estímulo que dinamicen la actividad de investigación aplicada y desarrollo tanto dentro como fuera de la universidad.

Para que esta acción del Estado tenga éxito ella debe, a nuestro juicio, ceñirse a siete principios básicos aunque parezcan obvios no siempre son tomados en cuenta y que pasamos a enumerar a continuación:

1) La gestión tecnológica debe ser de alto nivel, es decir, competitiva a nivel internacional. Su base de apoyo es el conocimiento científico actualizado cuyos depositarios son los científicos activos en investigación tanto básica como aplicada. Estos renuevan su conocimiento a través del trabajo propio en su disciplina y de la lectura de revistas de circulación internacional accesibles a través de bibliotecas bien dotadas y rigurosamente al día en sus suscripciones.

2) La investigación aplicada debe estar al servicio de las necesidades del país. Para lograr esta finalidad debe estimularse a los diversos sectores como el energético, industrial, agrícola y minero para que contraten servicios de investigación y desarrollo con instituciones nacionales, tales como universidades o institutos de investigación estatales o privados.

3) Aparte de su justificación cultural, la investigación básica es el sustrato del cual se nutre la formación de recursos humanos para la gestión tecnológica. Las materias mismas que se investiguen no son de primera importancia aun cuando es conveniente que exista una pluralidad de especialidades, principalmente en las áreas de física y química. Estas áreas deben reforzarse ya que a menudo están notoriamente atrasadas respecto de otras como la biología, aun cuando son las que más inciden sobre el desarrollo tecnológico. Se puede anticipar que, en la medida que la investigación aplicada cobre importancia y significación, surgirán de ella problemas ligados a las necesidades nacionales que requieren de investigación básica y que reorientarán la actividad de investigadores en esta área.

4) La asignación de recursos directos e indirectos a investigación y desarrollo deben proyectarse a mediano plazo para alcanzar la meta del 1% del producto nacional bruto.

5) Las decisiones que afectan el destino de los recursos asignados, como por ejemplo la determinación de áreas prioritarias de desarrollo, deben ser consultadas con científicos investigadores activos y con representantes de los diversos sectores empresariales. En este aspecto se debe ser riguroso en evitar la burocracia y la ingerencia de criterios no técnicos de asignación, como la política contingente. Debe también reconocerse la capacidad interna y autónoma de las universidades para asignar sus propios recursos.

6) En general, los recursos deben ser asignados mediante concursos evaluados técnicamente conforme a criterios establecidos por especia-

listas en cada área y haciendo uso del sistema de referee. La asignación debe ser por montos fijos utilizables en plazos fijos definidos en términos de los objetivos de cada proyecto.

7) La formación de una fundación que administre la asignación de recursos para investigación y desarrollo es altamente recomendable sobre la base de los siguientes supuestos:

- a) Debe ser independiente del poder político;
- b) Debe estar organizada sobre principios no burocráticos y donde impere la opinión de científicos activos y representantes de los sectores empresariales más relevantes, y
- c) Debe tener una garantía de continuidad financiera e institucional.

Estos siete principios son, en nuestra opinión, las bases de una política científico-tecnológica eficiente para países en desarrollo. Su implementación proporcionaría el apoyo necesario para plantear y llevar a la práctica soluciones exitosas al problema energético, que garanticen un abastecimiento estable de energía a todo el espectro de consumidores. Que garanticen la independencia de cada nación frente a posibles presiones internacionales por la compra del recurso natural. Que garanticen, finalmente, un progreso material que permita un mayor bienestar a las naciones más pobres.

REFERENCIAS

1. *Revista Time*, Agosto 20, 1979, pág. 38.
2. *Chemical and Engineering News*, Junio 3, 1968, pág. 39.
3. *Revista Time*, Octubre 22, 1979, pág. 50.
4. *World Plan of Action for the Application of Science and Technology to Development*, Naciones Unidas (E/4962/Rev. 1, ST/ECA/146), 1971.

LA ALTERNATIVA NUCLEAR

Fritz Hinzner

Comisión Nacional de Energía;
Facultad Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile

La energía nuclear, en relación a la generación de energía por medio de reactores de fisión, es actualmente la única fuente primaria de energía que puede reemplazar, a corto plazo y en forma masiva, la generación térmica a partir de petróleo y en muchos casos de carbón.

1. CRECIMIENTO DE LA GENERACION NUCLEO ELECTRICA

Evidencia de esta afirmación es la rápida incorporación de la energía nuclear; mientras en 1970 representaba el 0,5% de la energía, en 1978 era 2% y será entre 15% y 20% el año 2000, pudiendo llegar a corresponder al 50% de la energía eléctrica en 2025.

La potencia instalada, actualmente en el mundo, en relación a los reactores nucleares de potencia en operación, corresponde a aproximadamente 115 GW (e). De los cuales el 89% corresponde a países de la OECB, 2% a los en desarrollo y 10% a los del área socialista.

De acuerdo a recientes estimaciones de INFCE (International Nuclear Fuel Cycle Evaluation, Agencia Int. Energía Atómica de NU) la capacidad de generación eléctrica nuclear de los países WOGA (países no socialistas) será entre 240 y 270 GW en 1985, subirá de 830 a 1.210 GW en 2.000 y, para el año 2025, fluctuará entre 1.650 y 3.350 GW. Aun cuando estos valores parecen bastante elevados, otras organizaciones han llegado a valores aún mayores; por ejemplo, el valor alto que la OECB indicó como capacidad nuclear en el mundo para 2025 sería 6.650 GW.

Para satisfacer esta eventual demanda de centrales de energía nuclear se requiere la capacidad industrial para construirlas a la tasa requerida y el combustible nuclear correspondiente.

La capacidad actual para construir reactores de potencia de los 10 países más importantes del NSG (Nuclear Supplies Group, Club de Londres) es aproximadamente 6.000 MW por año, lo cual sería suficiente para satisfacer la demanda hasta aproximadamente el año 1995. Es importantes notar que, debido a la actual recesión en el campo nuclear, sólo se utiliza el 20% de esta capacidad. Por consiguiente, dada la capacidad actual y considerando el tiempo en desarrollar esta indus-

tria, es razonable suponer, en principio, que no habría problemas muy graves para la construcción de estas centrales nucleares.

2. CICLO DE COMBUSTIBLE NUCLEAR

Respecto al ciclo de combustible nuclear, la situación es bastante más compleja, sobre todo en lo que se refiere al suministro de Uranio.

Las reservas de Uranio razonablemente aseguradas en países woca son 2,5 millones de toneladas y las adicionales estimadas son 2,3 millones de toneladas, en que el 80% están en Norteamérica, Africa y Australia. La capacidad de producción de Uranio podría subir en 1980 a 50.000 ton/año llegando a un máximo de 120.000 ton/año en 1990, para decaer a 75.000 ton/año en 2010 y 25.000 ton/año en 2025. Se especula que en países woca podrían existir entre 6 a 14 millones de toneladas de Uranio adicional. En parte estas reservas especulativas estarían en países en desarrollo lo cual requeriría inversiones anuales en exploración del orden de 500 millones de dólares. Por consiguiente, la probabilidad de realizar estas exploraciones es baja y, en caso de explotar estas reservas, esto ocurriría después del año 2000.

En caso de continuar un desarrollo nuclear similar al actual, es decir, basado en reactores de agua liviana (LWR) y sin reprocesar el combustible quemado, en 1980 se necesitan 30.000 ton/año de U. En el año 2000, la necesidad de U subirá de 130.000 a 180.000 ton/año y, en 2025, de 220.000 a 500.000 ton/año. Por consiguiente, con este tipo de estrategia de desarrollo nuclear, las reservas de Uranio serán totalmente insuficientes para abastecer de combustible a los reactores después de 1995.

En el caso de considerar una estrategia nuclear, en que se continúa con los reactores LWR, pero reprocesando el combustible y reciclando el Plutonio, se ahorra del orden de 30% del combustible. En esta forma la necesidad de Uranio para el año 2000 fluctuaría entre 90.000 a 130.000 ton/año y, para 2025, entre 100.000 a 350.000 ton/año. Incluso con esta estrategia, después del año 2000, la capacidad de producción de Uranio no podría satisfacer la demanda.

Considerando la estrategia más económica en el consumo de Uranio, es decir, una rápida incorporación de los reactores reproductores (FBR), la situación sería algo más favorable. En esta forma, la necesidad de Uranio en el año 2000 sería 120.000 ton/año y, el año 2025, fluctuaría entre 60.000 y 200.000 ton/año.

Dado que esta última estrategia ha sido suspendida de momento, debido a las actuales políticas nucleares (basado en la posible proli-

feración de armas nucleares) de EE. UU., es muy importante intensificar las exploraciones de Uranio en el mundo y sobre todo en los países en desarrollo.

Respecto al resto de los servicios para el ciclo combustible nuclear, aparentemente no habría grandes dificultades. La actual capacidad de conversión (transformar óxido de Uranio U_3O_8 en Fluoruro de Uranio UF_6) es suficiente hasta 1990 y aumentarla es relativamente simple.

Respecto al enriquecimiento (aumentar la fracción del isótopo fisiónable del Uranio U-235 de 0,7% a 2,5%), las actuales plantas de EE. UU. y las que se construyen en Europa (Eurodif y Urenco) tienen capacidad hasta 1990. Para esa fecha habría que aumentar el número de plantas, pero, dado los avances tecnológicos que se han producido en estas materias, es probable que no haya problemas de suministro en este aspecto.

La fabricación de elementos combustibles tampoco sería problema dado que lo hacen numerosas empresas y de fácil expansión.

El aspecto más problemático del ciclo de combustible es el reprocesamiento del mismo. La capacidad a fines de 1980 sería 800 ton/año, lo cual es una cantidad despreciable en relación a la cantidad de combustible existente y que se genera por año.

Para el año 1990 se espera que la capacidad de reprocesamiento suba a 10.000 ton/año (UO_2). En esta forma y con estimaciones optimistas para el año 2000 se habrán reprocesado 80.000 ton (UO_2), existiendo en esa fecha sobre 230.000 ton (UO_2) de combustible nuclear quemado en piscinas u otros depósitos en espera de ser reprocesados o almacenados en forma definitiva. Por consiguiente, la falta de capacidad de reprocesamiento creará un serio problema para los países y centrales nucleares de potencia que acumularán estos residuos.

Además, bajo el punto de vista tecnológico no se ha llegado a decantar una alternativa de reprocesamiento que sea ampliamente aceptada. La instalación de una de estas plantas es muy controversial, dado que por parte del público nadie acepta su ubicación en sus cercanías, por problemas de seguridad y contaminación. Finalmente, la instalación masiva de plantas de reprocesamiento creará un serio problema de proliferación de armas nucleares, dada la fácil disponibilidad de plutonio que se generará.

3. SEGURIDAD DE LOS REACTORES

Probablemente el problema de más actualidad y controversia en este momento, en torno a la generación núcleo eléctrica, es el de

la seguridad de los reactores nucleares. Evidencia de este hecho son las demostraciones y protestas por numerosos grupos antinucleares en casi todos los países occidentales en que existe el desarrollo masivo de programas nucleares. En algunos casos, como Austria, esta situación ha llegado a un referéndum en que por votación popular no se puso en marcha un reactor ya construido. En Alemania se han negado o postergado permisos de construcción de centrales; una situación similar ha ocurrido en Francia y EE. UU. Si bien algunos de estos grupos antinucleares tienen a veces otros objetivos de tipo político o que van más allá de la seguridad nuclear, no hay lugar a dudas que hay una probabilidad, si bien muy reducida, que ocurra un accidente grave en un reactor de potencia y que en forma descontrolada se escapen gases radiactivos al medio ambiente, con graves consecuencias para la población.

De acuerdo con estimaciones de crecimiento hechas por A. M. Weinberg, para el año 2050, el mundo debe generar 70.000 GW de energía de la cual 25.000 GW serían nuclear en forma de reactores reproductores de 5.000 MW cada uno, o sea 5.000 reactores. Utilizando datos del informe de Rasmussen (Informe muy completo sobre seguridad nuclear de la Nuclear Regulatory Com. de EE. UU.) que indican una probabilidad de 5×10^{-5} por año de accidentes graves ("Melt down" con escape de productos radiactivos), resultaría un accidente de este tipo cada cuatro años, a lo cual habría que sumar accidentes de transporte y en plantas de reprocesamiento, etc., lo cual daría una cantidad intolerable de accidentes nucleares en el mundo.

Ejemplo de este tipo de accidentes en una escala muy reducida fue el de Three Mile Island en EE. UU., el cual tuvo serias consecuencias; sólo los trabajos de remover los materiales contaminados y dismantelar esas partes del reactor, costarán una suma superior a 500 millones de dólares, es decir, del mismo orden del costo de esa central nuclear cuando se contruyó.

Estos problemas de seguridad han contribuido a que actualmente la energía nuclear esté en una situación de revisión en el mundo, siendo los principales motivos los siguientes: a) el público en general está consciente de los riesgos que involucra la incorporación masiva de la energía nuclear, fundamentalmente en relación al tipo de accidente descrito; b) el público en los últimos cinco a diez años se ha percatado de la importancia del medio ambiente y de la necesidad de preservarlo; c) la preocupación por la proliferación de armas nucleares es cada día mayor, lo cual condiciona el desarrollo nuclear;

d) la escala de precios de los reactores nucleares y su ciclo de combustible ha sido tan elevada que disminuye la ventaja relativa frente al carbón, y e) algunos accidentes nucleares como el de Three Mile Island le han restado credibilidad a esta tecnología.

Esto se ha traducido en una exhaustiva revisión de los programas nucleares; por ejemplo, en EE. UU. la NRC anunció en noviembre de 1979 que, por un período de dos años, las licencias para la construcción de nuevos reactores de potencia estarían restringidas; también en Alemania se han suspendido todas las licencias que estaban en proceso de otorgamiento.

4. PAISES EN DESARROLLO

En los países en desarrollo la situación con respecto a la energía nuclear es distinta. Actualmente, en términos de MW de reactores de potencia, representan el 1,6% de la potencia nuclear del mundo y este valor aumentará sólo a 5% para fines de siglo. Por otra parte, la energía nuclear en países en desarrollo corresponde a una tecnología sofisticada y políticamente muchos gobiernos consideran un *status* especial, o prestigio, tener energía nuclear; por este motivo algunos desarrollos nucleares en estos países no siempre corresponden al objetivo de desarrollarla como una alternativa económica de fuente de energía primaria. Por otra parte, bajo el punto de vista financiero, económico y técnico, la introducción de la energía nuclear en países en desarrollo tendrá que ser limitada.

El tamaño mínimo comercial de centrales nucleares es de 600 MW, o sea, con el fin de garantizar una seguridad adecuada de suministro de energía, se podría instalar en un sistema eléctrico interconectado de aproximadamente 5.000 MW. Eso aún no es posible en la mayoría de los países en desarrollo dado que las redes eléctricas son mucho menores. El costo de una central nuclear de 600 MW, considerando los gastos directos e indirectos, es aproximadamente 1.500 US\$/KW lo cual la hace poco competitiva frente a otras alternativas de generación eléctrica. El costo de generación del KWh, considerando los gastos de combustible y de operación para una central de este tipo, fluctúa entre 50 y 60 millones. Para centrales nucleares de 1.200 MW, el KWh baja a aproximadamente 40 millones, pero requiere de un sistema interconectado del orden de 10.000 MW.

El problema de seguridad nuclear en un país en desarrollo es de vital importancia y es más difícil de implementar que en un país industrializado. En aquellos países que además tienen problemas sísmicos, esta situación se agrava notablemente. Por ejemplo, un acci-

dente del tipo de Three Mile Island en un país en desarrollo, sería mucho más grave dado que el costo de dismantelar la instalación y remover los residuos radiactivos sería del orden del valor de la central.

Esta situación evidentemente no la puede afrontar un país en desarrollo y probablemente el país adoptaría una solución intermedia con mayor riesgo para la población.

Por otra parte, países en desarrollo pueden participar en un desarrollo nuclear, aun cuando no involucre un reactor nuclear de potencia, sobre todo en las primeras etapas del ciclo de combustible. Dada la escasez de Uranio que se producirá en la década de 1990, el precio de este material subirá y justificará la explotación de yacimientos de más baja ley. En esta forma países en desarrollo deberían intensificar la exploración de Uranio con el fin de identificar posibles reservas de este metal. Dada la característica de combustible del Uranio, cuando la demanda de este metal sea mayor que la oferta, este combustible probablemente se podrá usar como elemento de intercambio por petróleo, que también será un combustible muy escaso en la década de 1990.

5. COMENTARIOS FINALES

Si bien, tal como se indicó anteriormente, la energía nuclear es actualmente la única alternativa energética que puede reemplazar a corto plazo, en forma masiva, al petróleo y carbón, la implementación e incorporación de esta tecnología no es simple. Sobre todo hay muchas interrogantes que aún no se han decidido definitivamente, como: suministro de Uranio a largo plazo versus tipo de reactor, reprocesamiento de combustible, ciertos aspectos de seguridad, reciclar el plutonio versus no reprocesar, incorporación de reactores reproductores, el problema de la proliferación, etc. Dado los esfuerzos que se invierten en investigación y desarrollo, la mayoría de estas interrogantes probablemente serán resueltas favorablemente. En relación con la seguridad nuclear, muchos criterios que han estado vigentes por muchos años están siendo detalladamente revisados. El resultado será centrales nucleares más seguras, si bien de más alto costo. Dada la mayor seguridad que se ofrecerá, probablemente la aceptación por parte del público será mejor.

Incluso países en desarrollo, sin necesidad de incorporar reactores nucleares de potencia, pueden participar en un desarrollo nuclear incrementando las exploraciones de Uranio y primeras etapas del ciclo de combustible. El fin sería vender combustible nuclear, el cual probablemente será intercambiable por petróleo.

ALTERNATIVAS ENERGETICAS NO CONVENCIONALES

Sergio Alvarado

Profesor, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas,
Universidad de Chile

1. INTRODUCCION

El título elegido para esta presentación es ya motivo de controversia. ¿Existen efectivamente "alternativas" energéticas no convencionales? Algunos sostienen que las hay o pudiera llegar a haberlas en el largo plazo. Yo atribuiría al término "alternativas" un significado menos excluyente, dándole el sentido de complemento más que de sustitución total de los recursos energéticos tradicionales.

El adjetivo "no convencionales" obedece no a un cierto exotismo científico o técnico, sino que a un nivel de desarrollo tecnológico y de costos que determina, por ahora, un escaso grado de penetración en el mercado. Recuérdese que nuestra generación ha asistido al desplazamiento de la energía nuclear desde las fuentes no convencionales a una decisiva participación entre las fuentes convencionales de energía.

2. CONSIDERACIONES GENERALES

Las alternativas energéticas no convencionales presentan algunas características atractivas y ciertos inconvenientes que es preciso ir señalando:

- a) Renovabilidad. Para todos los fines prácticos debemos considerar que son inagotables (con la sola excepción de la energía geotérmica);
- b) Tecnología. En general, adoptan una forma tecnológica que es relativamente simple, que es accesible a países de escaso desarrollo y, además, me atrevería a sostener que no se visualizan problemas insuperables en su evolución tecnológica. No así en el caso de la energía nuclear, por ejemplo, en que como aquí mismo se ha expresado, existen problemas no resueltos y de alta complejidad tecnológica;
- c) Impacto sobre el ambiente. De ninguna manera podría afirmarse

que las alternativas energéticas no convencionales tienen o tendrán sobre el ambiente un efecto significativo. En cambio, el uso de los combustibles fósiles, para referirnos a sólo un caso, además de la contaminación local, está provocando como bien se sabe un aumento de los niveles globales de CO en la atmósfera, con el consiguiente efecto sobre la temperatura del planeta al bloquearse la radiación infrarroja emitida hacia el espacio;

- d) Economía de escala y descentralización. Ciertas instalaciones, como las centrales nucleares, son muy sensibles a la economía de escala y de ahí el interés por ir a grandes tamaños (1.000 MW p. ej.). Por el contrario, las fuentes no convencionales de energía se prestan bastante bien, en general, para aplicaciones descentralizadas, porque son poco sensibles a la economía de escala, no siendo imperativo el "gigantismo" de las instalaciones, y
- e) Factores políticos. En esta reunión se ha insistido en la existencia de fuerzas geopolíticas que condicionan la oferta de ciertos recursos energéticos, en particular, el petróleo.

En el caso de los recursos energéticos no convencionales nada hace presumir que ellos se vean sometidos a arbitrariedades políticas, y por lo demás exhiben una distribución geográfica, a escala mundial, más uniforme que la de otros recursos.

En esta exposición me referiré sólo a unas pocas alternativas energéticas no convencionales. Y lo hago por dos razones: primero, porque existiendo varias alternativas, algunas se vislumbran factibles dentro del mediano y largo plazo e incluso en el plazo más cercano y, segundo, porque hay alternativas respecto de las cuales me siento poco competente para hablar ante esta audiencia. Muchas personas que se han preocupado de estudiar el abastecimiento de energía en el largo plazo estiman que la solución definitiva para la humanidad, si es que podemos usar con alguna audacia este término, estará dada por la fusión nuclear y la energía solar.

Respecto de la fusión nuclear hay consenso en que la tecnología dista de estar completamente dominada. Es ciertamente una posibilidad interesante y comparto la opinión de que es efectivamente una solución de carácter definitivo. La otra solución es la energía solar, y que junto con algunas formas indirectas de la misma deseo examinar en esta oportunidad.

También mencionaré brevemente a la energía geotérmica, que

parece estar en el límite de las fuentes convencionales y no convencionales.

Antes de referirme en particular a las alternativas antes mencionadas, deseo recoger algunas opiniones que aquí se han vertido y que revelan en este grupo, como en muchos otros, bastante escepticismo en cuanto a la contribución de estas alternativas dentro del esquema de abastecimiento energético de las naciones.

Se han mencionado algunas cifras; se ha hablado de 1% y 3% en el corto plazo. Yo creo que la contribución en términos relativos o absolutos será efectivamente pequeña en el mediano plazo, pero me parece que lo importante no es discutir el porcentaje sino que tener presente que estas alternativas existen y que es nuestra obligación estudiarlas, dominar su tecnología y no cometer el error que la humanidad ha venido cometiendo sistemáticamente al permitir que una forma de energía sea la dominante en cada época y relegando a todas las demás a un lugar marginal.

Cabe preguntarse qué habría sucedido si hace 50 años se hubiera abordado seriamente la tecnología de gasificación y licuefacción del carbón o la tecnología solar. Probablemente reuniones como éstas quizás habrían resultado un tanto innecesarias.

Por lo anterior, me permito sostener que es fundamental el pluralismo tecnológico, mantener abiertas todas las opciones. No creo que un solo recurso sea la solución al problema energético; dentro de un esquema de abastecimiento deben considerarse en forma racional y equilibrada todas las posibilidades.

Por otra parte, también respondiendo al escepticismo, pienso que es obligación primordial de quienes trabajan en los energéticos no convencionales demostrar fehacientemente su viabilidad técnica. En algunos casos ésta ha sido demostrada, en otros casos está por verse. El segundo aspecto igualmente importante es el económico. Sobre este particular se sostiene, con razón, que si no se recurre a las fuentes energéticas no tradicionales cuya tecnología ya está probada, es simplemente por un problema de costo.

Sin embargo, me atrevo a cuestionar la validez de ciertas evaluaciones económicas de proyectos energéticos, ya que no está claro que se contabilicen todos los costos externos o costos sociales. Actualmente la sociedad está exigiendo que se internalicen una serie de costos, los costos que representan la contaminación ambiental, la seguridad, el costo que significa la dependencia energética de fuentes extranjeras.

Es posible que si tales costos se toman debidamente en cuenta, la

posición económica de los recursos energéticos no convencionales cambie sustancialmente.

3. GEOTERMIA

Posiblemente la geotermia no debería contarse, como se ha expresado anteriormente, entre las fuentes no convencionales, a no ser que así se haga porque todavía su contribución dentro del abastecimiento energético mundial es bastante reducida.

La tecnología de la geotermia está bastante desarrollada, aun cuando subsisten problemas por investigar. Hay instalaciones funcionando desde hace varias décadas y en el presente existen alrededor de 1.000 MW instalados, preferentemente para generar electricidad y calor.

Puesto que hay una asociación estrecha entre el volcanismo y los recursos geotérmicos, pareciera fácil predecir qué países o regiones ofrecen potencial geotérmico. Además, hay algo interesante de destacar y es que las técnicas de exploración son similares a las empleadas por la industria del petróleo.

Para referirnos solamente al caso de Chile, según el Comité para Aprovechamiento de la Energía Geotérmica de la CORFO, las pérdidas de calor estimadas y/o calculadas de los campos geotérmicos mejor conocidos conducen a una potencia del orden de los 330 MW, suponiéndose que el potencial total del país es de 10.000 a 15.000 MW.

En cuanto a los costos, las instalaciones de producción de electricidad resultan competitivas y claramente ventajosas en aquellas regiones de combustibles fósiles caros y carentes de recursos hidromecánicos.

4. ENERGIA SOLAR

Sin entrar en cuestiones técnicas, se puede afirmar que hay numerosas aplicaciones que han alcanzado un grado suficiente de madurez tecnológica, y en otros casos la tecnología está progresando muy rápidamente, lo que permite suponer que sólo razones económicas condicionarán su uso masivo y, por consiguiente, una contribución significativa al balance energético de los países.

Pero es justo mencionar que la energía solar, además de presentar algunas características atractivas, que son básicamente las indicadas para la generalidad de las fuentes energéticas no convencionales, ofrece algunas restricciones o limitaciones más o menos serias.

La primera de ellas es su baja densidad energética (del orden de

200 W/m² en zonas bien dotadas del recurso). Ello obliga a recurrir a enormes instalaciones de captación, lo cual tiene una repercusión económica importante. Grosso modo, en la estructura de la inversión, la captación representa el orden del 50%.

Otra forma de aumentar la densidad energética, para no recurrir a campos colectores demasiado extensos, es utilizar concentradores (p. ej. cilindro-parabólicos o paraboloides de revolución). Los sistemas de colectores concentradores son de mayor costo, requieren una gran exactitud óptica y, por el hecho de aprovechar sólo la radiación directa, complejos dispositivos de seguimiento. Los colectores planos, en cambio, utilizan tanto la radiación directa como la difusa y por consiguiente se colocan en una posición fija.

La segunda restricción sería que tiene la energía solar es su carácter aleatorio e intermitente. Para salvar este inconveniente se debe hacer una de dos cosas o ambas a la vez: almacenar energía o recurrir a fuentes auxiliares de energía. Esto nuevamente incide en un encarecimiento del sistema solar.

La tercera restricción es el escaso desarrollo tecnológico que se ha alcanzado en algunas aplicaciones y la falta de experiencia de operación en otras. Por ejemplo, es evidente que ninguna empresa eléctrica estaría dispuesta, hoy día, a montar una planta solar de potencia, ya que recién se están construyendo algunas centrales solares pequeñas (en Estados Unidos una de 10.000 KW y en Francia una de 3.000 KW).

Respecto de la magnitud del recurso, es innecesario destacar que se trata de un recurso muy considerable. El problema no está en su magnitud física sino en el costo de su aprovechamiento. Por otra parte, es interesante anotar la circunstancia de que gran parte de los países en desarrollo están bastante bien dotados de energía solar.

En nuestro país las condiciones son especialmente favorables entre los 18 y 35% de latitud. Hemos estimado que la potencia técnicamente recuperable (a un costo que no conocemos) es del orden de los 150.000 MW.

En el plano económico puede afirmarse, en general, que los sistemas solares no son competitivos con los sistemas convencionales, salvo algunas aplicaciones (p. ej. de tipo habitacional: calentamiento de agua y calefacción).

Pero también existen evidencias que muestran una tendencia decreciente en los costos. Tal ha sido el caso, por ejemplo, de los dispositivos de conversión directa (células fotovoltaicas), cuya disminución de

costos en los últimos años ha sido realmente espectacular. En otros campos puede ocurrir algo similar.

5. ENERGIA EOLICA

Se trata, como se sabe, de una forma indirecta de energía solar, ya que se origina en las diferencias de temperaturas (y por lo tanto de presiones) generadas en la atmósfera por efecto de la radiación solar.

Los métodos conocidos y en proceso de perfeccionamiento tecnológico convierten la energía del viento directamente en energía mecánica o indirectamente en electricidad. Hasta 1960 se estudiaron y desarrollaron casi exclusivamente máquinas de eje horizontal. Las últimas dos décadas han presenciado el desarrollo tecnológico de máquinas de eje vertical (basadas en un concepto propuesto en 1929).

El tamaño de las instalaciones está limitado, ya que si todas las dimensiones se multiplican por n , el peso de las estructuras varía con n^3 y la potencia con n^2 , resultando una potencia por unidad de peso $1/n$ veces el valor original. Es difícil pensar en instalaciones superiores a 1 MW, si se tiene presente que con un rotor de 10 m de diámetro y viento de 10 m/s se obtiene alrededor de 10 KW.

A escala mundial, la potencia de los vientos se calcula en 16^6 MW. En Chile hay lugares muy favorables, principalmente situados en la zona austral. La energía útil de que se puede disponer varía, según la localidad, entre 1 y 10 KWh/m² día.

En cuanto a costos, los equipos para generar electricidad, incluyendo acumuladores, se pueden adquirir a un precio aproximado de us\$ 2.000/KW.

6. LA BIOMASA

Nuevamente se trata de una forma indirecta de energía solar, esta vez acumulada como energía química. No obstante la baja energía de los fotones de luz visible (1-2 eV), los vegetales logran, mediante la fotosíntesis, almacenar dicha energía en productos de tan alto contenido energético como lípidos, polisacáridos, hidrocarburos, etc. (la combustión de un lípido proporciona 9.000 Kcal/kg).

No nos referiremos aquí a la suficientemente conocida biomasa constituida por los bosques y a combustibles tales como leña, carbón vegetal y residuos (que en Chile contribuyen en más de un 10% al abastecimiento energético), sino a otros procedimientos para la

generación de biomasa o producción de combustibles líquidos o gaseosos a partir de plantas y materias orgánicas.

Una forma eficaz de generar biomasa es a partir de cultivos de micro algas (blue-green) que se duplican en 30 horas o de celulomonas, cuya duplicación se produce cada 2 horas. Estas últimas no son fotosintéticas, pero utilizan como substrato carbohidratos presentes en residuos vegetales.

La biomasa permite obtener, a través de métodos tales como la fermentación anaeróbica, combustibles líquidos (alcohol) o gaseosos (metano).

La tecnología está disponible y de hecho en países en desarrollo se están llevando a cabo proyectos para la fabricación comercial de tales combustibles.

7. ASPECTOS INTERNACIONALES

Casi toda la investigación importante sobre fuentes energéticas convencionales y no convencionales ha sido y es llevada a cabo por los países industrializados. Por lo tanto, los avances tecnológicos reflejan los requerimientos de sociedades de alto ingreso *per capita*, abundantes recursos materiales, complicadas técnicas de infraestructura, mano de obra cara, buenos sistemas de comunicaciones y transportes y personal de mantenimiento experto.

Evidentemente, algunos de los descubrimientos realizados en dichos países no son fácilmente transferibles a las sociedades de los países en desarrollo.

Algunos investigadores de la energía solar, tanto de los países industriales como de los agrícolas, afirman que el mayor impedimento para la investigación solar no ha sido técnico ni económico. Lejos de ello, indican, los problemas tienen raíces sociales y culturales. Muchos dirigentes del Tercer Mundo no se han conformado con fuentes de energía renovable de segunda clase, mientras el mundo industrializado prosperó a base del petróleo y la energía solar.

Reviste gran interés, a nuestro juicio y por las razones anteriormente señaladas, la proposición que ha formulado uno de los expositores en esta reunión acerca de la creación de un organismo internacional de investigación y desarrollo en el campo de la energía.

Este organismo podría satisfacer adecuadamente la necesidad de realizar o fomentar investigaciones considerando los requerimientos tanto de los países desarrollados como en desarrollo y podría también facilitar la transferencia de tecnología.

V PARTE

COOPERACION INTERNACIONAL EN EL CAMPO ENERGETICO

WORLD BANK LENDING FOR HYDROCARBONS: A NEW PROGRAM*

*Efrain Friedmann***

Senior Adviser on Energy Policy,
Energy Department, World Bank

PART I, GENERAL

I would like to thank you for the opportunity to explain the World Bank's Program to accelerate oil and gas development in countries of the Third World.

Before discussing the program itself, and the role we see for the World Bank in assisting developing countries to manage their energy resources, I will say a few words about the World Bank.

The World Bank.

The World Bank was established in 1945 following a United Nations Monetary and Financial Conference of 44 Governments at Bretton Woods, New Hampshire. The International Monetary Fund also was founded as a result of that Conference. The World Bank is owned by the governments of 132 countries. It obtains its funds primarily from its own borrowings in the world capital markets, from its net earnings, the flow of repayments of its loans, and also from the paid-in capital subscriptions of its member countries.

The Bank's first loans were made for post-World War II reconstruction. However, by 1949, the emphasis was shifted to loans for the purpose of economic development. Loans are made directly to governments, to state enterprises, or to private companies, with a government guarantee. The bulk of the World Bank loans have been for specific projects in such sectors as agriculture and rural development, education, electric power, industry, population planning, telecommunications, tourism, urban development and water supply, in developing countries. Normally, the Bank lends for the cost of imported material,

*The views and interpretations in this documents are those of the author, and should not be attributed to the World Bank, to its affiliated organizations, or to any individual acting in their behalf.

**The author wishes to thank his colleague, Eduardo Elejalde, Deputy Division Chief, Petroleum Projects, for his assistance in the preparation of this paper.

equipment and services obtained from abroad. In addition to financial assistance, the Bank also furnishes technical assistance.

World Bank loans generally have a grace period of five years and are repayable over 20 years or less. The interest rate depends mainly on the cost of borrowing to the Bank. At present the interest rate being charged on Bank loans is in the neighborhood of 8%. The World Bank has two affiliates, the International Development Association (IDA) and the International Finance Corporation (IFC). IDA was established in 1960 to provide assistance for the same purposes as the Bank. However, IDA's assistance is concentrated on the poorer developing countries—mainly those with an annual per capita gross national product of less than 520 dollars. The funds used by IDA, called credits to distinguish them from Bank loans, come mostly in the form of subscriptions and supplementary contributions by the wealthiest members of the Bank and from transfers from the net earnings of the Bank. IDA credits, which are made to Governments only, are 10 year grace periods, 50 year maturities and no interest, but an annual service charge of 0,75% on the disbursed portion of each credit. I should note that the benefits of the soft terms of IDA credits generally are absorbed by the country and are not to subsidize the project being financed. Normally, an IDA credit would be on-lent by the Government to the project entity on the same terms as a World Bank loan. Although legally and financially distinct from the Bank, IDA is administered by the same staff.

IFC, the other affiliate, was established in 1956. While the Bank itself also lends to the private sector, IFC's main function is to promote the growth of the private sector within the economies of developing countries and to help mobilize domestic and foreign capital for this purpose. IFC provides loans and equity investments to private enterprises and mixed enterprises. Unlike the Bank and IDA, IFC neither seeks nor accepts Government guarantees. There are cases where both the Bank and IFC support the same project. This generally involves situations where projects require a larger investment than is prudent for IFC to make given its capital structure. Still other situations call for joint participation, where for example an equity role is indicated in conjunction with Bank lending.

Since inception the Bank has committed about 50 billion us dollars to some 1,650 projects. IDA has committed over 15 billion us dollars to about 820 project, and IFC, about 2.5 billion us dollars to over 350 enterprises. Every project must be considered and approved by

the Board of Executive Directors on the recommendation of the World Bank Group's President. Before submission for approval, staff members make a thorough examination of all aspects of a project-including technical, financial, institutional, and economic evaluations-and of the conditions for financial support. Their findings are incorporated in a detailed appraisal report. This is followed by formal negotiations with the prospective borrower, and the drafting of a loan or credit agreement. After the agreement has been approved and signed, staff members monitor the project to help overcome problems as they arise and to assure that its purposes are achieved.

The Program for Financing Petroleum Projects.

Based on this background about the World Bank, I will now outline its past activities and its present plans for financing energy projects. Up to 1976, commitments by the World Bank Group for energy development totalled almost 8.5 billion us dollars. This represented about 19% of the total financing commitments at that date. Almost all of these energy projects were electric power projects, although a number of oil and gas pipelines also were financed. However, in July 1977, the Executive Directors of the World Bank approved a five-year program calling for an expansion of lending for the development of the fuel and non-fuel mineral resources of member countries. The financing of petroleum production projects-defined for the purposes of this discussion to mean production of oil and natural gas-became a new activity for the Bank. After a year and a half of experience, a further expansion of Bank lending for energy fuels was approved in January 1979. In addition to petroleum production the financing of exploration and pre-development projects also became eligible. The lending program will be reviewed annually based on our experience. However, the tentative lending program is projected to rise to 1.5 billion dollars a year (in current dollars) five years from now. It would include about 1.2 billion dollars a year for oil and gas projects¹ and the rest for coal projects. About 60% of the lending would be for production facilities and World Bank loans would cover up to 20% of total project costs. The balance 40% of the lending would be for pre-production activities with the Bank probably contributing a larger share of the costs, perhaps two-thirds on average.

¹Rough estimates are that approximately 1.4 million additional barrels of oil equivalent daily would be produced from these projects, when in operation.

Before describing its elements, I will discuss the rationale that led the World Bank to devise this ambitious program. Following the dramatic increases in petroleum prices of 1973 and 1974, the Bank began to review its lending policies for energy development. Clearly, after these price increases took place, the economics of energy production have changed radically. On the one hand, the price makes the exploitation of previously uneconomic resources commercially viable. On the other, it has raised the cost of importing oil to a point where many developing countries acutely need assistance to organize and finance programs to reduce their dependence. Forty eight of the 74 larger developing countries that import oil depend on it for at least 90% of their commercial energy requirements. Oil imports of developing countries as a group have increased tenfold from 4 billion dollars in 1972 to 42 billion dollars estimated for 1980. This would account on average for about 20% of their export earnings. Although oil production is projected to increase in these countries at a faster rate than consumption (8.9% vs. 5.2% annually) the absolute deficit will continue to grow. It should be noted that many developing countries are passing through the energy intensive phase that the developed countries experienced during their time of rapid industrialization and urban growth. Unless energy deficits can be narrowed by exploiting indigenous sources of energy more fully, the scarce foreign exchange of these developing countries will need to be diverted to imports that would otherwise be available for investment goods.

In 1975, the World Bank commissioned a study to determine the oil and gas prospects for 70 developing countries. Twelve of these countries were oil producers but net importers, three were non-OPEC producers and marginal exporters, and 55 were non-producers, of which ten had known reserves. Only ten of these 70 countries were found to be adequately explored, and 38, inadequately. Twenty-three countries were judged to have relatively high² prospects of finding viable petroleum resources (over 750 million barrels) and 15 were judged to have fair prospects (between 100 and 750 million barrels). Of the 23 countries that were judged to have relatively high prospects of finding viable petroleum resources, only seven have been explored adequately, six have been explored moderately; and the rest, inadequately. Clearly, the cost of exploration may be several times as much in a developing country as in the United States, since the reserves are

²In this cases it really means high compared with domestic requirements of most LDCs rather than with other oil producing countries.

often in remote or difficult areas and much less is known about them. However, the higher price of oil justifies increased expenditures for petroleum exploration in areas which previously did not promise economic returns. Further, the price of oil is now high enough to cover the cost of exploiting known reserves of oil and gas that were previously uneconomical to exploit—either because they were too small, and the cost of recovery too high, or because transport was too expensive. Economic returns to the countries on these projects are likely to be high, on average above 30%.

In sum, our preliminary estimates of the energy balance of oil importing countries indicate that there may be serious constraints for their future economic growth. At the same time, many of these countries have potential for increasing their production of oil and/or gas. However, some of these countries lack, not only the necessary technical skills and financial resources to develop their potential, but also the experience to plan a strategy for the sector. The World Bank's intention is to offer these countries financial and technical help to plan and develop their energy strategy and resources. Of course, not all countries need help at every stage. We see the Bank's role as essentially catalytic to attract the maximum flow of private investment and technical know-how into the petroleum sector.

PART II. THE BANK'S LENDING PROGRAM

Until 1973, Bank financing for energy was almost entirely devoted to electric power expansions.

Bank involvement in oil/gas was mainly in the financing of transportation facilities, oil and gas pipelines in Pakistan, Yugoslavia and a few other countries.

Quadrupling of oil prices in 1973 increased the oil import bill of LDCs for 4 billion dollars in 1972 to 26 billion dollars in 1978 and is likely to reach 42 billion dollars in 1980. This heavy burden in their balance of payments has been handled in the short term through a considerable increase in borrowing from both public and private sources. LDC's external *debt* doubled in real terms in the period 1970-77 and debt service is increasing in absolute and, most importantly, in relative terms as a proportion of export revenues and GNP. During the period 1977-85, further increases are projected from 11.8% to 18.1% of exports and from 3.1% to 4.6% of GNP.

The main institutions concerned with the short term adjustment

problem are of course the IMF and the international private bankers that recycle the petrodollars.

For the longer term, however, the relentless prospect of higher oil prices and import costs call for new economic and energy policies leading to conservation (or more efficient use of energy in the process of economic development; in other words, a lowering of the historic ratios of energy/GDP growth rates) and for accelerated efforts to develop domestic, lower cost energy sources.

These needs have led the World Bank to continuously expand the scope and depth of its Energy Assistance programs.

In April 1976, the management of the Bank approved a tentative effort to identify oil and gas development projects requiring Bank technical and financial assistance. Due to fears that a large program in this area could threaten other existing programs, this effort was limited then to the poorer oil importing countries, i.e. India, Pakistan, Bangladesh, etc.

During 1976 and early 1977, the North/South Dialogue took place in Paris. As you know, CIEC ended in failure. The issues were ventilated but certainly not resolved. One of the few unanimous recommendations agreed upon was that increased development assistance for oil exploration and development was desirable and a call in this sense was addressed to the World Bank in the final communiqué.

The World Bank followed closely the debate in CIEC and had also further advanced its own internal studies of the energy situation of LDCs. In July 1977, its Board approved a management proposal made in a paper entitled "Minerals and Energy in the Developing Countries".

This proposal extended the original program to practically all oil importing LDCs as well as to those oil exporters which would be in a position to productively employ the revenues from oil exports in furthering their economic and social development. A substantial allocation of future Bank lending was for the first time earmarked for this purpose, as well as for an increased program in coal and non-fuel minerals.

To make a long story short, 18 months later, this program was further expanded and a new one, described in a Memorandum to the Board as "A Program to Accelerate Petroleum Production in the Developing Countries", was approved in January 1979. The main components of this program are:

1) To provide, within the context of the Bank's overall economic and lending activities, technical assistance for improved Energy policies, programs and, most importantly, National Energy planning to some 60 LDCs, at an average rate of 15 countries per year. This target will be fulfilled for FY80 and may be surpassed in future. It includes lending for such activities as:

- a) Establishing appropriate political and technical organizations to carry out coordinated National Energy Planning;
- b) Setting up an appropriate energy data base on resources, production, consumption, prices, etc.;
- c) Training in techniques for energy demand forecasting and management;
- d) Same for techniques to analyze optimization of supply/transportation, transportation/utilization systems;
- e) Carrying out surveys of specific, previously neglected, energy sources, i.e., coal, geothermal, biomass, small hydro, etc.
- f) Improving Energy pricing policies and many others.

2) To assist countries in accelerating the exploration of their oil and gas potential. In a few countries this might be done by lending to properly qualified national oil companies.

3) In the majority of countries, the above avenue is not open because the countries lack the necessary expertise or the financial strength to carry the risks of exploratory drilling. For these, the basic approach is to provide small grants or loans to create the minimal conditions needed to attract the risk capital and expertise of the international oil industry. These conditions include:

- a) Drawing up suitable petroleum legislation to clearly define the rules of the game;
- b) Collect and organize data from past exploratory efforts and, if needed, supplement it with additional surveys to enhance or at least clarify the prospectiveness of the acreage.

- c) Set up negotiating teams, usually including foreign experts, to assist the Government in preparing tenders, evaluating offers from oil companies, negotiating petroleum exploration and development agreements and monitor their appropriate execution.

Operations of this type have been denominated technical assistance or engineering loans for predevelopment activities (or exploration promotion activities).

The above approach is expected to lead to competitive bidding for LDC petroleum acreage. It seems to be one of the best ways to deal with the highly subjective question of which are the "best" or the "fairer" terms a host Government can obtain from the industry. Experience in the developed world as well as in many of the more sophisticated LDCs show that competition in the above manner with proper safeguards regarding minimum work requirements is a good way of dealing with the problem.

4) *Exploratory Drilling.* The Bank is willing to help and advise member governments and foreign oil companies in concluding agreements for petroleum exploration and production; and to confirm its willingness to finance the eventual production facilities, provided the project meets its usual criteria. One such arrangement has already been concluded and others are under consideration. The Bank would consider making loans (credits)³ to OPEC member governments to cover the latter's share of exploration costs undertaken in association with a foreign company. In countries where foreign companies are unwilling to invest capital in petroleum exploration, the Bank would make a loan or credit to cover the costs of exploration done by an exploration company under a service contract. Exploration loans would be for 10 years, with a suitable grace period, and would be re-financed from a subsequent loan extended to the normal limit for the country. A similar arrangement would be made for exploration credits.

Current Status.

The above is an outline of our lending policies. To implement them the Bank set up a petroleum lending division which currently consists

³Credits are highly concessionary loans, 50 years, no interest, made to the lower income development countries through a branch of the World Bank called IDA.

of just over 30 staff-half of which are geologists or engineers. It is inserted in a newly created Energy Department which handles and coordinates other matters, i.e., assist for Energy Planning, Programs in New Energies, Policy and Quality Control of Power and Coal projects, etc.

So far, six oil and gas loans have been approved by the Board to:

- a) India (oil and gas offshore development, 140,000 b/d oil, 2.2 million c. meters of gas: Ln. \$ 150M; Project Cost \$ 570M);
- b) Pakistan (expansion of production Toot oil field, seismic surveys Dhodak, training: Ln. \$ 30M; Project Cost \$ 70M);
- c) Thailand I engineering loan (to prepare large offshore gas project: Ln. \$ 4.9M A follow-up project Trailand II is going to the Board of the Bank December 11, 1979. (\$ 107M; Project Cost \$ 665M plus investments by Union Oil of about \$ 350M and Texas Pacific of about \$ 300M). It will be the first one to involve major investments by foreign oil companies in non-OPEC gas development;
- d) Turkey engineering (\$ 2.5 million to evaluate possible enhanced recovery techniques for Bati Raman, a one billion barrel resource with maximum recovery using water injection of 7%. CO₂ and team injection are being considered);
- e) Zaire (\$ 5M, ifc. Project Cost \$ 33M a secondary recovery, water injection project).
- f) Egypt I (\$ 75M gathering, transporting gas being flared from Gulf of Suez to Cairo. Project Cost \$ 167 million).

In addition, the Bank is currently active in various stages of nearly 30 projects of which about 14 are in predevelopment (including three which involve drilling) and 16 in development.

The first group includes Madagascar, Bolivia*, Congo, Morocco*, Liberia, Colombia*, Tanzania, Mali, Mauritania, Somalia, Honduras and several other Caribbean countries.

The second group includes Chad, Egypt, Syria, Peru, Thailand,

*Exploratory drilling is involved.

Bangladesh, Tunisia, Turkey, India, Ivory Coast, Nigeria, Ecuador, Argentina and Pakistan.

All in all, we are more or less in line with a projected objective of reaching a level of some \$ 1,230 billion of lending per year by FY83 in some 40 different type of projects (surveys 10, exploratory drilling 19, production 11).

The FY80-81 targets of about \$ 600 million per year look at this time within reach in view of the status of these projects.

Lending Program in Latin America.

Our program in LAC started rather late as in the beginning most of our emphasis was in the poorer countries of Asia and Africa. It covers two main types of situations or countries.

There is a first group of countries, including the majority of the medium and larger ones, where there are well established national oil companies. Many of these have at times had the exclusive rights to explore and develop hydrocarbons and have acquired significant technical and organizational capabilities. More recently, under much increased pressures for accelerated exploration, most of them have seen the need and have been successful in attracting participation of foreign companies in these efforts.

The role of the Bank in this first group could be:

- a) To provide financial assistance to NOCs for surveys, exploratory drilling, appraisal of discoveries, enhanced recovery, rehabilitation of oil fields, etc.
- b) To help attract foreign oil companies under terms which are fair to the country. This is not always easy as many countries are handicapped by a poor record regarding their treatment of foreign private investment, particularly in oil activities.
- c) To help in developing a domestic private oil industry capability for exploration and development. Only when countries in Latin America have the large amount of skilled and entrepreneurial individuals which are so common in the US will their full potential for oil/gas production be adequately pursued. Indications that this aim is not unrealistic are already clear in Argentina.

The Bank is currently working in preparing projects in the following countries belonging to the first group⁴.

Argentina. The likely project will include: 1) full auditing of oil and gas reserves to assist YPF in preparing tenders for private sector participation in their further exploration, development, enhanced recovery, etc.; 2) a study to optimize production, transportation and utilization of the vast gas resources of the country; III YPF seismic surveys in the northwest to prepare the area for further exploration by private groups. All the above components have been chosen in agreement with the Government and in support of its policy of maximizing the use of private risk capital and expertise in this sector.

Bolivia. The project may include: 1) seismic work and appraisal drilling to prove sufficient gas reserves to justify investments in a gas pipeline to Sao Paulo, Brazil (approximate cost of this pipeline is \$ 1.6 billion). Should these reserves be proven, revenues from gas exports would account for 20% to 30% of all Bolivian foreign exchange, earnings and significantly improve its balance of payments situation; 2) water injection for increased recovery in the Monteagudo oil field which is the only one currently providing the type of crude needed in Bolivia's refineries.

Colombia. We expect to finance: 1) about \$ 30 million in seismic surveys in relatively unexplored areas of the Llanos and the Pacific, to assist ECOPETROL in preparing bids for further exploration by private companies (these work under "association" agreements with ECOPETROL which require them to carry the exploratory risks, but in case of discovery, ECOPETROL takes a 50% participation in development and reimburses half of the exploration cost); 2) water injection to increase recovery in ECOPETROL's Casabe oil field. For the future we are considering assisting Colombia in the development of a heavy oil field which has now become economically viable. The project involving investments of several hundred million would be in association with a major US oil company.

Ecuador. Though Ecuador is a member of OPEC, its current production is only about 200,000 b/d of which only half is exported.

⁴The description of the projects is tentative as their scope continues to be under discussion.

Unless current trends are reversed it will cease to be an oil exporter by the mid 1980s. Ecuador needs to change its domestic pricing policies which encourage excessive consumption and its policies vis-a-vis the international oil companies to attract a larger exploratory effort. The Bank is discussing several projects with CEPE but nothing has been firmed up as yet.

Peru. A loan for about \$ 30 million is being discussed with PETROPERU for rehabilitation of oil fields in the Talara region and in the jungle. The Bank also hopes to be of assistance in the Government effort to attract more foreign investment as the potential of the country which is deemed high remains largely unexplored.

Other countries belonging to this group such as Brazil and Chile are not yet in our program but might be included later if the Governments show interest. Brazil, if the gas project with Bolivia is implemented. Chile, possibly in connection with exploration in gaseous prone areas in the central part of the country.

In Latin America there is another large number of countries, mostly in the Caribbean where no NOCs are yet in place to take major responsibility for exploration and development. The Bank is trying to help these countries with loans for pre-development type of assistance. Preparations are under way in Honduras and Panama in Central America. Also, a regional program has been proposed to the Caribbean countries.

To Sum Up.

Experience of the Bank since this program was started less than three years ago is that there is great and real need in the LDCs for the type of assistance which was envisaged.

In production development, the major areas requiring support have been found to be:

- Utilization of natural gas, currently being flared or left unused.
- Rehabilitation of old fields and enhanced recovery.
- Heavy oil development.
- Previously discovered marginal oil fields.

In oil exploration:

- Assistance to NOCS in expanding their seismic and exploratory work.
- Assistance to Government in preparation of tenders to attract foreign oil companies.
- To a lesser extent, assisting host Governments and countries in negotiating *ad hoc* agreements.

As we look ahead the main question which remains unanswered is what will be the response of the international oil industry to the acreage bids which will follow our technical assistance to LDCs?

When we examined the petroleum prospects of some 70 oil LDCs, we found that only 20 had what we called "high" estimated amounts of ultimate recoverable reserves (over 750 million barrels), while the majority had only "fair" or "low". I believe private industry may very well show interest in the first group but there are serious doubts regarding the feasibility of attracting it to the other less promising countries. Nevertheless, it is very important for the development prospects of these countries that their resources also be explored. It is for these that perhaps some form of petroleum exploration fund using public resources may in time be found essential.

EL DESARROLLO DE LA ENERGIA ELECTRICA EN SUDAMERICA: EL ROL DE LA COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL (CIER).

Samuel del Canto

Secretario General de la *CIER*

Bajo el impulso que varios países han querido darle, después de la Segunda Guerra Mundial, han aparecido una serie de organismos internacionales de cooperación y consulta. Podemos destacar entre ellos a la ALALC (Asociación Latinoamericana de Libre Comercio), ARPEL (Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana), el BID (Banco Interamericano de Desarrollo), ALAMAR (Asociación Latinoamericana de Armadores), etc., y debemos contar, entre varias otras, a la CIER (Comisión de Integración Eléctrica Regional). Prácticamente, no existe rama económica, industrial o comercial que no haya escapado a este deseo de estudiar las incidencias posibles de la integración proyectada sobre su actividad, las medidas y adaptaciones a tomar y los medios de actuar concertada y coherentemente.

Por iniciativa de las autoridades del sector eléctrico de la República Oriental del Uruguay, en el año 1964 nace la CIER, reflejando la necesidad de colaboración que había entre las empresas eléctricas del continente sudamericano. Esa necesidad se explica por la rapidez del progreso técnico, la necesidad de información y el intercambio de experiencias. Por otra parte, cualquiera sea la forma jurídica, privada, pública, mixta, binacional, etc., toda empresa eléctrica no deja de estar sujeta a reglamentaciones del Poder Público, que no cesan de aplicarse sobre su actividad y que las ha llevado, primero separadamente y después aunadas dentro de la CIER, a reaccionar frente a esas reglamentaciones con el fin de plantear sus puntos de vista, muchas veces no escuchados por esos poderes. No se trata de una crítica estéril sino del deseo de evitar errores que, estamos seguros, no se habrían cometido hace varios años atrás si hubiera existido la CIER.

La CIER, nacida hace 15 años, está integrada por casi la totalidad de las empresas y organismos dedicados al quehacer eléctrico de Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela. Sin embargo, siendo una asociación de empresas de países aún no totalmente desarrollados y, por lo tanto, de menor envergadura de asociaciones tales como UNIPEDE, CIGRE, UCPTÉ, etc.,

del continente europeo, ha debido procurar madurar rápidamente y, al hacerlo, ha tratado de encontrar la mejor forma de realizarse y lograr sus objetivos.

Para ello, se ha dado la siguiente estructura:

En cada país miembro, de acuerdo a sus disposiciones estatutarias, existe un Comité Nacional, que tiene el reconocimiento de su respectivo Gobierno, y en el cual están representadas las empresas eléctricas y organismos oficiales del sector eléctrico del país.

Una disposición interesante es que cada Comité Nacional adopta la estructura que le parece más adecuada a la realidad del sector eléctrico de su propio país. Con ello, se facilita la conexión CIER-empresas eléctricas, ya que ella se hace a través del respectivo Comité Nacional en uno y otro sentido, lo que no excluye los contactos directos entre las empresas.

En este momento, la CIER está consolidada y cuenta con su sede propia en Montevideo, para la Secretaría General.

OBJETIVOS

Los estatutos de la CIER establecen que este organismo internacional, sin fines de lucro, tiene por objetivo promover y favorecer la integración eléctrica en la región en sus diversos aspectos tales como:

- a) La mayor eficiencia de las empresas eléctricas y organismos oficiales de los países miembros;
- b) El intercambio sistemático de su personal de todos los niveles y de información, ayudando, para ello, con un Fondo de Misiones de Estudio, que se ha creado expresamente para ese fin;
- c) La asistencia y la cooperación técnica entre las empresas eléctricas;
- d) El estudio de los proyectos con un concepto regional, teniendo en cuenta especialmente el posible establecimiento de interconexiones eléctricas internacionales;
- e) La orientación y coordinación de estudios y ensayos de interés común a las empresas eléctricas;
- f) La preparación de especificaciones generales y técnicas armónicas, y
- g) La utilización de técnicos de la región, si ello fuere posible, para la confección de estudios y proyectos y toda otra gestión tendiente a lograr la integración eléctrica en la región, con miras a la inte-

gración energética de la misma, para el mayor beneficio de las empresas eléctricas y de los países miembros.

La CIER procura evitar la duplicación de esfuerzos, absteniéndose de estudiar los problemas que están inscritos en los programas de trabajo de otros organismos internacionales latinoamericanos.

La CIER se ocupa, ya que está conformada por empresas y organismos del sector eléctrico, de la producción, transporte y distribución de energía eléctrica, las que ya de por sí presentan la característica de ser complejos y de estar en constante evolución pero, a su vez, debe ser muy cautelosa y prudente en lo que al logro de sus objetivos se refiere y evitar dispersarse ante la vasta obra que los Comités Nacionales le han confiado.

Así, la selección de sus programas de trabajo se hace en base al interés prioritario manifestado por los delegados de los Comités Nacionales, que conforman su Comité Central, autoridad máxima de la CIER.

Sin embargo, se ha visto en la necesidad de incursionar en el campo de los recursos energéticos, que es preocupación de este Simposio, en el campo de las grandes redes y en el de la coordinación de la producción y transporte de la energía eléctrica.

Los países del grupo CIER están duplicando, prácticamente, su potencia instalada cada 8 años y, por lo tanto, se preocupa de este vital servicio público, de fundamental importancia para la vida de los pueblos y cuyo accionar trae implícita una serie de circunstancias y de problemas técnicos, económicos, financieros y sociales, frente a los cuales deberá fijar prioridades y tratarlas en orden de su importancia. Nos interesa todo lo que se refiera a la industria eléctrica, como hemos tratado de decirlo y, por lo tanto, debemos mirar a la formación profesional de los cuadros de las empresas, a crear contratistas para sus obras, a crear la infraestructura necesaria para lograr la implementación de equipos en nuestro continente, al traspaso de tecnología entre las empresas; es decir, vivimos la existencia de nuestras empresas.

Antes de pasar a explicar su organización, queremos dar a conocer a través de los cuadros vigentes que adjuntamos, la realidad del sector eléctrico, referidos estos cuadros al año 1978, es decir, casi la realidad de hoy día.

ORGANIZACION

La autoridad máxima de la CIER, como lo dijimos anteriormente, es su Comité Central, integrado a lo máximo por tres Delegados por cada

Comité Nacional de cada país miembro, uno de los cuales es nombrado como Delegado Oficial.

Es ese Comité el que asegura la marcha de la CIER, fija su presupuesto y determina, a través de reuniones anuales, la política general de la CIER. Determina los grandes lineamientos según los cuales deben ser orientados los trabajos técnicos para el año o bienio siguiente y distribuye las tareas entre sus órganos internos, a través de la Secretaría General.

El Presidente de la CIER es elegido por el Comité Central, quien también elige dos Vicepresidentes. Todos ellos son elegidos entre los Delegados Oficiales por un período de dos años siendo los Vicepresidentes elegidos, eso sí, en forma alternada.

El Comité Central elige al Secretario General, por períodos normalmente de cuatro años.

El Presidente, los dos Vicepresidentes y el Secretario General constituyen la Mesa Directiva, que tiene por funciones supervisar la política que le ha fijado el Comité Central.

La Secretaría General tiene la responsabilidad de la coordinación del conjunto de trabajos efectuados por los diferentes órganos a la Comisión, la ejecución de trabajos específicos, la difusión de los documentos elaborados y el cumplimiento de trabajos de carácter permanente.

Como ya explicamos, la CIER sigue los lineamientos generales de una empresa eléctrica y, como la misión de ésta es disponer de energía eléctrica y venderla, el conjunto de las tareas que acarrea la materialización de esos objetivos se hace a través de Subcomités especializados, que reflejan ese quehacer y que crea el Comité Central, supervisados por la Secretaría General.

Si revisamos lo que hace una empresa, veremos que debe planificar, hacer ingeniería de sus sistemas, construir sus obras, distribuir la energía, operar y mantener sus plantas y redes y llevar adelante una exitosa gestión empresarial. Para reflejar esas actividades, la CIER trabaja a través de seis Subcomités, a saber:

1º Ingeniería de Sistemas Eléctricos:

Generación. Planificación. Proyecto.

Transmisión. Planificación. Proyecto.

2º Operación y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos:

Generación. Transmisión. Comunicaciones.

3º Distribución de Energía Eléctrica:

Planificación. Proyecto. Construcción.
Operación y Mantenimiento. Alumbrado Público.

4º Construcción de Sistemas Eléctricos:

Generación. Transmisión.
Especificaciones. Licitaciones. Contratos.
Ejecución y contralor de obras. Recepción.

5º Gestión Empresarial:

Estructura y organización de la empresa. Estatutos. Relaciones
Públicas.
Atención de usuarios. Imagen de la empresa.
Relaciones Industriales. Personal y Servicios Sociales.
Presupuesto. Financiamiento: recursos internos y externos.
Tarifas. Comercialización.
Control de Gestión.

6º Planificación de Sistemas Eléctricos.

Preocupa también a la CIER, los asuntos jurídicos de la electricidad, el estudio de los recursos energéticos y la capacidad industrial de cada país. Esas tres preocupaciones también dan origen a tres Subcomités especializados: los de Recursos Energéticos, Industrial y de Asuntos Jurídicos de la Electricidad, pero que están en receso en la actualidad reuniéndose, eso sí, el último, pero no con una periodicidad determinada.

Cada Subcomité especializado se reúne cada dos años, y en esas reuniones los Comités Nacionales están representados por delegados y son presididas por un Coordinador Técnico Nacional, que en su país está encargado de impulsar y coordinar el plan de trabajo fijado para cada bienio.

Para que, a su vez, no haya dispersiones en la realización de los objetivos fijados, existe un Coordinador Técnico Internacional, perteneciente a una empresa del continente, que dura dos años en su mandato; es designado por la Presidencia a propuesta de los Comités Nacionales y depende de la Secretaría General.

Un aspecto muy interesante dentro de la CIER lo constituye lo que llamamos Reuniones de Altos Ejecutivos y que se realizan conjuntamente, todos los años, con las Reuniones del Comité Central.

Dichas Reuniones están limitadas a Presidentes, Directores y Gerente Generales de las empresas y en ella se consideran temas relativos al financiamiento interno y externo, relaciones con los Poderes Pú-

blicos, relaciones con proveedores, etc., dentro de un intercambio muy franco, del cual no se dejan informes escritos y que permite realizar uno de los mayores logros de la CIER, el amplio conocimiento personal entre los ejecutivos de las empresas.

REALIZACIONES

La CIER es un organismo internacional sin fines de lucro, que podría incluirse en las actividades del sector cuaternario. Por lo tanto, su actividad no se traduce en curvas o diagramas que son las expresiones propias de las empresas industriales o comerciales.

Sus resoluciones tienen el alcance de meras recomendaciones para los Comités Nacionales de los países miembros y empresas en ellas representadas. Sin embargo, hasta el presente, todo el sector eléctrico del continente sudamericano ha aceptado las recomendaciones de la CIER, ha colaborado intensamente en sus programas de trabajo y procurado afianzarla y consolidarla.

Este gran apoyo nos hace pensar que ha nacido un "espíritu CIER" en el sector eléctrico sudamericano, espíritu que ha emanado del real interés que las empresas eléctricas tienen en la obra que promueve, desarrolla y difunde la Comisión de Integración Eléctrica Regional.

Cuadro 1

GENERACION TOTAL BRUTA POR PAIS EN GWh - AÑO 1978

<i>País</i>	<i>Empresas Eléctricas de Servicio Público</i>	<i>Empresas Autogeneradoras</i>	<i>Total</i>
ARGENTINA	28.882	4.600	33.482
BOLIVIA	1.051	303	1.354
BRASIL	111.110	7.960	119.070
COLOMBIA	16.188	1.121	17.309
CHILE	7.343	2.989	10.332
ECUADOR	2.353	250	2.603
PARAGUAY	503	124	627
PERU	5.943	2.797	8.740
URUGUAY	2.959	80	3.039
VENEZUELA	22.785	2.600	25.385
TOTAL	199.117	22.824	221.941

GENERACION TOTAL NETA POR EMPRESAS EN GWh - AÑO 1978

<i>Pais</i>	<i>Empresa Eléctrica de Servicio Público</i>	<i>Generación Total Neta</i>	<i>Total Parcial por País</i>
ARGENTINA	AYEE	9.608	
	ASE (EX-CIAE)	1.408	
	DEBA	1.059	
	EMSA	91	
	EPEC	1.320	
	SEGBA	7.428	20.914
BOLIVIA	CESSA	3	
	COBEE	485	
	GRE	—	
	ELFEC	9	
	ENDE	510	1.007
BRASIL	CBEE	258	
	CEB	123	
	CEEE	2.612	
	CELESC	335	
	CELG	2.709	
	CELPE	—	
	CEMAT	334	
	CEMIG	11.205	
	CESP	30.741	
	COELBA	55	
	COPEL	1.459	
	CPFL	555	
	CHESF	13.141	
	ELETRONORTE	121	
ELETROSUL	5.565		
FURNAS	24.469		
LIGHT	7.178	100.860	
TRASPASO			122.781

DESARROLLO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA Y LA ECONOMÍA MUNDIAL

<i>Pais</i>	<i>Empresa Eléctrica de Servicio Público</i>	<i>Generación Total Neta</i>	<i>Total Parcial por País</i>
TRASPASO			122.781
COLOMBIA	CVC	1.549	
	CHIDRAL	550	
	CHEC	652	
	ELECTROLIMA	161	
	EE.PP.	3.179	
	ICEL	2.215	
	ISA	3.084	11.390
CHILE	CGEI	—	
	CHILECTRA	1.628	
	ENDESA	5.601	7.229
ECUADOR	EEAMSA	30	
	EECCA	90	
	EMELEC	857	
	EEQSA	400	
	SERM	107	1.484
PARAGUAY	ANDE	483	483
PERU	COSERELEC	62	
	ELECTROLIMA	1.624	
	ELECTROPERU	2.734	
	SEAL	173	4.593
URUGUAY	UTE	2.930	2.930
VENEZUELA	CADAFE	4.553	
	CAPEC	56	
	CALEV	—	
	CALEY	8	
	ELEGGUA	6	
	ELECAR	3.113	
	ENELBAR	379	8.115
Total			159.005

COOPERACION EN EL SECTOR PETROLERO LATINOAMERICANO: EL CASO DE LA ASISTENCIA RECIPROCA PETROLERA ESTATAL LATINOAMERICANA (ARPEL)

Fernando Mendoza

Secretario General de ARPEL

I. INTRODUCCION

Nuestra institución, la Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL), que agrupa a todas las Empresas Petroleras Estatales de América Latina, tiene como objetivo fundamental la integración petrolera de la región y, en este sentido, ha adelantado, desde su creación, actividades de asistencia entre sus Empresas Miembros a través de sus órganos de acción técnica como son las Reuniones de Expertos, los trabajos de nuestras Comisiones Especializadas, la formación de recursos humanos y el intercambio de experiencias y técnicos, cuyos resultados están disponibles, por extensión, a todos los países de América Latina.

Es bien sabido de todo que nuestros problemas y oportunidades energéticos giran alrededor de un pivote fundamental que se llama petróleo. Y ello es normal que así suceda porque los hidrocarburos constituyen la fuente de energía por excelencia, debido a su flexibilidad de empleo y facilidad de transporte, a que todavía resultan ecológicamente aceptables y a que, y es lo más importante, *todavía resultan más baratos que cualesquiera otra de las demás fuentes energéticas conocidas.*

Consecuencia de tales cualidades ha sido el que la demanda de petróleo exceda la demanda de todas las demás fuentes de energía a una tasa histórica de crecimiento que aumenta rápidamente hasta 1973, frente al hecho cierto de que, no obstante los dramáticos esfuerzos y gastos efectuados, la creciente producción del mundo no comunista probablemente sea mayor que las adiciones de nuevas reservas.

Afortunadamente, nuestra región ofrece grandes áreas inexploradas, disponiéndose además de apreciables reservas conocidas, susceptibles de ser recuperadas a través de técnicas familiares a las Empresas Miembros de ARPEL y, finalmente, disponemos de fuentes alternativas de energía, siendo la hidroelectricidad y los esquitos bituminosos, respectivamente, las más susceptibles de ser desarrolladas en el futuro mediano.

DESARROLLO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA Y LA ECONOMÍA MUNDIAL

En la presentación que sigue analizaremos algunos factores que revisten importancia al considerar los problemas y oportunidades energéticos de la zona, tales como el panorama energético mundial y latinoamericano, su situación actual y perspectivas; una discusión sobre las fuentes alternativas de energía y la "infaltable" ojeada al futuro, el cual para el escenario energético y citando una frase de Margaret Mead, "es hoy".

II. ANTECEDENTES SOBRE LA SITUACION ENERGETICA
MUNDIAL Y REGIONAL

El cuadro que vamos a trazar no presenta muchas posibilidades de elección pero, afortunadamente, conocemos las posibilidades petroleras de la zona y de sus fuentes alternativas de energía y contamos, además, con una industria petrolera estatal latinoamericana que permanece alerta y en pie para acometer la tarea que le corresponde en el escenario energético de Latinoamérica y del mundo.

El Cuadro Nº 1 muestra el desenvolvimiento del consumo energético del mundo en los últimos diez años, en millones de barriles diarios de petróleo equivalente. Según dicho cuadro, el consumo se sitúa para 1978 en algo más de 90 MMB/día.

Cuadro Nº 1
CONSUMO: ENERGIA MUNDIAL
(millones de barriles diarios de petróleo equivalente)

Años	Carbón	Gas Natural	Hidroelec.	Nuclear	Petróleo	Total
1968	16.483	12.794	4.814	253	32.989	67.333
1969	16.765	14.074	5.117	303	35.987	72.246
1970	16.720	14.722	5.304	378	38.931	76.055
1971	15.943	15.666	5.529	536	40.966	78.640
1972	15.505	16.389	5.649	719	43.703	81.965
1973	15.811	16.640	5.746	912	46.958	86.087
1974	15.773	16.817	6.009	1.137	45.364	85.100
1975	15.363	16.078	6.229	1.601	44.098	83.369
1976	16.122	16.630	6.244	1.920	47.119	88.035
1977	16.498	16.624	6.438	2.378	48.312	90.250
1978	16.594	17.140	6.918	2.757	49.764	93.173
Crecimiento anual						
1968/1978	0,1%	3%	3,7%	26,9%	4,2%	3,3%
1975/1978	2,6%	2,2%	3,6%	19,9%	4,1%	3,8%

Fuente: B. P. Statistical Review, 1978.

Del cuadro se desprende que, dentro de las fuentes de energía primaria, el consumo petrolero ha registrado el mayor crecimiento en términos absolutos y que la demanda de las llamadas fuentes alternativas de energía, fósiles y no fósiles, ha experimentado un leve crecimiento en el segundo quinquenio del período que se analiza, pero a expensas de la ligera reducción experimentada por la demanda de hidrocarburos. Con todo, en la década que se analiza, se ha operado un aumento del orden del 3,8% en el consumo energético mundial, a pesar de la reducción en el ritmo de crecimiento experimentada por el consumo de los hidrocarburos y de la hidroelectricidad, crecimiento éste que parece afianzarse en el aumento, en términos absolutos, experimentado en el consumo del carbón.

Porcentualmente, el gráfico N° 2 presenta la composición del consumo energético, reflejándose en él cómo el petróleo contribuye con más de la mitad del mismo. Asimismo, el gráfico señala que el aumento en el consumo del carbón, en términos de petróleo equivalente, ha sido menor que la participación porcentual del mismo en el esquema energético mundial.

Cuadro N° 2
CONSUMO ENERGIA PRIMARIA - AMERICA LATINA
 (Millones de barriles diarios de petróleo equivalente)

Años	Carbón	Gas Natural	Hidroelec.	Nuclear	Petróleo	Total
1968	177	648	339		2.388	3.552
1969	191	685	368		2.546	3.790
1970	205	610	424		2.755	3.994
1971	211	655	446		2.964	4.276
1972	227	731	480		3.042	4.480
1973	235	733	564		3.287	4.819
1974	263	579	643	4	3.440	5.105
1975	285	787	675	14	3.494	5.241
1976	305	813	721	14	3.745	5.584
1977	283	795	884	14	3.858	5.820
1978	305	849	936	14	4.057	6.161
Crecimiento anual						
1968/1978	5,6%	2,7%	10,7%		5,4%	5,7%
1975/1978	2,3%	2,6%	11,5%		5,1%	5,5%

Fuente: B. P. Statistical Review, 1978.

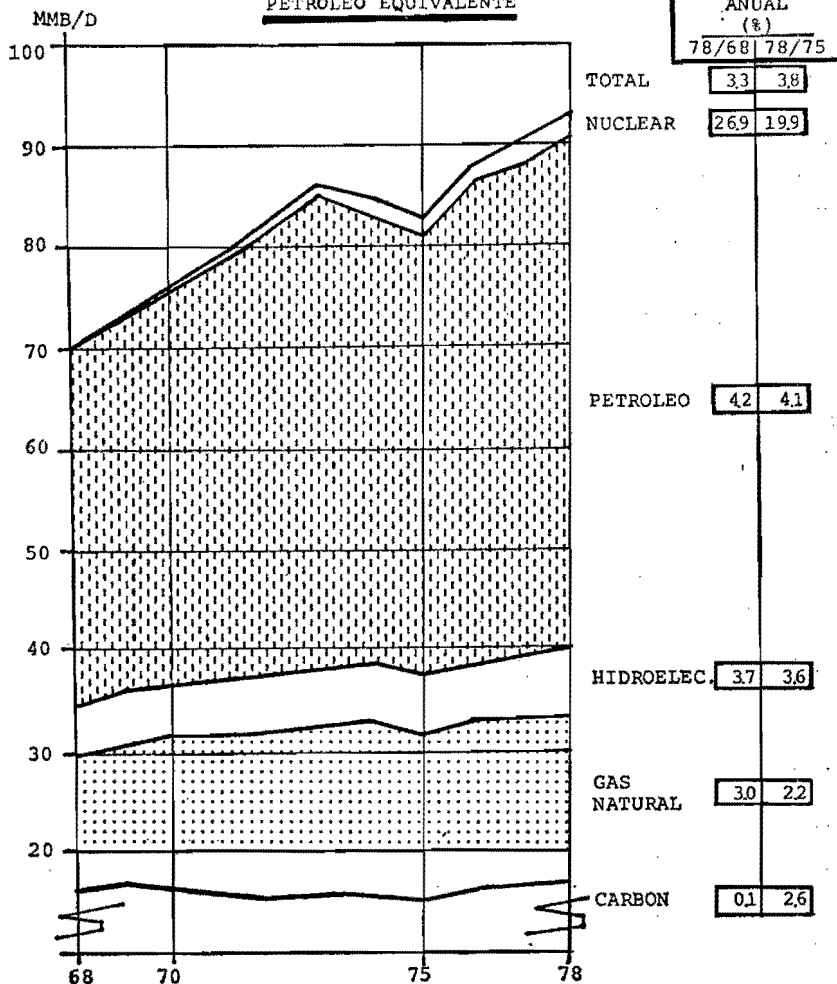
DESARROLLO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA Y LA ECONOMÍA MUNDIAL

GRAFICO N°1

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA (excluye CHINA,

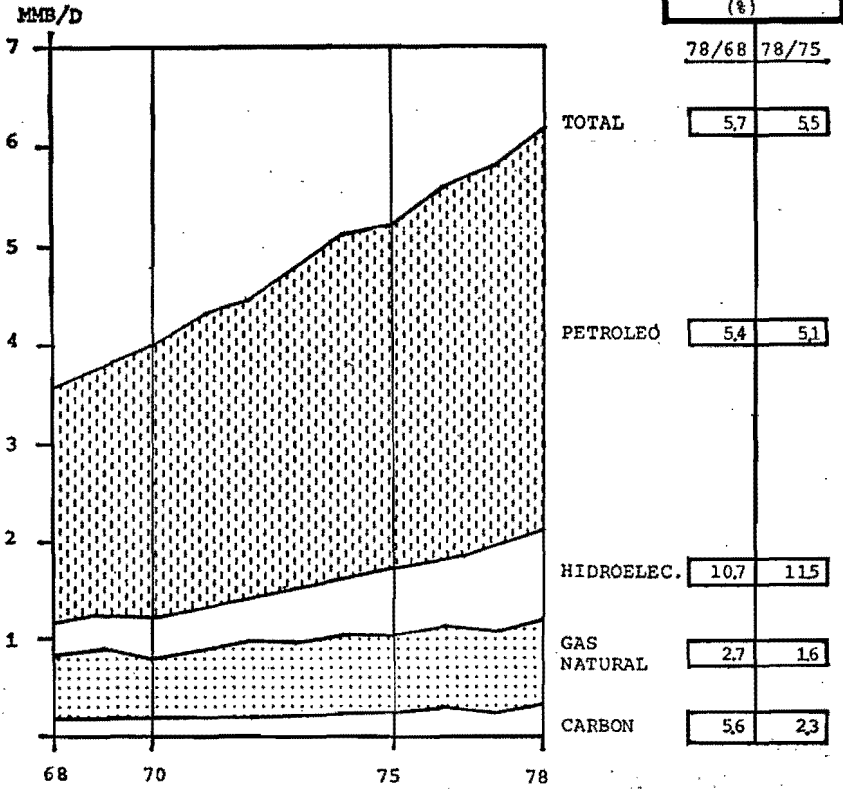
URSS y Satélites) 1968 - 1978

MILLONES DE BARRILES/DIA DE
PETROLEO EQUIVALENTE



Fuente: B.P. Statistical Review 1978

GRAFICO N°2
CONSUMO DE ENERGIA EN AMERICA LATINA
 1968 - 1978
 MILLONES BARRILES/DIA DE
PETROLEO EQUIVALENTE.



Fuente: B. P. Statistical Review, 1978.

Por su parte, la situación latinoamericana en términos de petróleo equivalente, aparece en el Cuadro 2, apreciándose en el mismo que el petróleo también participa con los $\frac{2}{3}$ de los requerimientos energéticos de América Latina —algo más de 6 MMB/día en petróleo equivalente— y que la demanda de energía latinoamericana ha crecido a un ritmo del 5,7% en la década, con una reducción en el ritmo de crecimiento en el último trienio del período considerado.

En cuanto a la distribución porcentual (Gráfico N° 2), podemos notar que el crecimiento real de la demanda energética depende del aumento porcentual experimentado por el consumo de hidroelectricidad en el mismo período.

Cabe destacar que el mayor crecimiento porcentual de la demanda energética latinoamericana comparado con el correspondiente a la tasa de crecimiento de la demanda energética mundial, indicaría que, si son ciertas las correlaciones entre la energía consumida y el crecimiento del producto, podría esperarse un mayor incremento en la tasa de desarrollo de la región frente a la correspondiente al mundo en general.

En el Cuadro N° 3 aparece la producción y la demanda latinoamericana y de ARPEL (la diferencia en la producción correspondería a Trinidad-Tobago) y del mismo podemos inferir que, excluyendo a México, Venezuela y Ecuador, (MEV), cuyas exportaciones parecen estar orientadas con preferencia hacia otras regiones, el déficit petrolero de los países cuyas empresas configuran ARPEL, se ha acrecentado en el correr de la última década, por lo que se impondría bien sea la implementación de una agresiva política exploratoria de hidrocarburos, o la alternativa de utilizar otras fuentes de energía que, como la hidroelectricidad, parece ofrecer excelentes perspectivas a mediano plazo.

Una ojeada a la situación de las reservas petrolíferas mundiales —excluyendo a los países comunistas— vis-à-vis la producción y el consumo, indica que ARPEL contaría con reservas para 16 años (ver Cuadro N° 4), lo que representa la mitad de la cifra correspondiente al mundo en un nivel de agregación total, situación que cambia radicalmente si incluimos a los países más productores de la zona donde las reservas anunciadas por PEMEX, PDVSA y CEPE representan un relevante papel en el índice para Latinoamérica.

El análisis más detallado de la producción y reservas nos indica que las reservas de ARPEL, si incluimos MEV., representan el 12% del total mundial (Gráfico N° 3), pues los grandes descubrimientos mexi-

AMERICA LATINA Y ARPEL: PRODUCCION Y CONSUMO HIDROCARBUROS

1968 - 1978

En miles de barriles diarios

Año	AMERICA LATINA		VENEZUELA - ECUADOR		AMERICA LATINA - excluye Venezuela Ecuador-México		ARPEL		ARPEL excluye Venezuela Ecuador-México	
	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Producción	Consumo
1968	5.028	2.436	4.009	630	1.019	1.806	4.842	1.780	833	1.150
1969	5.110	2.577	4.060	668	1.050	1.909	4.951	1.859	891	1.191
1970	5.250	2.673	4.198	729	1.052	1.944	5.108	1.989	910	1.260
1971	5.121	2.861	4.039	756	1.082	2.105	4.983	2.163	944	1.407
1972	4.882	3.075	3.803	825	1.079	2.250	4.755	2.310	952	1.485
1973	5.195	3.351	4.100	893	1.095	2.458	5.023	2.562	923	1.669
1974	4.903	3.489	3.802	956	1.101	2.533	4.712	2.675	910	1.719
1975	4.417	3.535	3.312	1.019	1.105	2.516	4.175	2.745	863	1.726
1976	4.500	3.756	3.412	1.088	1.088	2.668	4.237	2.920	825	1.832
1977	4.578	3.900	3.471	1.162	1.107	2.738	4.281	3.046	810	1.884
1978	4.879	4.100	3.716	1.244	1.163	2.946	4.641	3.250	925	2.006
Variación										
1978/1968	-0,3%	+5,4%	-0,8%	+7,0%	+1,3%	+5,0%	-0,4%	+6,2%	+1,1%	+5,7%
1978/1975	+3,4%	+5,1%	+3,9%	+6,9%	+1,7%	+5,4%	+3,6%	+5,8%	+2,3%	+5,1%

Fuente: International Petroleum Annual, 1978.

RESERVAS - PRODUCCION - CONSUMO

(Millones de barriles/año)

1978

	MUNDIAL (<i>excluye China, URSS y Socialistas</i>)	ARPEL	ARPEL (<i>excluye Venezuela, Ecuador, México</i>)
Reservas	584.000	69.708	5.307
Producción	17.850	1.693	337
Consumo	18.160	1.186	732
Indice reservas producción	33 años	41 años	16 años

Fuente: B. P. Statistical Review 1978 y ARPEL.

canos anunciados por PEMEX representan por sí solos más de la mitad de las reservas de ARPEL y, por ende, de Latinoamérica. De no ser así, dichas reservas no alcanzarían el 1% del total.

En el gráfico se puede apreciar, además, tanto el petróleo descubierto como la producción acumulada hasta 1978, así como también las reservas remanentes en la zona que se analiza.

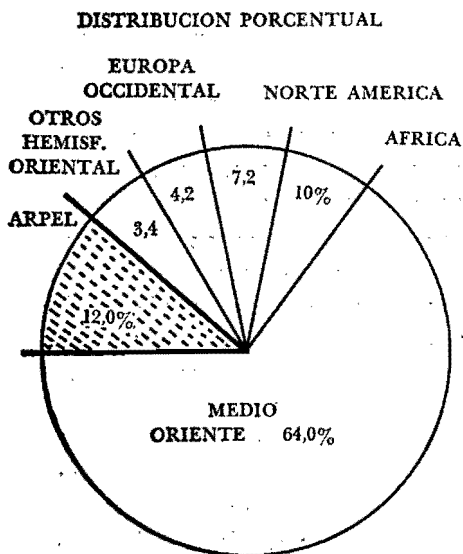
De las cifras y comentarios precedentes se desprende que el petróleo constituye alrededor de la mitad de la energía que se consume, tanto en el mundo como en América Latina, y que en un nivel de agregación total, el balance de los últimos años entre la producción anual de petróleo frente a las nuevas reservas, en términos de nuevos descubrimientos, ha sido, en general, negativo. Esta situación resulta particularmente cierta en América Latina si exceptuamos las grandes incorporaciones ocurridas en México a partir de 1977, y el modesto repunte de las reservas venezolanas anunciado por PDVSA en 1978.

Por ello, los países latinoamericanos netamente consumidores deben enfrentar alternativas para atender sus déficits en el suministro de energía:

- 1) Explorar en busca de hidrocarburos.
- 2) Aumentar la producción de las reservas probadas en forma económica, mediante técnicas de recuperación secundaria y terciaria.
- 3) Utilizar fuentes alternativas de energía, las cuales incluyen los hidrocarburos no convencionales.

Gráfico Nº 3

MUNDO NO COMUNISTA
RESERVAS PROBADAS Y PRODUCCION ACUMULADA
Miles y Millones/Barriles al 31-12-1978



Areas	Reservas 1978	Producción Acumulada
NORTE AMERICA		
USA	33,7	127,3
CANADA	8,3	10,0
Total	42,0	137,3
AMERICA LATINA		
ARPEL	69,7	
T. TOBAGO	0,6	
Total	70,3	54,5
EUROPA OCCIDEN.	24,2	5,0
AFRICA	57,9	28,6
MEDIO ORIENTE	369,6	111,3
OTROS HEMISF. ORIENTAL	20,0	13,6
Gran. Total	584,0	350,3

III. ALTERNATIVAS DE DESARROLLO ENERGETICO

1. La primera de las alternativas mencionadas parece tener especial vigencia para Latinoamérica, en términos de perforación exploratoria, habida cuenta de que, si comparamos la superficie explorada por pozo exploratorio perforado en Latinoamérica con otras áreas del mundo, obtendremos el panorama siguiente:

Cuadro Nº 5

AREA DE CUENCA POR POZO EXPLORATORIO
PERFORADO EN KM²

Medio Oriente	7.395
Norte Africa	1.935
Latinoamérica	880
Canadá	240
URSS	89
USA	13

Fuente: Petroleum Economist.

Si bien es cierto que tanto en el Medio Oriente como en África del Norte existen cuencas con un enorme potencial exploratorio, no es menos cierto que en América Latina estamos muy lejos de lograr el grado de reconocimiento exploratorio alcanzado en otras áreas como USA, Canadá y URSS.

Sin embargo, debemos destacar el hecho de que la "era del petróleo fácil" ha pasado para Latinoamérica. Ello quiere decir que la exploración petrolera debe llevarse a cabo en zonas cada vez más marginales: a mayor profundidad en las áreas terrestres y a mayores distancia y profundidad en zonas costa afuera. Ambas posibilidades requieren grandes inversiones de capital para financiarse.

Con excepción de Venezuela y México, la gran mayoría de las empresas de la zona, con buen sentido futurista, han suscrito o están por suscribir Contrato de Riesgo, modalidad ésta que puede considerarse adecuada como complemento para financiar la exploración necesaria al descubrimiento de los hidrocarburos que subyacen en los yacimientos terrestres o en sus extensas plataformas submarinas.

En este sentido, debemos asimismo saludar con entusiasmo las nuevas actividades del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo mediante las cuales se adelantan negociaciones con algunas de nuestras Empresas Miembros, a fin de facilitarles el financiamiento de tan costosas operaciones, debiendo destacarse que entre los fondos a ser utilizados por el BID se encuentran los 500 MM\$ que el Fondo de Inversiones de Venezuela mantienen en Fideicomiso en dicha institución.

Un rápido examen a la información disponible sobre las actividades exploratorias en la zona, nos permite los siguientes comentarios en torno a las operaciones de nuestros Miembros para explorar y/o aumentar las reservas y producción de hidrocarburos..

Petróleos Mexicanos (PEMEX), México

Además de las intensas labores de prospección petrolera que abarcan buena parte del territorio de México desde Chiapas, Tabasco y Bahía de Campeche en el Golfo de México hasta la Baja California, la empresa mexicana adelanta los trabajos necesarios para incorporar el Paleocanal de Chicontepec —luego de la reinterpretación de la información existente sobre el mismo— como nueva área productora del país, e iniciar la perforación de 16.000 pozos en los próximos 10 años los cuales, aunque de baja productividad 100-200 b/d, repre-

sentan un esfuerzo perforatorio similar al desarrollo en México desde 1938 hasta la fecha.

La actividad exploratoria en la Bahía de Campeche la desarrollan unas 15 plataformas de diversos tipos, las cuales se encontraban en operación a fines de 1978.

Asimismo, debemos mencionar como otra área importante sometida a exploración intensa, la zona de Nuevo León y Coahuila, donde los hallazgos gasíferos permiten esperar producciones del orden de los 160 millones de pies cúbicos por día.

Petróleos de Venezuela (PDVSA), Venezuela

Esta Empresa desarrolla labores exploratorias y de avanzada en tres áreas fundamentales:

- En zonas adyacentes en las áreas asignadas;
- En la faja petrolera del Orinoco, y
- En la plataforma continental.

Los lineamientos de este ambicioso programa exploratorio se encuentran en el llamado "Plan Maestro de Exploración", con inversiones que alcanzan más de los 1.000 millones de dólares para los próximos cuatro años y cuyas metas son, a corto plazo, incrementar las reservas y elevar el potencial de producción a 2,8 millones de barriles por día.

En este sentido, dicho Plan Maestro, comprende la perforación exploratoria profunda (más de 4.000 m) en la primera de las áreas nombradas, la puesta en marcha de proyectos convencionales de producción primaria para la segunda, mediante la perforación de 75 pozos en 1979, y la iniciación de los trabajos costa afuera donde tres de las filiales de PDVSA han descubierto nuevos yacimientos de petróleo y de gas.

Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), Colombia

El interés de la Empresa estatal colombiana en la búsqueda de petróleo se refleja no sólo en el número de pozos exploratorios perforados, sino en el apreciable incremento de las inversiones en el último trienio, a pesar del aumento experimentado en el costo promedio por pozo (us\$ 1 MM en 1976 a 4,5 en 1979).

La inversión total (privada + estatal) alcanza los us\$ 123 MM para

1979 (102 + 21) con más de quince pozos perforados, algunos de los cuales alcanzarán objetivos profundos. Según el informe anual de ECOPETROL, la evaluación preliminar permite abrigar esperanzas de que ocurra un hallazgo significativo en el futuro inmediato.

Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE). Ecuador

La búsqueda de nuevas reservas en Ecuador ha estado centrada en la región Oriental y Península Santa Elena a través de una campaña de reconocimiento sísmico y perforación de pozos exploratorios. Las actividades son llevadas a cabo a través de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), el consorcio que ésta mantiene con TEXACO y los contratos de Asociación con Cities e YPF.

El plan exploratorio ha significado una inversión de unos us\$ 15 millones.

Frente a la necesidad de contar con mayores reservas de hidrocarburos, se está reactivando la actividad exploratoria, la que prevé, en el futuro inmediato, una campaña tanto en la región Nororiental del país, en el litoral costa adentro y en la plataforma continental, además de investigar el potencial hidrocarburífero de niveles geológicos más profundos.

Petróleos del Perú (PETROPERU), Perú

Los exitosos resultados que actualmente se obtienen en el Perú alcanzaron una producción del orden de los 200 mil barriles diarios, son consecuencia de un extenso y costoso programa exploratorio que comenzó hacia 1970, y cuyo éxito sólo se hizo presente en algunas operaciones amazónicas de PETROPERU y Occidental respectivamente; pero al reconocerse la necesidad de intensificar y continuar los trabajos exploratorios, PETROPERU negoció nuevos bloques tanto en tierra como costa afuera en los cuales se estiman inversiones del orden de los 500 MM\$ por parte de Occidental en el Bloque 1-A, en la Selva Amazónica, donde se descubrieron 9 yacimientos mediante la perforación de 52 pozos, habiéndose planificado, además, la perforación de dos pozos exploratorios y 16 de desarrollo para 1979.

Los contratos por los bloques costa afuera son operados por Belco, quien produce, por cuenta de PETROPERU, alrededor de 30 mil b/d en el Bloque Z-2, adelantándose, además, la exploración del Bloque Z-1 donde ha ocurrido un descubrimiento de gas (6.6 MMcf/d), habiéndose decidido ya la perforación de 12 pozos en el zócalo continental.

Los planes futuros de esta Empresa suponen una nueva inversión del orden de los us\$ 150 millones en los próximos 3 años.

Asimismo, y en respuesta a los exitosos resultados obtenidos en Perú, varias compañías británicas, norteamericanas y argentinas, gestionan la exploración y explotación de posibles yacimientos tanto en la selva peruana como en el norte y noroeste del país.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), Bolivia

En Bolivia, ante la disminución de su producción petrolera, las actividades de YPFB parecen orientadas hacia la utilización del gas en gran escala a fin de reducir el empleo del petróleo como fuente de energía, en cuyo sentido debemos recordar que en Bolivia el petróleo constituye el 80% de la energía consumida frente a un 55% en el resto de América Latina. Sin embargo, tanto la Empresa estatal boliviana como las contratistas Occidental, Amoco y Tesoro, continúan sus labores de exploración y perforación exploratoria, de acuerdo a los contratos de riesgo firmados, la primera para operar en la región del Chaco-Beni, Amoco en la región Noroeste del país y la Tesoro en la zona de La Vertiente.

Por su parte YPFB perforará 12 pozos exploratorios, mientras que sus cuadrillas geológicas y sísmicas exploran las áreas más prospectivas del país. Se estiman inversiones del orden de los 40 MM\$ en esta actividad.

Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), Chile

En Chile, la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos está también orientada hacia la exploración de áreas y objetivos de más difícil y costosa operación.

En Magallanes, hasta ahora la única zona productora, la actividad exploratoria se ha centrado en aquella parte de la cuenca cubierta por aguas del Estrecho de Magallanes y hacia el reconocimiento del cretácico profundo (+ 3.500 m) y de la cuenca terciaria.

En el Estrecho, ENAP pronto tendrá en actividad tres equipos de perforación en una operación que ha llamado justamente la atención por su eficiencia y buenos resultados que le están permitiendo a la Empresa elevar su producción un 30% respecto a 1978, crecimiento que en América Latina sólo exhiben países como Perú y México.

En la plataforma continental, ENAP ha recurrido, al igual que muchos otros países latinoamericanos, al sistema de contratos de

operación, habiendo entregado ya dos áreas en la plataforma continental del Pacífico Sur, las que se encuentran actualmente sometidas a trabajos exploratorios por las compañías operadoras.

Por otra parte, ENAP, con recursos propios, está abocada a la exploración de la zona centro-sur del país con resultados que abren alentadoras perspectivas a toda el área.

El vasto plan exploratorio emprendido por ENAP representa una inversión que seguramente debería superar los US\$ 50 millones para 1980, al que debe agregarse el esfuerzo que realicen las compañías bajo contrato de operación.

En el campo del gas natural, ENAP también se encuentra implementando un amplio programa de utilización e industrialización de sus importantes reservas a través de Plantas de Licuefacción de Gas Natural y Metanol.

*Yacimientos petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (YPFSE),
Argentina.*

Punto fundamental de la Administración de esta Empresa Miembro ha sido la intensificación y replanteo de las labores exploratorias en la República Argentina, tanto en tierra como en su plataforma continental.

En este sentido, en 1978 se cubrieron cerca de 12 mil kms de líneas sísmicas terrestres y 7.000 kms de líneas marinas, completándose 75 pozos exploratorios, 73 en tierra y 2 en la plataforma continental. Asimismo, YPF inició trabajos en el Ecuador, mediante un Contrato de Asociación con CEPE para cuya firma se tomaron en consideración los postulados de ARPEL para la integración petrolera latinoamericana.

Para el desarrollo de sus labores exploratorias y de desarrollo de campos, YPF ha recurrido, en algunos casos, a la modalidad de Contratos de Riesgo, principalmente para las Operaciones Marinas. Así la SHELL ha obtenido un contrato para explorar las áreas marinas de Río Gallegos y Magallanes y, en el mes de agosto de 1979, se licitaron las áreas marinas de Tierra del Fuego I y II.

Asimismo, desde principios de 1979, se realizan estudios geológicos y geofísicos en la Cuenca Marina Austral, con la intención de perforar en abril de 1980. Estas labores son adelantadas por un grupo compuesto por las Empresas Total, Deminex y Bidas y Arfranco (argentinas).

*Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
(ANCAO), Uruguay*

La Empresa estatal uruguaya, con el asesoramiento de ypf Argentina, ha continuado labores de exploración petrolera en varias zonas del país, San Bautista, El Tala y Santa Lucía, sin mayores resultados. Asimismo, en el país se encuentran abocados a las labores de reinterpretación de los registros de las perforaciones costa afuera efectuadas por la Chevron en años pasados, esperándose nuevas operaciones a partir del resultado de aquéllas.

Petróleo Brasileiro S. A. (PETROBRAS), Brasil

El país latinoamericano donde más intensamente se adelantan labores de exploración petrolera es Brasil, estimándose que allí operan alrededor del 5% de los equipos de perforación existentes en el mundo. Resultado de ello ha sido que en los últimos 3-4 años se han hecho importantes descubrimientos en zonas que abarcan desde el Delta del Amazonas hasta la Cuenca de Campos. Los descubrimientos más importantes efectuados, hasta ahora, se han realizado en la Cuenca de Campos, incorporándose a las reservas algo más de 400 MMB, lo cual ha permitido duplicar la producción de esos campos marinos.

Factor importante de estos desarrollos han sido los Contratos de Riesgo, los cuales han sido concebidos como modelo propio.

Los primeros 17 Contratos firmados hasta el primer trimestre de 1979 implicaron una inversión conjunta mínima de 212 MM\$, garantizándose, además, la perforación de 39 pozos exploratorios y el levantamiento de 26 mil kms de líneas sísmicas. A fines de 1978 se realizó otra licitación en la cual se incluyeron áreas de las cuencas terrestres, calificándose 32 compañías de las cuales 22 fueron habilitadas para presentar ofertas.

Por su parte, PETROBRAS ha invertido, a partir de julio-79, unos 27 MM\$ en la perforación de 7 pozos cuya localización abarca desde la Cuenca del Amazonas hasta Cabo San Tomé costa afuera Río de Janeiro.

2. Recuperación Secundaria y Terciaria.

Las actividades inherentes a la segunda de las alternativas mencionadas se desarrollan, de un modo general, en todas las Empresas

petroleras estatales miembros de ARPTEL, que las requieren, en la forma tradicional de estimulación de yacimientos mediante inyección de gas, agua, vapor, etc., pero las técnicas de recuperación secundaria propiamente dichas —inyección continua de vapor, inyección de polímeros, etc.— se realizan en gran escala en aquellas Empresas que han sido pioneras en este tipo de actividades, las cuales pueden requerir condiciones físicas determinadas. Tal es el caso de Venezuela, donde Maraven, filial de Petróleos de Venezuela, opera el sistema de recuperación secundaria a vapor más importante del mundo: el M-6 en la Costa Bolívar del Lago de Maracaibo, en cuya operación tiene gran influencia, además, el fenómeno de subsidencia, el cual, por sí sólo, permite recuperaciones del orden del 20% del petróleo *in situ*.

3. *Uso de Fuentes Alternativas de Energía.*

Con excepción de la hidroelectricidad, las fuentes alternativas de energía pueden ser definidas —para propósitos prácticos— como “aquellas que no se producen actualmente en forma comercial” y, ciertamente, los conceptos y apreciaciones que siguen revisten caracteres de incertidumbre, pues están sujetos a diferentes variables dentro de las cuales el tiempo y el precio del petróleo parecen ser los más relevantes, ya que la única certeza que tenemos es que, indudablemente, ellas serán más costosas no sólo en términos monetarios, sino más bien por su impacto sobre las economías y ecología nacionales.

Por ejemplo, hablando del carbón, Data Records estima para los USA que si la demanda de carbón aumenta en forma apreciable, frente a un desfase en sus facilidades de transporte o a una estabilización en el empleo de energía nuclear, puede forzar un alza tal en el precio del carbón que, indirectamente, ocasionaría un aumento en las tarifas de electricidad. Asimismo, la producción de combustibles sintéticos a partir del carbón, significaría la alteración del equilibrio ecológico pues aquélla altera las condiciones de salubridad del medio físico y humano.

Aunque es de esperar que la mayoría de las fuentes alternativas de energía jueguen un relevante papel en los países industrializados del siglo XXI, existen, sin duda alguna, además de los desarrollos alcanzados en la utilización de la energía nuclear, grandes posibilidades de producir, antes de fines de siglo —casi a la vuelta de la esquina— combustibles sintéticos del carbón, petróleo de los esquistos bituminosos y, tal como ocurre actualmente en Brasil, alcohol para reemplazar

zar total o parcialmente los combustibles utilizados en los automóviles.

Mucho se ha escrito y escribirá sobre los altos costos de producción de los combustibles sintéticos y sustitutos, pero no es menos cierto que el escenario petrolero mundial obligará, más temprano que tarde, a jerarquizar debidamente la ventaja de poseer un combustible caro, antes que no poseer ninguno, dentro de las fronteras, por lo que ello significa en términos de balanzas de pagos debido a los precios crecientes de los hidrocarburos.

En este sentido, debemos mencionar los exitosos resultados obtenidos por nuestra Empresa Miembro PETROBRAS en la utilización progresiva del alcohol, mezclado con nafta, como combustible para automóviles, el cual ya se comercializa en forma creciente en el Brasil.

Empleo del Carbón.

Aunque la producción de combustible sintéticos a partir del carbón está restringida a los países que poseen este recurso energético, no está demás mencionar que, según estimaciones del Departamento de Energía de USA, una planta de licuefacción de carbón, más bien modesta, con 100 MBD de capacidad, requiere una inversión de más de 3 mil millones de dólares, alrededor de 30 mil dólares/barril/día, lo que situaría al precio de venta del producto entre 15 y 20 dólares por encima del precio del petróleo.

Por otra parte, la licuefacción directa del carbón a nivel de planta piloto en los USA, requiere una capacidad de proceso de 1 Ton de carbón para producir 3 barriles de fueloil, adelantándose planes en el DOE para iniciar la construcción de módulos comerciales que producirían unos 20 mil barriles de fueloil con inversiones del orden de los \$ 800 MM. La licuefacción indirecta del carbón corresponde al proceso sudafricano SASOL-I, y sus resultados económicos ofrecen serias dudas.

Esquistos Bituminosos.

Además de la hidroelectricidad, cuyo desarrollo reciente ha sido por demás apreciable en la última década, tal vez sean los esquistos la fuente energética hidrocarbúrfica alternativa en el futuro de Latinoamérica, debido a la ocurrencia del recurso en toda la región y porque algunas Empresas —PETROBRAS entre ellas— están obteniendo resultados estimulantes en sus plantas de ensayo de Iratí, Paraná.

Sin embargo, no deben soslayarse los problemas que presenta la obtención de petróleo de estos materiales tanto por las fuertes inversiones que conlleva, como por los problemas ecológicos que plantea.

En efecto el proceso en sí parece simple: calentar el material pulverizado a 900°F para obtener kerógenos recombinables en petróleo, el cual, mediante costosos procesos de mejoramiento, puede utilizarse para alimentar refinерías.

Pero, obtener 100 mil barriles diarios de petróleo de esquistos requieren facilidades para disponer DIARIAMENTE de 150 mil toneladas de desechos que no pueden regresarse al lugar de origen porque aumentan de volumen en un 20%.

Las estimaciones actuales en cuanto a las inversiones giran alrededor de los 3 mil millones de dólares para una planta de 100 mil b/d de petróleo ya mejorado.

Petróleos no Convencionales.

Corresponde a los petróleos producidos a partir de las llamadas hasta ayer arenas bituminosas —hoy petrolíferas— existentes principalmente en los grandes depósitos de Canadá, a cuyos proyectos de producción y mejoramiento se les ha asignado recientemente alta prioridad.

Además de las operaciones tradicionales de la Great Canadian Oil Sands, se adelantan planes por parte de ESSO y ALSAN (encabezado por SHELL) para producir en Cold Lake unos 280 mil barriles para 1986, con aspiraciones de elevar la producción a 1 millón de barriles diarios en el año 2000.

El plan de la ESSO será el primero en la región para producir petróleo *in situ* mediante estimulación con vapor y supone una inversión del orden de los 4.7 miles de millones de dólares para producir 140 MBD, lo que supone una inversión por barril/día del orden de los 35 mil dólares.

Otras Fuentes de Energía.

La utilización de otras fuentes de energía que corrientemente se mencionan —biomasa, eólica, fusión nuclear, etc.— con excepción de las aplicaciones más o menos marginales de la energía solar y de la nucleoelectricidad, parece estar muy alejada de las posibilidades latinoamericanas, no sólo por el reto tecnológico que implica, sino por los problemas económicos ocasionados por la falta de economías de escala.

IV. EL FUTURO

La situación que hemos presentado no es nueva ni original; ella es sólo el resultado de estudiar y analizar cantidad de informes y estadísticas y de la observación atenta de los fenómenos que ocurren en el mundo petrolero y energético de hoy, con especial atención y aplicación al escenario latinoamericano dentro del contexto mundial.

De ella se desprende: que los hidrocarburos son y continuarán siendo nuestra fuente de energía más importante, pues, por una parte, satisfacen las tres cuartas partes (75%) de nuestra demanda de energía y, por la otra, su sustitución por otras fuentes requieren de esfuerzos tecnológicos considerables, grandes inversiones y de economías de escala que los países en desarrollo, como los nuestros, no están en capacidad de aportar a mediano plazo.

Que la fuente alternativa de energía hidrocarburífera más conveniente para Latinoamérica en el futuro —por la ocurrencia del material— parece ser también el petróleo que puede obtenerse de los esquistos bituminosos; y si bien a mayor costo, recordemos que más vale disponer de un combustible caro que no disponer de ninguno.

Que, mientras llega el momento de implementar planes que supongan la utilización de otras fuentes energéticas en América Latina, debemos intensificar la búsqueda y utilización de hidrocarburos a nivel regional, por ser ellos la fuente energética más flexible, todavía más económica y más adecuada en términos de la preservación del ambiente, patrimonio de nuestros descendientes ya que, de nuevo, resulta inevitable que si la región inicia una ordenada transición a largo plazo hacia la utilización de fuentes de energía, distintas a los hidrocarburos, debemos tomar conciencia de que el precio de la energía aumentará hasta los niveles adecuados que hagan económicamente atractivas las inversiones necesarias y la provisión de los enormes capitales que requieren.

LOS PLANES DE LA EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO (ENAP) Y ARPEL

Caupolicán Boisset Mujica

Gerente General de ENAP

Este *comentario* lo dividiré en dos partes: en la primera daré a conocer qué entiende, qué espera ENAP de ARPEL y cómo ve su futuro y, en la segunda, me referiré a algunos puntos específicos de la exposición del Doctor Mendoza.

ENAP con otras empresas latinoamericanas es miembro cofundador de la "Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana", ARPEL. Este organismo agrupa a las principales empresas de los respectivos Estados Latinoamericanos, desde México por el Norte hasta la Zona Austral con YPF de Argentina y ENAP de Chile.

El organismo superior de ARPEL es su Asamblea General que está constituida por los ejecutivos máximos de cada una de las empresas miembros quienes delinearán la política general de ARPEL, su organización, sus planes futuros y los programas que se deben llevar a efecto en los períodos inmediatamente siguientes a cada Asamblea.

La Asamblea tiene dos herramientas principales de acción; dos organismos que son los que realmente generan la información que las Empresas requieren: las Reuniones de Expertos y las Comisiones Especializadas.

Las Reuniones de Expertos funcionan en base al plan y programa previo de la Asamblea y examinan a fondo temas que interesan al total de las Empresas Estatales Petroleras Latinoamericanas. Es así, como en la reciente Reunión de Expertos en Refinación, se analizó profundamente el ahorro de energía del proceso de refinación y la optimización de obtención de productos intermedios provenientes de la destilación del petróleo.

El otro órgano de trabajo de ARPEL son las Comisiones Especializadas que pueden trabajar separadas o paralelamente con estas Reuniones de Expertos. Tenemos Comisiones Especializadas en exploración, perforación, refinación, etc., vale decir, en todos los rubros que abarca la industria petrolera.

En la última Asamblea General de Río de Janeiro se acordó que las Reuniones de Expertos y las Comisiones Especializadas se deben

orientar a aquellos temas que son problema común de las empresas que son miembros de ARPEL. Por ejemplo, todos en este momento tenemos problemas en la obtención de la energía proveniente del petróleo, entonces fijamos los temas preponderantes: la exploración de cuencas profundas, la producción eficiente de crudos pesados, la refinación más eficiente de ellos y la necesidad permanente de buscar soluciones técnicas tendientes a minimizar los problemas de la obtención de la energía y de altos consumos en los procesos.

Dejamos entonces, en carácter paralelo, otros temas como: daños ecológicos, jurisprudencia petrolera, etc.

ENAP ha obtenido gran provecho en ARPEL, provecho tecnológico fundamentalmente, contactos de carácter comercial, no siendo necesariamente la actividad comercial el objeto fundamental de ARPEL sino que la profundización de la tecnología de la Industria del Petróleo. Tanto es nuestro convencimiento de la necesidad de pertenecer a esta Organización que hoy es el Subsecretario General de ARPEL nada menos que quien era hasta hace pocos meses atrás nuestro Director de Producción de Magallanes. La decisión de enviar a una persona de tan alto nivel y valor para la Empresa ENAP a ARPEL, indica la importancia que damos a esta Organización.

La exposición misma del Doctor Mendoza, creo que impacta; desgraciadamente no he asistido a las otras exposiciones, pero no hay duda que Latinoamérica depende fuertemente del petróleo. Esta es una realidad y quien piense que tenemos soluciones inmediatas para reemplazar el petróleo, en mi opinión, está equivocado. El Dr. Mendoza ha expuesto que en Latinoamérica la energía que se consume, en un 50% proviene de los hidrocarburos y es, prácticamente, el caso nuestro, aunque talvez nuestra dependencia es un poco más alta. Mi estimación es que seguiremos dependiendo del petróleo por varios años, por lo menos hasta el próximo siglo, a menos que se produzcan acontecimientos que nos permita ir, en términos rentables, a la conversión u obtención de otras fuentes de energía que ya mencionó el Dr. Mendoza.

ENAP tiene con las empresas miembros de ARPEL un intercambio tecnológico, desde el extremo Norte al Austral. Por ejemplo con México, por intermedio del Instituto del Petróleo y PEMEX. En lo comercial tenemos intercambio directo con Venezuela y con Ecuador por las adquisiciones de petróleo crudo que hace ENAP a las Empresas CEPE de Ecuador y a Petróleos de Venezuela a través de sus empresas subsidiarias. No mencionaré ni volúmenes y menos precios, pero les

diré que nuestras relaciones comerciales con ambas entidades son muy convenientes para las partes.

Cabe destacar nuestra relación con YPF de Argentina y con Gas del Estado de Argentina. La primera tiene ciertas dificultades para llevar su petróleo crudo desde la Zona Austral a la zona de refinación y entonces ENAP lo transporta por sus oleoductos, desde la frontera hasta nuestro terminal de embarque en Gregorio, donde Argentina lo retira. Es obvio que éste es un convenio netamente comercial entre dos empresas.

También con YPF de Argentina tenemos otro servicio relativamente similar al anterior en cuanto al transporte del propano y butano que extrae en la Zona Austral a las zonas de refinación. Este servicio lo llamamos Gas Licuado Mezcla y consiste en llevar productos desde la frontera a nuestra planta separadora de Cabo Negro, Magallanes, donde después de fraccionados se almacenan para que Argentina los retire en medios propios o en buques rentados por ENAP. Este servicio, al igual que el anterior, es un trato comercial adecuado y conveniente para ambos países.

Con otros países hemos tenido algún intercambio comercial muy esporádico, que casi no es digno de mencionar.

El Dr. Mendoza expresó algo que sin lugar a dudas debo subrayar, dijo: "Por ello los países latinoamericanos netamente consumidores deben enfrentar alternativas para atender su déficit de suministro de energía, deben: explorar en busca de hidrocarburos, aumentar la producción de reservas probadas en forma económica mediante técnicas de recuperación secundaria y terciaria utilizando fuentes alternativas de energía". Cuando llegue el caso de ENAP, voy a decir algunas palabras acerca de los dos primeros puntos. Sobre fuentes alternativas de energía, tengo mi opinión y la de ENAP, pero creo que hay otros organismos a los que les corresponde pronunciarse.

En cuanto a Chile, específicamente ENAP en tierra en Magallanes, podemos decir que indudablemente vamos aproximándonos a los horizontes de más difícil explotación.

Los terrestres son yacimientos descubiertos hace bastantes años. Están en agotamiento pese a nuestro intensivo programa de exploración. Esta es una exploración de desarrollo y extensión. La declinación natural que ellos tienen es de un 30%. Hemos logrado mantenerla en un nivel del orden del 15% anual mediante procesos de recuperación tanto primaria como secundaria.

Un horizonte importante abierto es producto de la exploración en

el Estrecho de Magallanes. Es la misma cuenca productora de tierra pero que está bajo las aguas del Estrecho, accidente geográfico insignificante comparado con la profundidad de la cuenca, que es de 1.500 a 3.000 metros. El Estrecho de Magallanes sólo tiene 80 metros. Luego, la misma cuenca productora que hay en tierra aparece bajo las aguas del Estrecho, hacia donde hemos ido agresivamente para su exploración y desarrollo. Con orgullo puedo decir que la explotación que ha hecho ENAP en el Estrecho de Magallanes, es realmente un ejemplo. Hemos descubierto un yacimiento y, en menos de un año, lo hemos puesto en producción, producción realmente tal, producción rentable como es el caso de Ostión. Lo descubrimos en octubre de un año y ya lo teníamos en producción en enero del año subsiguiente, vale decir doce a catorce meses después. Paralelamente estamos en un acelerado desarrollo de todos los yacimientos descubiertos en el Estrecho. Es así como ya se ha inaugurado el segundo de los yacimientos que es Spiteful. Nuestro programa de desarrollo de los yacimientos del Estrecho es de cuatro plataformas por año. Ostión partió produciendo del orden de 1.500 m³/día, vale decir más de 150 m³/día, por pozo, con la declinación que nosotros esperábamos y realmente ha cumplido plenamente la producción que estimamos y lo mismo sucederá con las plataformas que pondremos en producción.

Ahora me referiré a nuestro programa netamente exploratorio. Magallanes es una zona explorada. En tierra ya la exploración neta prácticamente no existe, salvo en el terciario profundo pero con uno o dos pozos por año en un programa económicamente muy controlado. No así en el Estrecho, pero, como es una exploración de la misma cuenca, no existe el riesgo neto de la exploración de zonas vírgenes que nunca han sido penetradas por el trépano de los petroleros.

En exploración neta tendremos a futuro la de los contratos de operación. Seguimos la misma política de la mayoría de los países latinoamericanos. Utilizamos una combinación de los denominados contratos de riesgo con empresas terceras y exploración hecha por la misma Empresa. Hoy está un buque del Operador Arco situado en la posición Lacuy 1, frente a la Isla de Chiloé; el otro Operador Phillips Petroleum va a intensificar el trabajo sísmico en la zona más austral, en el área ya contratada. El próximo año continuará la exploración en las cuencas de la plataforma marítima continental de la zona central, entre Arauco y Valparaíso como límites generales, por parte de ENAP.

Además, tenemos importantes proyectos para la utilización del gas

natural de Magallanes, gas que tenemos en cantidad importante, pero con problemas geográficos para poderlo utilizar masivamente. La única forma es licuándolo para transportarlo a centros de consumo importantes alejados de la zona. El consumo de Magallanes mismo, de Punta Arenas, Porvenir, Puerto Natales, etc., es bastante bajo para la reserva con que contamos.

Con respecto al gas de Magallanes tenemos tres grandes proyectos estructurados mediante el Sistema de Sociedad Mixta de ENAP con empresas privadas, tanto nacionales como extranjeras (Joint Venture). Estos son: una planta de licuefacción para exportar este gas o eventualmente consumirlo en el propio país, según sean las circunstancias futuras; una planta de metanol, y una planta para convertir etano que separamos del gas natural en etileno, también para exportación.

Mirando el futuro veremos que nuestro mínimo de producción ocurrió a fines de diciembre de 1977, en que todavía no estaba en marcha la producción "Costafuera". El máximo de Magallanes lo esperamos para el año 83 o fines del 82, satisfaciendo alrededor de un 45% de la demanda nacional incluyendo el aumento del consumo. Estas cifras son en base a las reservas probadas que tenemos, que podrían variar pero en cantidades relativamente pequeñas.

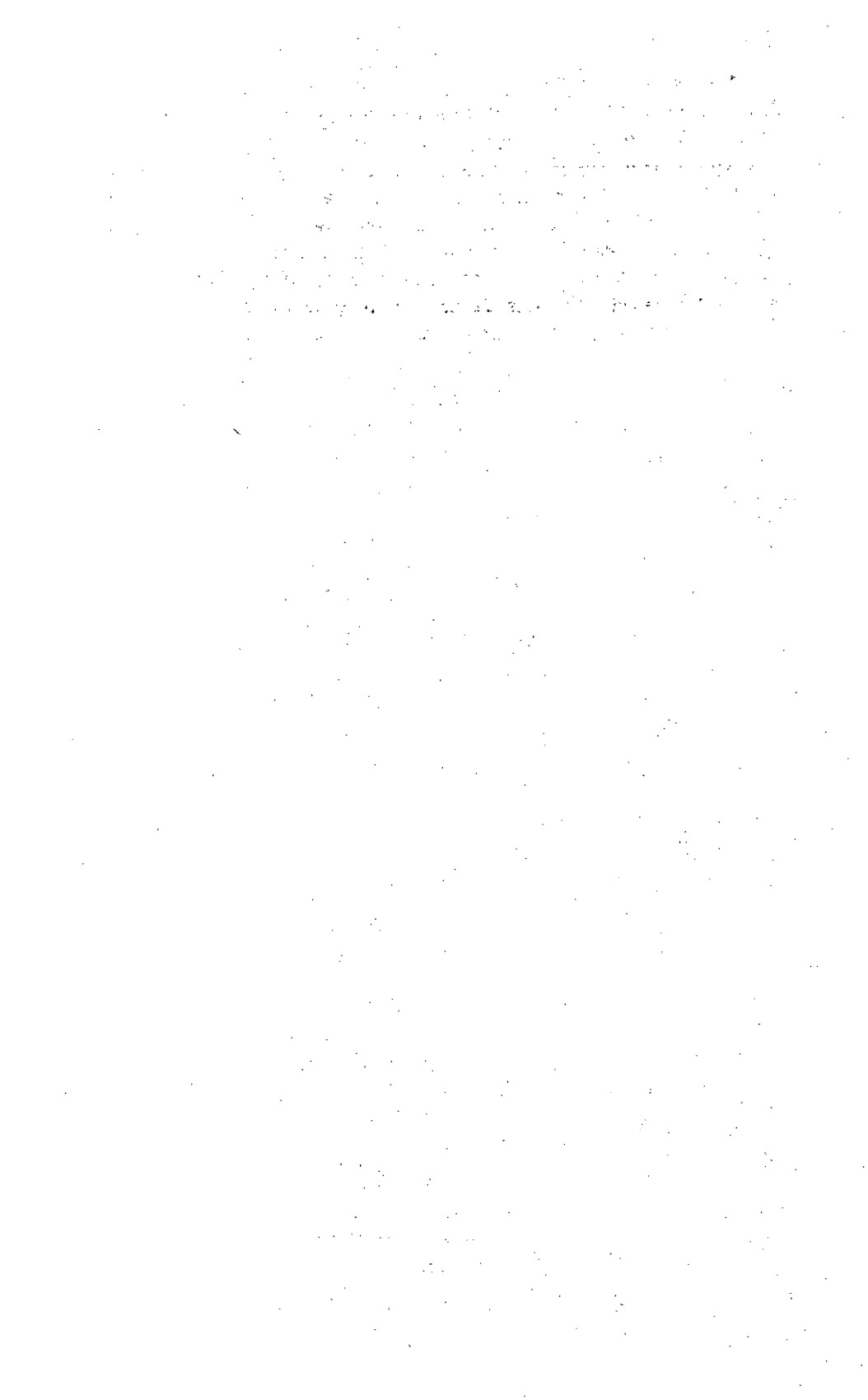
Ahora bien, sólo el trépano dirá qué vamos a encontrar o qué va a encontrar Arco y Phillips en la Zona Austral, lo cual podría elevar considerablemente el porcentaje que di anteriormente y, también, sólo el trépano dirá qué va a encontrar ENAP en las zonas que explore. Pensamos que en la condición más pesimista en el año 82-83 estaremos satisfaciendo el 45% del consumo nacional. Dentro de los próximos 3 a 5 años sabremos con relativa certeza qué es lo que tendremos en reserva de hidrocarburos en el país.

Además, ya tenemos hallazgos de gas en la zona central. Estamos evaluando lo que allí hemos encontrado en la Isla Mocha y zona de Arauco, que abre una perspectiva bastante interesante. Si su reserva es rentable, podríamos transportarlo a las zonas de mayor consumo en la parte central del país y reemplazar líquidos por gas natural, reemplazando petróleo que importamos a precio bastante considerable. Proyectando las cifras de consumo del carbón como tal, de hidroelectricidad, energía nuclear, energía geotérmica y otras, la dependencia del petróleo casi no varía porcentualmente para la próxima década.

Lo único que hace pensar en que el país pudiera disminuir esta

dependencia, es que se concluyera que las reservas de carbón que tenemos puedan ser rentablemente convertidas en hidrocarburos.

Creo que con esto he abarcado los dos puntos que me interesaban: que los concurrentes supieran qué es esta Organización Latinoamericana cuyo Secretario General tenemos el honor de tener aquí y cómo participa ENAP en ella, además de un breve comentario acerca de nuestra relación con los países miembros de ARPEL y algo acerca de la situación actual de nuestro país en cuanto a petróleo.



VI PARTE

POLITICAS DE DESARROLLO ENERGETICO Y EL FUTURO

EL ROL DE LA EMPRESA PRIVADA EN EL DESARROLLO ENERGETICO DE CHILE

Raúl Espinosa

Gerente General de la Compañía de Petróleos de Chile (COPEC)

En Chile, la empresa privada tuvo la responsabilidad casi exclusiva del suministro de energía en el país, desde mediados del siglo pasado y hasta 1940. En efecto, las minas de carbón de Lota y Schwager pertenecientes al Grupo Cousiño proporcionaron el carbón para movilizar ferrocarriles, industria y la explotación del salitre. El gas de hulla en Santiago y otras ciudades, tanto para alumbrado como para usos industriales, era entregado por la Compañía de Consumidores de Gas, una sociedad anónima con un número considerable de accionistas privados. La leña, todavía importante en nuestro país, ha estado siempre en manos de particulares. Las primeras centrales termoeléctricas en la zona norte para suministrar energía a los complejos mineros y en algunas ciudades fueron todas privadas. Incluso algunas pequeñas centrales hidroeléctricas como Carena, Los Maitenes, Pirque, etc. fueron todas iniciativas particulares. Hasta 1970 la energía eléctrica para las provincias centrales era generada, en su mayor parte y distribuida en su totalidad, por la Compañía Chilena de Electricidad, una filial de la American Foreign Power y de Ebasco, empresas norteamericanas.

Finalmente, el kerosene para uso doméstico e industrial, el diesel oil y el fuel oil, como también la gasolina para vehículos eran, hasta 1950, importados y distribuidos por empresas privadas nacionales y extranjeras.

A contar de 1940 con la creación de la Corporación de Fomento de la Producción, se inicia una creciente participación del Estado en la provisión de energía para alumbrado, industria y transporte.

Se crean grandes empresas tales como ENDESA, para generación eléctrica y ENAP para exploración, explotación y refinación del petróleo, que alcanzan gran expansión. Estas entidades hacen posible la implementación del modelo cepaliano de desarrollo de sustitución de importaciones, adoptado por el Gobierno de Chile.

A fines de 1973 mediante esta nueva política y después de numerosas expropiaciones, el Estado, a través de varias empresas, controlaba la producción de la casi totalidad de la energía primaria y gran

parte de la secundaria y su distribución al consumidor, incluyendo en ello la Empresa Nacional del Carbón.

Por otra parte, como el Estado tomó posesión de las grandes compañías mineras tales como El Teniente, Chuquicamata, El Salvador, Pedro de Valdivia y María Elena, las plantas termoeléctricas que suministran energía a esas minas y a ciudades vecinas quedaron bajo propiedad y control estatal.

Esta es la situación que aún prevalece en Chile y cabe preguntarse entonces qué rol le corresponde a la empresa privada en materia de energía en nuestro país.

En primer lugar, cabe señalar sumariamente que el régimen económico imperante actualmente en Chile es diametralmente opuesto al que rigió en general la economía en los últimos cuarenta años. Se ha configurado una economía abierta de corte monetarista, con derechos de aduana uniformes no mayores del 10%, control estricto de gastos fiscales, desestatización, aplicación del principio de subsidiaridad del Estado, con libertad de precios de bienes y servicios y tributación sobre utilidades reales de las empresas a tasas iguales para todas, eliminación de subsidios, etc. En resumen, lo que se ha dado en llamar economía social de mercado que tiende a traspasar al sector privado la responsabilidad de atender las demandas de todos los bienes y servicios cuyo valor para el consumidor pueda medirse razonablemente a través de los precios de mercado.

Al mismo tiempo, se han creado los mecanismos que protegen al consumidor a través de leyes antimonopolio bastante eficaces y mediante la internalización, hasta donde ello sea posible, de las externalidades en la producción y comercialización.

Dentro de este marco se han adoptado tres medidas fundamentales para facilitar el acceso y promover el interés del inversionista privado:

i) Se han dictado reglas claras, objetivas y uniformes sobre inversión extranjera (Chile se retiró del Pacto Andino en 1976), mediante el DL N° 600;

ii) Se han vendido en licitación pública internacional un número importante de empresas del Estado, aun cuando hasta ahora esa política no se ha extendido al sector energético, y

iii) Se han dictados leyes especiales que permiten al privado acceder a actividades que estaban reservadas al Estado. Al respecto conviene detenerse en el rubro petróleo:

El DL N° 1.089 de 1975, modificado por DL N° 1820 de 1977 faculta a ENAP para suscribir contratos de exploración y explotación petrolera, que en el fondo son concesiones al igual que en otros países del mundo.

El DL N° 2.312 de 1978 somete a ENAP a tributación semejante a un ente privado.

El DL N° 1.089, ya mencionado, deroga la Ley N° 4.927 que reservó al Estado el derecho a construir y explotar refinerías de petróleo.

El Decreto con fuerza de Ley N° 1 de 1979 establece la libertad de importación de petróleo y sus derivados.

¿Qué resultado ha tenido hasta ahora esta legislación liberatoria en el rubro energía?

Yo diría que ha tenido un efecto relativo y en el hecho solamente se ha reflejado en la celebración entre la Empresa Nacional del Petróleo y dos grupos importantes de empresas petroleras extranjeras de contratos de exploración que abarcan zonas extensas, principalmente costa afuera, en la región entre Chiloé y la Península de Taitao y entre la parte occidental del Estrecho de Magallanes y el Cabo de Hornos.

Dichos contratos se comparan muy favorablemente con otros celebrados en diversos países del mundo, porque otorgan al inversionista fuertes incentivos y protección de sus inversiones. Así por ejemplo el Contrato entre ENAP y Phillips y ARCO, celebrado el 21-12-78, contempla los siguientes puntos fundamentales:

Inversión obligada: us\$ 11.000.000 en los primeros 5 años del período contractual de 35 años, obligación cautelada por boleta bancaria.

Reducción del área original de contrato: Al 50% al término del 5º año. El área a devolver será seleccionada por el contratista.

Manejo de fondos: El contratista podrá recibir libremente y retener en el extranjero el producido de la Retribución pagada en dinero o de las ventas de petróleo a ENAP o de las ventas de exportación.

Retribución del Contratista: 83 $\frac{1}{3}$ % de los primeros 100.000 barriles por día de Hidrocarburos líquidos producidos.
80% de los productos producidos entre 100.000 y 150.000 barriles por día.

75% de los producidos en exceso de 150.000 barriles por día.

65% de los producidos en cualquier campo petrolero en exceso de 400.000 barriles por día.

85% de los hidrocarburos gaseosos entregados y medidos en el terminal del campo.

Estas cifras son típicas y varían ligeramente según la ubicación de la zona de contrato.

Avalúo de Hidrocarburos: El precio será igual al precio del petróleo crudo liviano de Saudi Arabia (34 grados AP) FOB Ras Tanura, con el ajuste adecuado por calidad y gravedad.

Pagos en dinero: Se harán en moneda de los Estados Unidos.

Retención para consumo nacional: El Contratista estará obligado a vender a ENAP de su producción el volumen que resulte de prorratear la producción nacional total en relación con el consumo del país.

Impuestos y gravámenes: De acuerdo a la Ley de Impuesto a la renta; o sea 10% sobre la renta líquida anual más la tasa adicional del 40% aplicable sobre el remanente de renta líquida.

Depreciaciones: Gastos de puesta en marcha en 5 años.

Inversiones en equipos, instalaciones, instrumentos, repuestos, herramientas y otros activos depreciables durante los ejercicios anteriores al primer ejercicio comercial: 5 años.

Edificios: entre 10 y 30 años a opción del Contratista

Cañerías: entre 7 y 20 años a opción del Contratista

Plataformas: entre 10 y 30 años a opción del Contratista

Otros: entre 5 y 15 años a opción del Contratista

La depreciación será lineal. En caso de abandono de bienes por parte del Contratista, queda facultado para castigarlos contra la renta imponible.

Exención tributaria: El contratista queda exento de todo impuesto directo o indirecto sobre su Restribución, sobre las transferencias de

petróleo que efectúe y sobre los pagos a subcontratistas, a personal técnico extranjero y a naves arrendadas por él.

El Contratista y los Subcontratistas de éste quedan exentos de todo derecho, impuesto, tasa o contribuciones o gravámenes que afecte las importaciones de maquinarias, implementos, materiales, repuestos, especies y elementos o bienes destinados a la explotación de hidrocarburos.

Hay además otras exenciones menos importantes que sería largo de enumerar.

Son éstas las estipulaciones más destacadas del Contrato.

De estos antecedentes se desprende que si el Estado de Chile extiende a otras zonas las "concesiones" de exploración y explotación petrolera es muy probable que surjan nuevos interesados.

¿En qué otras áreas de la energía se puede anticipar el interés privado en invertir?

1) Me parece que la posibilidad de *importar* crudo y productos refinados será recogida por empresas chilenas y extranjeras, pero sólo en la medida en que los precios a que vende ENAP estén a la par del mercado mundial. Actualmente esos precios son sustancialmente menores que los prevalecientes en los mercados spot de Rotterdam y de refinerías europeas.

2) Se ha hablado mucho del *carbón de Magallanes*. Existen reservas probables de más de 3 billones de toneladas de lignito de baja caloría. Es posible que países como Japón pudieran eventualmente interesarse en su explotación minera, pero me parece remota la posibilidad de instalar plantas convertidoras en gas o combustible sintético. Desde luego las inversiones para ello son enormes (sobre 2.500 millones de dólares) y la mina está alejada de los mercados.

Salvo por el aspecto de restricción ambiental, Chile no parece tener en este rubro ventajas comparativas con otros países industrializados.

3) *Geotermia*: Es posible que sean licitados en el futuro próximo los yacimientos geotérmicos de El Tatio y Puchuldiza. Por el momento, la energía eléctrica generada en esos lugares sólo podría ser vendida a CODELCO. Esa condición monopsónica podría ser un disuasivo para el inversionista privado. No obstante, la Comisión Nacional de Energía

está promoviendo la política de centros de transformación de energía que sirvieran como una especie de mercado abierto competitivo en determinados puntos del territorio, lo que ampliaría la perspectiva de dichas plantas.

4) *Energía Nuclear*: Si se considera que existen recursos hidrológicos abundantes no explotados parecería lejana la instalación de una central nuclear en Chile. En todo caso la legislación vigente reserva al Estado ese tipo de actividades.

5) *Hidroelectricidad*: Actualmente el Estado explota el 100% de los recursos hidroeléctricos del país y le está por ley reservada a ENDESA esa función. Sin embargo no se ve impedimento práctico para que el Estado pudiera autorizar a inversionistas privados nacionales o extranjeros explotar recursos hidrológicos que, como he dicho, son muy abundantes en el territorio nacional. No obstante, parece dudoso que firmas extranjeras quisieran incursionar en el campo de bienes no transables y, por otra parte, es claro que los montos a invertir en cualquier complejo hidroeléctrico son lo suficientemente elevados como para hacer improbable que empresas chilenas se decidan a invertir en el rubro.

En consecuencia, parece razonable esperar que las inversiones en generación de hidroelectricidad puedan interesar a privados y entre éstos predominantemente extranjeros sólo cuando esas plantas se conciban como necesarias para llevar a cabo proyectos de gran consumo eléctrico, como podría ser por ejemplo la producción de aluminio o la producción de PVC a partir de carbón vegetal, caliza o sal común, materias primas con que Chile cuenta en abundancia.

6) *Bioenergía*: Dependiendo de la confianza que tengan los inversionistas privados en las proyecciones a largo plazo de los precios del petróleo, es posible concebir que pudiera haber interesados en la producción de combustibles a partir de la madera, principalmente carbón vegetal pulverizado para ser mezclado con petróleo combustible.

7) *Energía solar*: Me parece que está todavía remoto el día en que la energía solar en Chile pueda tener relevancia. La zona de radiación solar competitiva se produce en el Norte donde la densidad de población es escasa.

8) *Gas Natural*: Merece una consideración aparte el Gas Natural.

Las actuales reservas de Gas Natural en la zona de Magallanes permiten soportar dos proyectos energéticos ya en marcha.

- i) Una planta de licuefacción de 250 millones de pies cúbicos diarios destinada a exportar el gas natural licuado.
- ii) Una planta de conversión de gas natural a Metanol y/o a gasolina de 1.500 ton/día de capacidad.

Además, se han encontrado manifestaciones de gas natural en Valdivia, Isla Mocha frente a Concepción, Mataquito frente a Curicó y Arauco. Si se comprueban reservas adecuadas de gas de calidad aceptable, ello podría tener una favorable repercusión en la zona central, pues permitiría una sustitución apreciable de petróleo combustible, de kerosene y de gas licuado, disminuyendo así la dependencia externa del petróleo.

Se ha previsto un aporte mayoritario de empresas privadas nacionales y extranjeras en los dos proyectos mencionados y se espera que, a lo menos, la distribución y transporte del gas en la zona central sea efectuado por privadas.

9) *Conservación:* Las características climáticas de Chile, los hábitos de su población y el consumo relativamente bajo de energía *per cápita* no permiten esperar mucho de políticas de economía de energía (conservación). Sin embargo, en muchos casos, la inversión para economizar un m³ de petróleo sea en transporte, en calefacción o en usos industriales es sustancialmente menor que la necesaria para producirlo como combustible fósil. Evidentemente, para llegar a esa conclusión, es menester definir previamente que estamos hablando de economía neta de combustible, es decir, estamos tomando en cuenta como costo la energía necesaria para producir, transportar y colocar los aislantes u otros dispositivos de ahorro de energía. Es interesante aquí el rol de los privados tanto de personas jurídicas como naturales y es conveniente hacer resaltar que en los primeros el ahorro de energía es un ingreso neto, es decir, libre de impuestos, lo que no ocurre en las empresas. Ese ingreso neto es tanto más relevante cuanto mayor sea el tramo tributario en que está ubicada la persona.

Los altos niveles de precio que están alcanzando en Chile los combustibles hace pensar que en torno a la conservación se crearán industrias dedicadas a promover en alguna medida el uso de materiales y dispositivos que permitan economizar energía.

En otros países se han establecido incentivos tributarios para la conservación. Se trata de países con inviernos más crudos que los nuestros. En todo caso parece conveniente estudiar la adopción de medidas semejantes ya que si bien, como he dicho, el consumo de energía *per cápita* en Chile es muy inferior al de esos países, es digno de considerar el hecho que el impacto marginal del ahorro de energía en nuestro país es mucho más alto, dada su condición de subdesarrollo y dependencia.

Para resumir, puedo afirmar que la empresa privada tiene un campo razonable de posibilidades para desarrollar en Chile; menor sin duda que en otros rubros tales como forestal, pesca, minería y construcción, pero digno de ser estimulado sea aplicando el principio de subsidiaridad, sea mediante medidas tributarias y, en todo caso, manteniendo las reglas del juego en la economía.

No debe olvidarse, sin embargo, que la economía de energía o el descubrimiento de nuevas fuentes de energía no se justifica simplemente por conceptos de independencia, autoabastecimiento, etc. En el fondo lo que importa es la comparación del monto de los recursos empleados en importar energía o en producirla en el país, habida consideración de todos los costos involucrados.

POST 1973 ADJUSTMENT PROBLEMS OF OIL-IMPORTING LATIN AMERICAN COUNTRIES

William Loehr

Visiting Professor, Institute of International
Studies, University of Chile

INTRODUCTION

Discussions of growth and development policy in developing countries (LDCs) cannot fail to overlook the wild-wide shift from cheap, to high price energy. Manyfold increases in petroleum prices cannot help but inflict damages on any oil importing economy, no matter the level of development. However, the extent of those damages is not the same in all cases, and each economy's ability to adjust to high priced energy will determine the severity of the damages done. The purpose of this paper, therefore, is to look at the nature of the adjustments demanded by the "energy crisis" and the success of LDCs in meeting them. Throughout, we will consider the experience of Latin American countries, but will try to extend our reasoning to other areas where we believe the arguments are general ones. In the end we will make some statements about economic policy in LDCs. In doing so we will refer to both internal and international policy problems and attempt to relate policy positions to countries at different development levels.

THE ENERGY "CRISIS"

The energy "crisis" of the early 1980's is not likely to be one of general shortages. At current prices there is not likely to be an inability on the part of oil importers to buy oil. While estimates of petroleum reserves are very difficult to make, and the various estimates are often inconsistent, there seems to be considerable consensus that, for the time being, enough petroleum is known to exist to supply world needs for some time. The International Institute for Applied Systems Analysis (Austria) has surveyed 28 independent estimates of reserves. They conclude that at a price of twenty (1976) dollars per barrel, and given current consumption rates, world reserves will last for ninety-five years

(Alexander, 1979). If Communist-Bloc and OPEC countries are excluded, the remaining reserves are still good for fifty years.

Historically the current supply picture does not appear worse than it did during periods when energy crises were not thought to exist. Table I shows that in terms of reserves, there may have been more of a crisis at the end of World War II than there is currently. Reserves known to exist at that time would have lasted less than twenty years. Reserves of 1973 were not significantly different from those of one decade earlier in terms of the ratio of reserves to production.

To estimates of petroleum from traditional sources we must also add that which is now becoming feasible from so-called- non-conventional sources. Synthetic fuels can be extracted from coal, and in South Africa coal liquification plants have already come "on stream" to provide a significant share of that country's energy needs. Presumably coal, which is widely disbursed throughout the world and which exists in great quantity, can add significantly to world energy supplies. Similarly the oil shale existing in the western part of the United States is safely estimated to contain 200 billion barrels of oil given current extraction technology. That alone amounts to almost a thirty year supply for the US (Nulty 1979). Some estimates of the potential production from oil shale put the figure at three times this quantity. In each case estimates assume that international oil prices remain in their current range. Oil from shale for example is thought to cost between fifteen and thirty dollars per barrel.

Table I

WORLD PETROLEUM RESERVES AND PRODUCTION

<i>Year</i>	<i>Reserves at Yr. end</i>	<i>Production</i>	<i>Nº Years production given reserves</i>
<hr/> <i>Millions of Barrels</i>			
1944	50,684	2,593	19.5
1963	309,633	9,498	32.6
1973	627,856	20,153	31.2

Source: CEPAL (1975), p. 24.

The petroleum "problem" is one of high price rather than physical shortage *per se*. Though price increases of 1974 magnitude are not likely, further increases can be expected. Hammoudeh's (1979) survey of seven major optimization models of OPEC price behavior indicates that steady and gradual price increases are optimal, but that no major jump in prices is predicted. Also, current oil prices are still below the levels which would induce major substitutions of non-conventional fuels (Madian, 1979). Temporary shortages may occur from time to time due to shifts in sources of supply or unusually large demands placed upon the world system by fluctuations in economic activity in the developed, OECD countries. These shortages should be shortlived however and not of great long-run concern. (See also Mullen, 1978a).

Policies should aim at adjustment to high priced energy. These adjustments are of two main types. First, since most countries are oil importers, a change to high priced energy causes a disequilibrium in the balance of payments. We will examine the kinds of balance-of-payments adjustments which are possible and those that have actually been chosen. Secondly, internal changes will be required to bring each economy's productive structure into equilibrium with the new set of prices existing after the energy price increases. Clearly, balance of payments adjustments imply some immediate and short run concerns since if specific steps are not taken to finance balance-of-payments problems "adjustments" of a perhaps undesirable nature will automatically be forthcoming. Structural changes can only occur with time and are therefore of much longer run concern.

ADJUSTMENT: BALANCE OF PAYMENTS

Sharply increased petroleum prices have an immediate and negative impact upon the current account (goods and services) of oil importing countries. One must recall that the balance of payments reflects a *flow* of payments over time, and that the yearly or quarterly data which we see reported are so presented for accounting convenience. The factors which cause the balance of payments to "balance", occur continuously, and any disturbance to any part of the balance of payments, immediately sets in motion a chain of events which offset the disturbance. Some of these offsetting factors are desirable and others are not and it is the task of balance of payments managers to ensure that the factors allowing adjustment are most favorable (or least costly) to the economy.

Negative movements in the current account can usually be offset by devaluations in the exchange rate. Unfortunately, devaluation is not likely to be of the major importance in adjusting current account deficits due to oil price increases that it is with almost all other causes. In the short run, the price elasticity of demand for petroleum is notoriously low, devaluation which increases the cost of oil in domestic terms will most likely simply add to domestic inflation (Cohen 1978). While flexible exchange rates are of some help (i.e. they are better than fixed rates) they are not a sufficient condition for adjusting this particular balance of payments disequilibrium.

Let us enumerate, in general terms, the kinds of adjustment that could take place to offset the negative impact of oil price increase.

1. The economy could contract. Since the problem is one of imports (one of which is oil) exceeding exports, a contraction of non-oil imports could correct the imbalance. Imports are generally a function of the level of economic activity; a reduction in which would bring about the required adjustment. (See Bird 1978).

2. Borrowing can offset the negative impact of oil price increases. From a balance of payments point of view each positive or negative figure need not be offset by an opposite figure in the same account—in fact this never happens. Thus, when there is a negative movement in current account it can be offset by a positive movement elsewhere; if borrowing occurs the positive figure occurs in the capital account.

3. Exports can be increased, directly offsetting the increase in the value of imports.

4. Dependency upon imported oil can be reduced.

5. Import barriers could be raised, directly reducing non-oil imports. In what follows we will not refer to this possibility until we reach the last section of this paper. Trade restrictions for purpose of balance of payments adjustment are explicitly prohibited by the General Agreement on Tariffs and Trade (GATT) to which most countries belong and, in any event, generalized trade restrictions are similar in effect to a reduction in economic activity as mentioned in number one above.

Probably the main problem with adjustment via contraction, finance, export expansion or reduced oil imports is that each requires a different time frame to carry out. In the very short run, the development of a balance of payments deficit sets in motion a simultaneous tendency for economic contraction. If no policy measures are taken to effect another form of adjustment, it will automatically occur

via a contraction in national income. Modern economies usually consider this form of adjustment to be least desirable because of the high social costs associated with it. They would rather take steps which spread the adjustment process over a longer period of time and which hold to a minimum the reductions in national income which occur.

Time is normally required to arrange financing and to expand exports. Financing permits current expenditures to be sustained despite the balance of payments deficit, but transfers a day of reduced expenditure to the future. If the financing permits countries to continue on paths of stable economic growth it could eventually prove "costless". The economy may arrive at the point of amortization with a national income high enough to pay debt service and still be greater than the national income would have been without having used financing. This depends upon the interest rates paid on loans as well as the productivity of the resources commanded by the borrowed capital. Increased exports clearly require that the economy increase its productivity relative to the rest of the world. This may require investment, with its "normal" gestation period, plus changes in such things as monetary policy, trade agreements and the like.

One great disadvantage of borrowing to affect adjustment is that the amortization requirements in future time periods makes the economy much less flexible. Debt service obliges a country to make future payments no matter what the balance of payments problems are at that time. For example a country without debt service obligations, suffering from a 10% reduction in export proceeds, needs to either cut back upon imports by 10% or borrow. A country which is already in debt, where debt service commits 25% of export proceeds, would have to cut back on non-debt-service payments by 13% since the debt service part of payments is not adjustable. The second country would either have to borrow more in proportion to uncommitted export proceeds or devalue its currency by a greater amount to adjust to the same imbalance.

A best possible adjustment would be one where national income was not forced to decline by oil deficits. This implies that adjustment must be forced upon financing and export expansion. In the very short run, the balance of payments deficit which would normally tend to depress national income can be financed by drawing upon foreign exchange reserves accumulated on past transactions. Reserve are a form of self-finance, which gives economic policy makers the time needed to secure financing to carry the economy over a longer period.

But financing only pushes the day of final income reduction into the future *unless* exports grow by enough in the meantime to offset the deficit *and* amortize the debt accumulated during the adjustment period. Thus, while the large oil-induced deficits of the mid-1970's imply some damage to all oil importing countries, these negative effects can be minimized by those countries best able to use reserves, obtain financing and eventually expand their export positions.

The financing of the overall deficit for oil importing countries taken as a group comes automatically. OPEC countries have only a limited range of ways that their oil surpluses can be disposed of. They can increase their consumption, which requires increased imports from non-oil producers. Surpluses can be invested abroad or simply held as reserves. In either case the money invested or held as reserves, usually referred to as "recycled" petrodollars, appears as positive figures in the capital accounts of the countries where investments are made or whose currency is held as reserves. Many of these reserves are held in the form of foreign currency deposits (usually dollars) in Euro-currency markets and constitute a form of liquidity which can be drawn upon (borrowed) by countries or individuals in need of it.

While the overall financing of the oil importing countries' deficit is automatic through this recycling process, individual oil importers may be hard pressed to finance their specific deficit. Most of the latter are developing countries. Since OPEC countries do not force their investments and reserve accumulation to take place in proportion to each country's oil deficit, some oil importers will have balance of payments surpluses after "recycling"; others have deficits. Japan, Germany and other West European countries have continued surpluses despite heavy dependence upon imported oil. They are the countries that are most favored by OPEC countries in their search for investments and their currencies are a relatively favored form for reserve holdings. Since OPEC countries are usually paid in dollars the us oil deficit is also largely self financing. However, dollar denominate assets have often accumulated at rates exceeding the rate at which OPEC countries wish to hold them. Attempts to convert dollar assets into other (Marks; Yen; Gold; etc.) usually means that parts of the us deficit are not automatically financed. Recent instability in the us dollar is largely due to these sorts of adjustments in dollar denominated as opposed to other assets.

While developed country deficits are more or less automatically financed, developing countries must seek financing. Funds for this are

available, for foreign currencies earned by OPEC are on deposit in private banks participating in the "Eurocurrency market". (which includes us and Japanese banks). Unfortunately, the ability to obtain financing in this market differs widely from country to country. Many have little experience dealing in private money markets and their "credit worthiness" is closely monitored. Countries with the best credit records and best prospects for future growth and stability, get the largest loans and the most favorable terms (Friedmann, 1976). Those that have the best prospects for export expansion present the greatest likelihood that when repayment is due, hard currencies will be available to affect it.

ADJUSTMENT IN OIL-IMPORTING LATIN AMERICA

Let us turn now to the experience of oil-importing Latin American countries to try to determine how well they have dealt with the "energy crisis". Reserves are the starting point since they are the means by which countries can get over sharp imbalances, of a 1973-74 magnitude. External debt positions and export performance indicate how well countries have been able to provide themselves with "medium" and "long" -term solutions. Overall, countries which adjust without suffering sharp reductions in aggregate output can be said to be adequately weathering the crisis.

Table 2 shows the position in which Latin American, oil-importing countries found themselves at the beginning of the energy crisis in early 1974. The thirteen countries examined are each placed into one of three groups, depending upon their ability to manage the very short run problem of sharply increased oil prices. To determine these positions we have calculated "net" reserves in column C, and the increase in petroleum import costs between 1973 and 1974 (column F). We then check, in column I, whether net reserves were adequate to cover increased oil import expenditures. Group 1 is composed of the five countries which had adequate reserves to finance the increased cost of petroleum in 1974. Countries in Group 2 and reserves which would have been completely used in financing increased oil costs and in the cases of El Salvador and Honduras, additional reserves would be needed. Group 3 countries all had payments adjustment problems in any event, since in each of these five cases, reserves were inadequate to cover 1974 debt service.

Table 2
RESERVES, DEBT SERVICE AND IMPORTS, 1974

	Net											Net Reserves (1974) minus Increased Petroleum cost (1973-74) C-F
	A	B	C	D	E	E	F	G	H	I		
Internal- tional Reserves end 1973	Service on External Debt 1974	Net Reserves (A-B)	Im- ports 1974	Reserves: import Relati- onship C (-)% D	Petroleum imports 1974	Increase in Petro- leum Cost 1973-74	Petroleum Imports 1974	Petroleum Imports as % total Imports 1974	Petroleum Imports as % total Imports 1973	Petroleum Imports as % total Imports 1973		
Group 1												
ARG.	782	367	3,635	10	328	244	9	4	4	123		
BRA.	1,125	5,235	14,168	37	3,233	2,247	23	14	14	2,988		
D. R.	42	42	819	5	38 ^a	—	5	13 ^a	13 ^a	60		
GUA.	27	164	700	23	30	53	11	6	6	111		
NIC.	48	68	560	12	51	34	9	5	5	34		
Group 2												
EL. SAL.	25	16	564	3	48	30	9	5	5	14		
HON.	12	30	391	8	55	33	14	8	8	3		
PER.	423	94	1,018	9	174 ^a	94 ^a	17	7 ^a	7 ^a	0		
Group 3												
CHILE	278	156	1,911	(-)	412 ^a	292 ^a	22	8 ^a	8 ^a	448		
C. R.	51	3	666	(-)	38	24	6	4	4	27		
PAN.	135	93	822	(-)	271	183	33	18	18	276		
PAR.	116	59	197	(-)	35	29	18	5	5	88		
URU.	156	65	487	(-)	141	96	29	16	16	161		

Sources: Service on External Debt in from IDB (1979) *External Public Debt of the Latin American Countries*, International Economics Section (Washington, April) other data from IMF (1978) *International Financial Statistics* (various pages).
except: a: estimates from CEPAL (1975) p. 90-91.

This classification system must only be taken as a rough approximation of relative degree of difficulty that countries were likely to have had adjusting to 1974 oil related problems. The increase in petroleum import cost 1973-74 (column F) is simply the difference in the import expenditures in each year. Clearly some change in petroleum imports would have occurred in any event since as countries grow their petroleum imports increase as well. Thus, Column F overstates the increase in petroleum costs due to increased prices. Also, while we have made our classification on the basis of net reserves relative to increased petroleum imports, (Column I) we do not mean to imply that use of reserves is the way in which extra petroleum expense will actually be covered. Export expansion and/or loans surely could be used to meet the extra expense. But these factors vary widely across countries and thus we have used column I to indicate how adequately countries could have borne the increased energy costs on the assumption that nothing else changed.

In group 1, Guatemala held high reserves relative to her imports (Column E) and total imports contained a fairly low proportion of petroleum. (Columns G; H). The Dominican Republic began 1974 with relatively low reserves, but was the only country where petroleum imports declined. These two countries were probably in the best position in oil-importing Latin America to withstand the oil price increase. Argentina and Nicaragua began 1974 with relatively low net reserves (Col. E) but since in both cases petroleum imports were not large relative to total imports, reserves should have been adequate for adjustment.

Brazil presents a unique problem among group 1 countries. The country's petroleum imports were 23% of the total in 1974, but since she entered 1974 with immense reserves, adjustment should not have been overly difficult. However, given the extremely high reserves and the heavy dependence upon imported oil, Brazil was in a most uncomfortable position. Reduction in reserves to more "normal" levels or further oil price rises could easily create for Brazil a situation which would be very difficult to manage. Of the countries in group 1 therefore, Brazil was under the most pressure to obtain longer-run financing, expand exports and to cut down upon the proportion of petroleum imports.

In group 2, Honduras and Peru each have oil imports as a proportion of total imports, higher than any countries in Group 1 except Brazil. In both cases, the increased oil import burden would have

reduced net reserves to about zero if reserves were to be relied upon for adjustment. Some of Peru's problems do not show up in table 2. At the end of 1973, Peru's reserves were at a relatively high level for that country. Part of this reserve build up had come from increased borrowing. Thus, Peru's ability to finance oil cost increases out of reserves depended upon a situation which may have been temporary. Reserves could have been expected to fall even without the energy price increase, and increased debt service would reduce net reserves even further. There had already been a large jump in Peru's debt service payments between 1972 and 1973*. El Salvador and Honduras meanwhile held reserves which were not the result of heavy borrowing. Thus, of the three countries in group 2, Peru's position was probably most precarious.

Group 3 is composed of five countries whose holding of reserves were inadequate to meet 1974 debt service, let alone contribute to adjustment required by the energy crisis. In addition all countries in this group, with the exception of Costa Rica, have among the highest ratios of petroleum imports to total imports found in Latin America. Thus, Costa Rica had the best possibility of leaving group 3. The others were faced with the need to expand borrowing very fast, or suffer the consequences of economic contractions.

In an attempt to evaluate how countries have fared since 1973, and to judge them on terms similar to those used in table 2, we have constructed table 3 which contains similar data for 1977. The net reserve import relationship in column E is of special interest, because it tells us something about each country's 1977 ability to withstand disturbances to the balance of payments similar to those occurring in 1973-74. A higher percentage indicates greater ability to handle such disequilibrium.

Eight countries have improved their net reserves to import relationship and all but three have decreased the ratio of oil imports to total imports. Paraguay, Honduras, El Salvador and Guatemala seem to have been most successful in building reserves despite high petroleum cost. In Paraguay's case reserves have been built up and the proportion of petroleum has been reduced from 18% to 9%. Uruguay too has improved its reserve position, but as we will see below this has not been without costs. Argentina has greatly improved her reserve position but then she began with adequate reserves and a fairly low

*From 15.8% of Exports to 29.6%.

petroleum to import relationship. Given their initial positions the Dominican Republic, Costa Rica and Nicaragua seem to have adequately managed reserves, though problems since 1977 have plagued the latter.

Reserve problems do not appear to be adequately solved for Chile, Panama, Peru and Brazil. The first two continued to be unable to build reserves greater than debt service. Problems signaled above for Peru caused that country's position to deteriorate considerably by 1977. Debt built up before 1973 began to play an increasingly negative role in Peru's attempts at balance of payments adjustment and sharp devaluations of the Sol, while slowing some imports, have not been able to close Peru's trade gap.

Brazil's position has probably deteriorated more than most, especially given its status in 1973. Reserves relative to imports are still high (28%) but are much below 1973 levels. Furthermore debt service has about tripled. Of all countries only Brazil experienced an increase in the ratio of oil imports to total imports (from 23% in 1974 to 32% in 1977).

Reserves simply reflect each country's ability to withstand abrupt shocks to the balance of payments. It is possible that reserves are built up through borrowing which implies a future adjustment problem. Furthermore, as part of a slightly longer-run adjustment maneuver we anticipate that countries will borrow to finance any extraordinary imbalance imposed by the oil cost increase. We therefore turn to table 4 to determine whether the reserve positions examined above came only at a cost in terms of debt accumulation or, whether there were simultaneous structural changes that allow both reserve improvement *and* imply no greater debt burden.

Debt service ratios of 1960 and 1970 are included in table 4, to show that some countries are now in a stronger debt service position than at the beginning of this decade, or even ten years before. Argentina, Brazil, Peru and Chile have been the heaviest borrowers of the region, but more recently have been joined by Uruguay and Panama. Among group 1 countries, with the big exception of Brazil, debt service ratios were lower or about the same as they were in 1973, and even 1970. Brazil's problem comes about not only because of heavy debt accumulations but by a lag in export proceeds beginning in 1977. Exports expanded by only about 4% 1977-78. In the 1974-76 period the debt service to export ratio ranged between 13 and 15.1%.

Table 3
RESERVES, DEBT SERVICE AND IMPORTS, 1977

	A	B	C	D	E	F	G
	International Reserves end 1977	Service on Ext. Debt. 1977	Net Reserves (A-B)	Imports 1977	Reserve Import Relationship C (-)% D	Petro Imports 1977	Petro Imports as % total
<i>Group 1</i>							
ARGENTINA	3,154	1,004	2,150	4,161	52	338	8
BRASIL	7,192	3,414	3,778	13,257	28	4,201	32
D. R.	180	64	116	992	12	u	
GUATEMALA	669	18	651	1,083	60	u	
NICARAGUA	148	91	57	720	8	78	11
<i>Group 2</i>							
EL SALVADOR	211	37	174	947	18	86	9
HONDURAS	180	41	139	581	24	52	9
PERU	379	652	- 273	892	(-)	u	
<i>Group 3</i>							
CHILE	427	852	- 425	2,414	(-)	u	
COSTA RICA	190	86	104	1,021	10	40	4
PANAMA	71	168	- 97	861	(-)	255	30
PARAGUAY	268	26	242	302	80	27	9
URUGUAY	307	243	64	730	9	186	25

Sources: Same as Table 2.
u = data unavailable.

DESARROLLO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA Y LA ECONOMÍA MUNDIAL

Table 4

DEBT SERVICE AS % OF EXPORTS, VARIOUS YEARS

	<u>1960</u>	<u>1970</u>	<u>1973</u>	<u>1977</u>
<i>Group 1</i>				
ARGENTINA	20.5	21.7	17.9	15.3
BRASIL	38.7	14.3	13.2	25.8
D. R.	—	6.2	5.7	7.0
GUATEMALA	1.5	7.4	3.6	1.3
NICARAGUA	3.8	10.6	19.1	12.4
<i>Group 2</i>				
EL SALVADOR	2.6	3.5	5.3	3.5
HONDURAS	2.8	3.0	3.7	7.2
PERU	10.5	11.7	29.6	30.5
<i>Group 3</i>				
CHILE	14.2	19.2	10.9	32.6
C. R.	4.8	10.0	10.3	9.0
PANAMA	1.6	7.6	16.8	19.1
PARAGUAY	6.8	11.2	10.0	6.4
URUGUAY	5.8	21.7	22.9	27.9

Source: I.D.B. (1979).

Table 5

REAL RATES OF GROWTH: GDP AND EXPORTS

	<u>GDP</u>		<u>Exports</u>	
	<u>1963-73</u>	<u>1974-77</u>	<u>1973-74</u>	<u>1974-77</u>
<i>Group 1</i>				
ARG.	4.1	— 0.2	9.1	5.9
BRA.	7.7	6.4	17.1	7.9
D. R.	6.3	5.3	33.1	— 0.1
GUAT.	5.7	5.9	20.1	19.9
NIC.	4.8	5.4	26.1	11.9
<i>Group 2</i>				
EL S.	5.2	4.9	18.1	22.9
HON.	5.0	4.3	2.1	12.9
PER.	5.1	1.7	0.1	— 13.2
<i>Group 3</i>				
CH.	3.2	0.0	90.1	— 11.1
C. R.	7.1	5.5	7.1	19.9
PAN.	7.4	0.4	42.1	— 1.1
PAR.	4.8	8.1	23.1	10.9
URU.	1.1	3.3	8.1	9.9

Source: IMF International Financial Statistics (Sept. 79).

In group 2, El Salvador was bearing no greater debt service burden in 1977 than in 1970. While debt service increased somewhat in Honduras by 1977, the ratio of debt service to exports remains low. The problem country is Peru, where the debt service burden was more than 2,5 times its 1970 level. But, we must note that Peru's debt service burden increased *before* the major oil price hikes, and has remained high, and at about the same level throughout the 1973-77 period.

Chile is the country of primary concern in group 3, since debt service tripled in the 1973-77 period. Panama and Uruguay both carried relatively high debt service in 1977, but in each case the increases since 1973 were moderate and in the Uruguayan case, a high debt service burden can be traced back to at least 1970.

The region's poorest performers on economic growth during the 1973-77 period, were Argentina, Chile, Peru and Panama. Data are shown in table 5, where growth in GDP and exports are adjusted for price changes. In each of these cases, the economies concerned were rather stagnant, but in the rest of the region, countries continued to grow at rates which were either above their average for the preceding decade (4 cases) or where declines were evident, they were to levels high historically for developing countries. Excepting the countries mentioned the region grew at an (unweighted) average rate of 5.5%.

Sustained growth through the 1970's, despite petroleum price problems has been noted by Massad (1979) with the additional observation that non-petroleum exporting Latin American countries grew considerably faster than the OECD countries as a group. This fact presents the greatest problem in assessing the impact of increased petroleum prices on developing countries. It is well known that the business cycle in LDCs follows that in DCs (see for example Hargreaves-Heap 1979). The world-wide recession of 1974-75, should have been expected to affect negatively, incomes in LDCs, since demand for the latter's exports depend upon income levels in advanced countries. To continue to grow, while the developed world contracts, implies for LDC's a great need to import capital and to be particularly aggressive in export expansion*. The problem is compounded by the sudden price increase of any import commodity whose price elasticity of demand is low and which is a large share of total trade, such as petroleum.

*Under the circumstances one might better say to prevent export contraction.

Even without petroleum price increases we should have expected income and export growth rates to dip in 1974-75.

Table 5 shows that while export growth dropped in 1974-77, in most cases it dropped from very high, to moderate levels. Immediately prior to 1974, exports of most Latin American countries were growing very rapidly. All countries experience a drop in exports in 1974-77, compared to 1973-74, except the Central American countries and Uruguay. Despite declines in export growth rates, Paraguay, Nicaragua and Brazil continue to turn in strong export performance. Only in the Dominican Republic, Panama, Chile and Peru were exports sharply curtailed in 1974-77. In the latter two countries, the tendency for exports to fall is distorted by extraordinary copper prices in 1974. Those record prices came after very depressed prices in 1973, and therefore "artificially" raise 1974 exports as a point of reference.

Argentina's growth rate (approximately zero) in the 1974-77 period would normally have made adjustment to oil price increases difficult, but her petroleum imports are a relatively small part of total imports, and she has successfully reduced that proportion further between 1974 and 1977. In addition Argentina's rate of export expansion (5.9%) has been adequate to prevent the balance of payments from deteriorating and to reduce the debt service burden. Uruguay is in a sensitive position in having some of the highest oil dependency in the region (25% of imports in 1977). Nevertheless, this does not seem to have been overly burdensome, since both the growth rate in GDP and in exports have been increased. Negative reserves of 1974 had become positive in 1977, despite the oil price increases and this appears attributable to the vigorous export growth and an ability to borrow. Despite borrowing, Uruguay's debt service burden increased only slightly over its traditionally high level already existing in 1973.

On the basis of the data presented here, it must be said that most oil-importing Latin American economies have performed quite well given the balance of payments strain of increased oil prices and recession in the developed world. In general growth has been sustained, on a base of expanding exports, without extraordinary debt accumulation**. CEPAL (1979) indicates that exports and imports for non-oil exporting Latin American countries*** have increased at about the

**For more on the assessment of the debt situation see Smith 1979.

***CEPAL's definition of non-oil-exporting countries includes countries in addition to those examined here.

same rate (exports: 20.9%; imports: 20.2%, unweighted yearly averages) since 1972, despite the large import jump in 1974 due to oil price increases. Since 1975, exports have expanded by 12.8% per year, and imports by only 5.3%. Unfortunately, there are several countries that have not fared well. Peru, Chile and Panama have been singled out as poor performers on reserve management, growth and export performance. Brazil has shown some signs of a weakening position. They merit closer attention.

The problems of Chile and Peru predate the "energy crisis". Chile ended 1973, basically bankrupt. Public debt service could not be maintained requiring a major debt "rescheduling" at that time. Inflation was running at over 300% per year despite the GDP reductions that had taken place in 1972 and 1973*. The large borrowings and recessionary conditions characterizing almost the entire 1974-77 period are well known to be associated with the public austerity program of those years. These conditions probably would have occurred in any event no matter what happened to petroleum prices.

Peru's difficulties were also evident before oil price increases in late 1973. Large public investment programs began in about 1970. Unfortunately, tax revenues lagged far behind expenditures, and public enterprises produced financial losses rather than the profits projected. Thus, by 1972 Peru was forced to borrow heavily, and turned to private foreign banks to cover the fiscal deficit. Private international banks willingly entered Peru since oil had been discovered there in 1971, and projections of a new "Saudi Arabia" were being offered. In a way one might say that Peru was mortgaged on the basis of petroleum reserves, which never materialized. By 1974 the current account deficit was running at about 40% of exports, but this deficit was masked by capital inflows which were large enough to turn an overall balance of payments surplus (on an official settlements basis). This was compounded by very poor export performance** and vastly

*Ironically Chile may have been helped by the OPEC activities of late 1973. Many raw materials purchasers anticipated that other "OPECs" would be formed among raw materials exporting countries. Thus, in the rush to stockpile before prices rose, raw materials prices were bid up to record high levels. Copper prices rose so much that Chile's merchandise balance was positive in 1974 despite oil increases. (*Boletín*, Banco Central de Chile).

**As a percentage of GDP, exports of 1974 were only 50% of 1964 levels.

overvalued exchange rate*. By about 1975 it became clear to the Peruvian government and the international banking community that the country was badly overextended. Several abrupt stabilization programs occurred during 1976 and 1977. By 1978 Peru was being kept from bankruptcy by 45-90 day debt "rollovers" by private banks, restrictions had become very severe, and the civil disruptions since that time have been well recorded.

Brazilian attempts to grow at "miracle" rates of 10-11% proved to be sustainable only with heavy infusions of new capital. Borrowing the latter only becomes sustainable if exports expand rapidly and imports can be held somewhat in check. By 1972-73 Brazil showed a balance of payments surplus (on official settlements basis) despite a current account deficit, because of large inflows of foreign capital. Reserves climbed steadily because of new borrowing, and these acted as "backup" for new loans (Smith 1979). The potential increase in the money supply due to new reserves was only partly "sterilized" during 1973. By 1974 however, excess demand created by the expanding money supply burst forth, leading to a surge of import demand and a deterioration in Brazil's balance of payments. Thus, while oil imports increased by \$ 2,247 million between 1973 and 74, largely due to oil price increases, total imports expanded by \$ 7,169 million. The petroleum price hikes of that year certainly compounded Brazil's balance of payments problem but was by no means decisive. In Smith's (1979: 306) words "The importance of Petroleum in Brazil's current predicament is easily exaggerated". Preliminary analyses indicate that Brazil's problems of 1976-77 may have been temporary; in 1978 growth in GDP and exports were both up (CEPAL, 1979) though not to the earlier miracle rates.

Panama is one of the most oil dependent countries in the group. As a proportion of total imports oil ranged between 33% in 1974 and 30% in 1977. The country has borrowed somewhat in an attempt to cover its oil deficit but does not seem to have done so aggressively. Debt service increased only slightly between 1973 and 1977**. Exports have not grown, and in real purchasing power, declined slightly 1973-77. As one would expect when an increased balance of payments deficit is neither financed in the short run, nor closed by

*The Sol was pegged at 38.7 = \$ 1 through 1974. Thereafter it devalued rapidly to 196 = \$ 1 by 1978. (IMF, 1979).

**From about 17% of exports to 19%.

increased exports in the longer run, Panama's growth rate dropped from very high levels preceeding 1973 (7.4%) to only 0.4% 1974-77.

With the possible exception of Panama, in countries facing extraordinary difficulties in the 1974-77 period, problems can be traced to sources other than oil price increases. This is not to say that the latter are unimportant, for they surely make a bad situation worse. But most oil-importing countries of the region were able to adjust to petroleum price increases by active policies to sustain growth and exports expansion through the period, relying upon external finance when needed. In three of the "problem" countries, difficulties can be traced to mismanagement which was occurring in any event. Even countries which in 1974 could not have been considered in sound economic health (i.e. in group 3) were able to improve vastly their position. Costa Rica, Paraguay and Uruguay each ended 1977 in much better shape than they ended 1973, though Uruguay may have overly relied upon a "Brazilian" model and may expect "Brazilian" problem's in the future.

ADJUSTMENT-INTERNAL

The key to internal adjustment to high-priced petroleum is to maintain and improve upon economic efficiency. The internal sector cannot be easily separated from the international, since the expansion of exports and growth patterns examined above are dependent upon each country's ability to improve upon its competitive position vis-a-vis other countries. One must pay careful attention to each country's investment pattern and cost structure, as well as differences between labor productivity and/or inflation rates when compared to major trade partners (Cohen, 1978). These considerations are also of concern to oil exporters, since while oil may be produced cheaply, its opportunity cost in use is the world price.

Maintaining and improving upon economic efficiency requires making investments and reallocating resources to take into account new cost relationships. Relatively higher oil prices imply that investments in hydroelectric facilities or development of coal resources which were not efficient before 1973, may now be. The energy alternatives to petroleum are varied and their economic feasibility depends upon the economic and physical environment in which each country finds itself (see Mullen, 1978b). Some of the possibilities and the investments implied by them are discussed by Friedmann. (1976),

Berrie and Leslie (1978) and CEPAL (1975). Indeed many of the presentations at this conference deal with these alternatives and there is therefore little need to dwell on them here.

One point should be emphasized: energy efficiency and economic efficiency are not identical. No country's objective should be to save energy at all cost. It has become fashionable in some circles to concentrate on "net energy" analysis, substituting energy flows within an economy for monetary flows (Gilliland, 1975). Often, the point is missed that a monetary value attached to any given object reflects a variety of factors, both technological and social. Prices reflect the "value" of things because resources used in the production of one item can be reallocated to produce another. As social preferences for goods and services change, so do prices. This creates incentives for a reallocation of resources, such that the supply of more appreciated goods expands and that of less favored goods contracts.

Energy use in an economy reflects mainly technological relationships and not social tastes and preferences directly. We must clearly distinguish between the demand for energy *per se* and demand for things that energy can provide. For example, people demand transportation. This can vary in quality defined in terms of speed, comfort, etc. At given prices, consumers will demand specific amounts of transportation of given qualities and if prices change so do the amounts demanded. The energy *per se* that goes into the production of transportation is of no concern to the consumer; only the price for each quality level is relevant. It is technology which determines how the final product is produced. For this reason economists tend to find "energy balance" methodologies of little use in making economic decisions. (Loehr, 1976; Webb and Pearce, 1975).

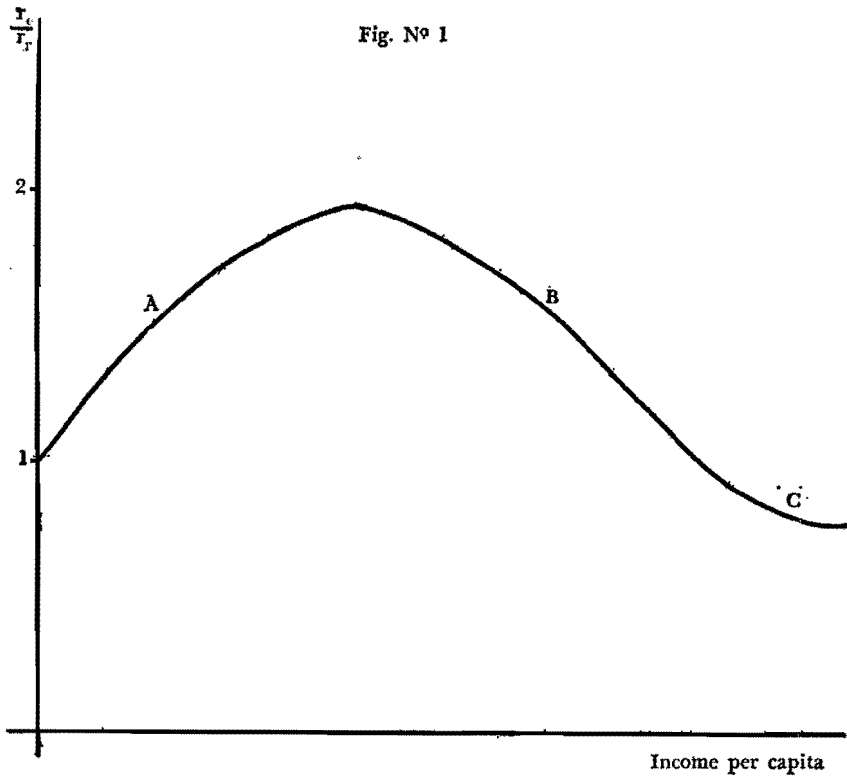
The differences between energy and economic efficiencies has been well illustrated in the case of the United States (Shurr and Darmstadter, 1976). Electricity is very energy inefficient in that many more energy units are burned up in electricity production than are available for end use. Electrification spread throughout the US primarily during the years 1920-50 but was accompanied by a decline in the rate of energy use relative to GDP. The reason of course is that the switch from primary energy use to electrical energy, improves upon economic efficiency by enough to more than offset the energy inefficiency of electrical generation. Thus, while it is not energy-efficient to produce electricity *per se* it is energy-efficient in terms of getting more economic output per unit of primary energy input.

Other examples abound. Increased fuel costs in 1973-74 caused sharp fertilizer price increases in 1974-75. Permanent shortages of fertilizer and the implied declines in food production were widely discussed. New fertilizer production capacity coming "on stream" during that same period however, expanded the supply and created enough excess capacity that world fertilizer prices in the late 1970's were not much different than in pre-energy-crisis days. (Loehr, 1979) Similarly, increased truck or even air transportation are not necessarily economically inefficient when compared to rail. The latter may be more energy efficient than the others in terms of energy used per ton-kilometer, but it is not flexible. If truck and air transport contribute to increased production efficiency because production is closer to sources of supply, or because time is saved, etc., they may indeed be more energy efficient in the same way that electricity use is.

Specific steps to increase both energy and economic efficiency must be formulated to fit the conditions of each country. Net energy analysis can be used as an aid in assessing projects, tax schemes or technological developments (Loehr 1976) but cannot be used as a comprehensive guide to steps which "should" be taken to deal with high priced petroleum.

Net energy analysis should not be substituted for considerations of economic efficiency, especially in developing countries at lowest levels of development. The least developed countries (LDCs) must still make the once-only transition from traditional agrarian societies to industrialized* ones. It has been observed that the rate of growth of energy consumption in poor countries is greater than rates of growth of national income and the reverse in developed countries. (Alnasrawi, this conference; Sankar 1975). The relationship is illustrated in figure 1. Countries at points like A, with low income, but trying to modernize their economies must make structural transformations which occur only once. These imply shifts from non-energy intensive activities (peasant agriculture) to those which are more energy intensive (industry). This transition in the United States occurred between about 1890 and 1920 (Darmstadter and Schurr, 1976). Countries like B are similar to most Latin American countries. They are no longer primarily traditional agricultural economies, but have shifted to increasingly efficient industrial bases. Services begin to become relatively more important, and by the time more developed

*We include "modern" agriculture in the term "industrialized".



r_e = rate of growth of energy consumption

r_y = rate of growth of per capita income

countries (MDCs) are considered, as at C, energy growth is increasing at about the same rate as per capita income.

Energy efficiency considerations should not prevent LDCs (at A) from making structural transformations that will bring them to points like B. The currently "intermediate" developed countries (IDC's), including most Latin American countries, have fortunately made it "over the lump" during a period of low priced energy. Doing the same will be much more difficult for today's LDC's who still face that transition.

DEVELOPMENT LEVELS AND DEVELOPMENT PROBLEMS

Adjustment to high priced energy will require different policies for countries at different development levels. Structural characteristics of

LDCs, IDCs and MDCs imply that growth rates of energy use for each may take on entirely different trend characteristics. Moreover, the possibilities for conservation in energy use, brought on by higher prices, are greater at higher development levels. Incentives to drive less, reduce heat and air conditioning and reduce wasted energy in industry, can only be effective if people already drive, heat and possess industry. Empirical studies, (Sankar, 1975; CEPAL, 1975) also indicate that increased oil prices have had a greater negative effect upon the terms of trade of LDCs than those of higher development levels.

We have also seen that each country's ability to adjust to the kinds of balance of payment problems implied by high priced energy, depends upon an ability to borrow and successfully manage to increase exports. In this regard the IDCs have a distinct advantage over LDCs. Their ability to borrow and manage debt has been demonstrated. IDCs industrial capacity and export capabilities are diversified and expanding. It has also been shown (Weintraub 1979; Baldwin and Murray, 1977) that the IDCs have benefited relatively more than LDCs from the world trade liberalization that has occurred within the framework of GATT and from the Generalized System of Tariff Preferences (GSP).

The only advantage that LDCs might have is that of the newcomer. They have not yet established a large capital stock, and as they do so they can take advantage of recent technological advances which increase both energy and economic efficiency. IDCs and MDCs are "locked into" a capital stock designed to produce at low marginal cost when energy was cheap. Just as an individual does not immediately scrap a large fuel-consuming automobile when the price of fuel rises, industries do not immediately incorporate the latest energy-efficient technology (though both wish they had had more foresight and flexibility). Newly industrializing countries, investing in capital stock for the first time, can choose the technology which is now most efficient, and after doing so may be able to compete quite favorably with currently more advanced countries. Unfortunately, balances of payments require adjustment in the short run and will not wait for newcomer advantages to be realized.

PROBLEMS FOR THE INTERNATIONAL ECONOMIC ORDER

As indicated above, long run adjustment to high priced energy requires export expansion. The key to this is borrowed capital (in the

short run, and internal investments recognizing changes in the international cost structure (long run). The international economic environment must therefore accommodate export expansion and be flexible enough to allow countries to manage their debt in an efficient manner. This latter is particularly important since many developing countries, particularly LDCs, are not experienced debt managers. They are also given the task of managing economies that are subject to a wide variety of shocks other than those implied by energy.

The latter half of the 1970's has also witnessed debate on a New International Economic Order (NIEO). Resolutions passed by the UN General Assembly in 1974 expressed a determination to bring changes in the international economic order that are more conducive to development. These measures have been almost unanimously supported by developing countries, and call for trade reform, debt rescheduling when needed, increased aid flows and other steps. Recently however cracks have begun to appear in the common position of developing countries and divisions seem to be taking place along lines of income level. For example at the 1979 Manila UNCTAD meeting, Brazil, Mexico and other IDCs made it clear that they wanted no part of debt rescheduling schemes, for fear that that would weaken their own future ability to borrow heavily when necessary. Discussions of price support for raw materials exports are also beginning to feel the frosty attitude of some IDCs, since they are becoming increasingly large importers of these goods.

The energy crisis added new fractures to the developing country bloc. First, IDCs can obtain loans on better terms than LDCs. The latter also find a given debt burden more of a "burden" since they face a greater degree of uncertainty and instability in their economies. By increasing the need for loans, oil price increases have helped demonstrate that a sound credit rating is something of great value when faced with a need for short term, flexible financing. LDCs feel that an appeal for general debt relief will weaken their ability to secure new loans, but will do nothing to ensure that new "crises", requiring their support from demands for debt relief, but are becoming openly hostile to the idea.

In the area of trade reform too, IDCs are finding that the old international economic order has not served them too badly. Analyses have shown that earlier steps to gain preferences for their exports in MDCs, systems of trade preferences or measures to increase (not just realization occurring within the GATT framework. (Balasa, 1978; Baldwin

and Murray 1977) When one looks at export growth in countries of different development levels, it is clear that the main developing country beneficiaries of the economic order of the 1960's and 70's have been countries of the intermediate income range. It has also become clear that export expansion is dependent upon continued economic prosperity in the MDCs. Thus, given an even greater need to expand exports in the late 1970's, the IDC's are finding it in their interests to support the old international economic order and to reject steps which could further depress MDC economies.

The so called "New Protectionism" in MDCs (Balassa, 1978; Helleiner, 1979) is particularly bothersome given a tendency to split developing countries into various interest groups. It tends to not only slow export growth, but is likely to be most bothersome to LDC's. The latter in most cases have not yet entered MDC markets, and so when MDCs take steps to limit imports, they have no current market share to cut back on. IDCs frequently already have some share of the market and may be forced to cut back. In the event of some market expansion the IDC's have the advantage of an already installed and sometimes excess capacity. Thus, even potential competition among developing countries is limited and opportunities for LDCs to enter some markets becomes almost impossible.

A strategy aimed at alleviating the burdens of development, should now more than ever, distinguish between countries of different income levels. Some of the world's poorest countries have been hurt badly by increased energy prices (Sankar, 1975) and have few avenues of adjustment open to them. Higher income countries have been injured too, but possess much greater flexibility and ability to pursue adequate adjustment policies. Private capital markets have proven surprisingly flexible in financing oil deficits, but are not designed to accommodate countries at different income levels. Measures should be taken to help that market operate more efficiently so that it best serves the countries who are most able and may prefer private financing. (Friedmann, 1976).

Measures should be taken to keep developing country exports expanding. The means to do this is quite clearly through generalized tariff reductions and, perhaps most importantly, through reductions in non-tariff barriers in MDCs. Given the economic problems of the MDCs, systems of trade preferences or measures to increase (not just stabilize) raw materials will have little chance of success. In any event general trade liberalization has been shown to be of greater benefit

than trade preferences (Balassa 1978, Baldwin and Murray 1977) or measures to increase raw materials prices. Thus, developing countries should enter trade negotiations supporting the traditional objectives of across-the-board trade barrier reduction, but firmly place themselves behind reduction of non-tariff barriers. At this time MDCs are most interested in "orderly" changes and in avoiding inflation and stagnation. Demands for special preferences will fall on deaf ears.

Financing for the world's poorest countries should receive particular attention. Measures to obtain more aid from OPEC countries should be attempted (Cohen 1978). If OPEC channelled their surplus through the IMF or the World Bank, the financing of deficits of the developed countries may become less "automatic" but the funds could be more effectively channelled to countries in greatest difficulty and at lowest cost. Since the poorest countries are likely to spend any funds received back in developed countries, the automatic recycling of OPEC surpluses are being channelled to some deficit countries anyway, but through Eurocurrency markets. This guarantees that countries with the best credit ratings receive adjustment funds rather than those with greatest adjustment difficulties. For the world's poorest countries the IMF's Extended Financing Facility might be extended to help spread adjustment over a reasonable period of time and at reasonable rates.

Mechanisms for debt relief and rescheduling should be sought but only for "special" cases. Not every country needs or wants debt relief. Generalized debt relief, for all developing countries would be inefficient as a development tool in that it would give aid to countries which are most indebted, but they are also higher income countries. It is also not clear that oil-importing countries are in a worse debt position than before 1973. Most in fact are not (Smith, 1979). Those that are in trouble should have some mechanism available to them to reschedule. Rescheduling facilities could be set up as part of the operations of the IMF, since a need to reschedule is not likely to be the result of only petroleum trade imbalances. It is more likely to reflect a broader set of disequilibria, many of which are monetary and would fall within the purview of the IMF in any event.

SUMMARY

We have surveyed the adjustment problems of oil importing Latin American countries for the period covering the so-called energy crisis. For the most part those countries have not suffered from economic

contraction, and where they have, one can usually trace economic difficulties to non-energy-related factors. Given the coincidence of sharply increased energy prices and recession in developed countries, analysis of either factor separately is not possible. It is evident however that export expansion and economic growth, permitted most Latin American countries to avoid most problems that could have been related to oil-price hikes. This includes problems of increased indebtedness.

Oil price increases imply different adjustments for countries at different levels of development. Internal structural changes as well as balance of payment adjustments are likely to be most difficult for countries at the lowest income levels, despite currently low oil "dependency". To ensure that the poorest countries are not overly burdened, steps should be taken to channel OPEC surpluses to them and to establish a world trading system within which they can hope to expand exports. Countries at this level are inclined to face greater difficulties in adjusting to higher petroleum prices, and when those problems cannot be overcome without income contraction, debt relief and concessionary finance schemes should be made available. Oil price increases have surely hurt all oil-importing developing countries. For most this does not mean disaster, but it does require more careful management and an international environment which is flexible enough to accommodate the changes that developing countries must take to pursue reasonable development objectives.

BIBLIOGRAPHY

1. ALEXANDER, T. (1979) "Government Can Help More By Doing Less", *FORTUNE* (Sept. 24) 84-90.
2. BALDWIN, R. E. and MURRAY, T. (1977) MFN Tariff Reduction and LDC Benefits under GSP", *Economic Journal* 87:345 (March) 30-46.
3. BALASSA, B. (1978) "The 'New Protectionism' and the International Economy", *Journal of World Trade Law* 12:5 (Sept/Oct) 409-36.
4. BERRIE, T. W. and LESLIE, D. (1978) "Energy Policy in Developing Countries", *Energy Policy* 6:2 (June) 119-27.
5. BIRD, G. (1978) "The Choice Between Balance of Payments Adjustment and Financing", *Malayan Economic Review* 23:2 (Oct) 16-20.
6. CEPAL (1975) *América Latina y los Problemas Actuales de la Energía* (México: Fondo de Cultura Económica).
7. CEPAL (1979) "La evolución económica de América Latina en 1978", mimeograph, pp. 26.
8. COHEN, S. D. (1978) "Changes in the International Economy: Old Realities and New Myths", *Journal of World Trade Law* 12:4 (July/August) 273-87.

9. Friedmann, E. (1976) "Financing Energy in Developing Countries", *Energy Policy* 4:1 (March).
10. GILLILAND, M. (1975) "Energy Analysis and Public Policy", *Science* (Sept. 26) pp. 1051-56.
11. HAMMOUDEH, S. (1979) "The Future Oil Price Behavior of OPEC and Saudi Arabia", *Energy Economics* 1:3 (July) 156-66.
12. HARGREAVES-HEAP, S. P. (1979) "The Post-War International Business Cycle", *Journal of Economic Studies* 6:1 (May).
13. HELLEINER, G. K. (1979) "The New Industrial Protectionism and the Developing Countries", *Trade and Development* Nº 1 (Spring) 15-37.
14. INTERAMERICAN DEVELOPMENT BANK (1979) *External Public Debt of the Latin American Countries* IDB, Economic and Social Development Department, International Economic Section (Washington).
15. LAMBERTINI, A. (1976) "Energy Problems of the Non-OPEC Developing Countries 1974-80", *Finance and Development* 13:3 (Sept.).
16. LOEHR, W. (1976) "Public Policy and Energy Balance" *Journal of Energy and Development* 2:1 (Autumn) 132-47.
17. LOEHR, W. (1979) "Energy Scarcity and Rural Development: Aspects of the Green Revolution", paper presented at the Symposium on Mexico-U.S. Economic Relations, Universidad Autónoma Metropolitana Xochimilco, Mexico, D. F. (May 23-25) pp. 19.
18. MADIAN, A. L. (1979) "Oil is Still too Cheap", *Foreign Policy* Nº 35 (Summer) 170-79.
19. MASSAD, C. (1978) "Cartera de inversiones de los países exportadores de petróleo: Diversificación orientada hacia América Latina", *Estudios de Economía* Nº 12 (Segundo Semestre) 147-172.
20. MULLEN, J. W. (1978a) "World Oil Prices: Prospects and Implications for Energy Policy Makers in Latin America's Oil-Deficit Countries" *Cuadernos de la CEPAL* (Santiago).
21. MULLEN, J. W. (1978b) "Energy in Latin America: The Historical Record" *Cuadernos de la CEPAL* (Santiago).
22. NULTY, P. (1979) "Shale Oil Is Bracing for a Big Role", *FORTUNE* (sept. 24).
23. POLLACK (1979) "The Economic Consequence of the Energy Crisis" *FOREIGN AFFAIRS* 52:3 (April) 452-71.
24. SANKAR, T. L. (1975) "Domestic Adjustments to Higher Raw Materials and Energy Prices in Less Developed Countries" *American Journal of Agricultural Economics* 57:2 (May) 237-45.
25. SCHURR, S. H. and DARMSTADTER, J. (1976) "The Energy Connection" *Resources, Resources for the Future*, Nº 53 (Fall).
26. SMITH, G. W. (1979) "The External Debt Prospects of the Non-Oil-Exporting Developing Countries", in Cline, W. R. (ed.) *Policy Alternatives for a New International Economic Order* (N. Y.: Praeger) 287-329.
27. WEBB, M. and D. PEARSE (1975) "The Economics of Energy Analysis". *Energy Policy* 3:4 (December) 318-31.
28. WEINTRAUB, S. (1979) "The New International Economic Order: The Beneficiaries", *World Development* & 3, 247-58.

TOWARDS A LATIN AMERICAN ENERGY POLICY

Michael Nelson

Director División of Natural Resources and Environment, CEPAL

In this discussion I would like to touch upon a few aspects of a regional approach to energy policy in Latin America. A recurring theme in this seminar has been, what policies can countries adopt—particularly oil-deficit countries—to counter or absorb adverse effects arising from changes in the world energy market? Professor Claro raised the issue of energy independence at the national level. These two aspects provide a definition of a regional approach, i.e.:

- regional self-sufficiency in energy where preference is given to Latin American countries in the export or import of the various energy sources;
- action as a bloc in dealing with the rest of the world through UNCTAD, the New International Economic Order or other forums.

Without offering a defense of national and regional self-sufficiency in energy, I will offer some ideas on the resource base for such self-sufficiency, and on the institutions which, at a regional and international level, may develop the necessary political dialogue or undertake or support research and development (R & D) in the energy field.

ENERGY PRODUCTION AND CONSUMPTION IN LATIN AMERICA 1975/76

<i>Energy Source</i>	<i>Energy (million tons petroleum equivalent)</i>		
	<i>Production</i>	<i>Consumption</i>	<i>Difference</i>
Coal	9	11	— 2
Petroleum	228	134	+ 94
Gas	80	34	+ 46
Hydroelectricity	40	40	—
Fuel wood	41	41	—
Total	398	260	+138

Source: J. W. Mullen, "Energy in Latin America: the Historical Record and future perspectives", CEPAL *Cuadernos*, Santiago, 1978.

A look at the statistics suggests that Latin American is in comfortable position in terms of energy self-sufficiency. Estimates for 1975/6 indicate that, with the exception of a small deficit in coal, the region is a net exporter of energy with production 35% in excess of consumption.

The situation with respect to reserves is encouraging. Using reserve estimates from the mid seventies and assuming constant consumption at the 1976 level, petroleum and gas reserves would last 40-50 years, coal and fuel wood for hundreds of years, i.e. beyond any relevant time horizon for planning, and hydroelectric capacity could be expanded 20 to 30 times. While reserve estimates may change drastically and consumption levels will undoubtedly rise, these figures indicate that if some sort of regional supply policy were adopted, Latin America has both a sufficiency and diversity of energy resources to dispell major anxiety on the supply side for a considerable period.

In considering mechanisms by which a regional policy might be evolved, there are close to 20 regional or sub-regional agencies concerned with some aspect of energy planning, production, distribution and consumption. Some are specialized trade associations such as ARPEL and CIER, other are involved in financing such as the IDB, yet others are concerned with trade such as the Pacto Andino and SELA. To-date OLADE has focused principally on the politics of energy. CEPAL's concern is with the economics of energy within the context of development in Latin America. These seven agencies, and about a dozen other, show widely differing structures and objectives but they offer a point of departure in efforts to evolve a concerted regional approach on energy.

There are three obvious areas for cooperation within the region, within sub-regions, or between groupings of countries which face common problems.

The first was mentioned by Mr. del Canto — the joint development of hydroelectricity and regional inter-connections for electric transmission. There could also be vertical integration in energy processing and distribution across national boundaries. The second is international cooperation which would facilitate:

- flow of information on prices, production technology and management;
- development of national human resources capably evaluating new energy technologies, adapting existing or new technology to local

situations, developing indigenous technology and managing the production, transport and distribution of energy.

The third area is collaboration between energy deficient countries to gain economies of scale or market, power, through:

- joint purchasing to improve their negotiating position with suppliers;
- formation of consortia between state energy enterprises and international companies for exploration and development of energy sources within or outside the region.

In considering the possibility of an international institution for R & D in energy, Mr. Zarb has fully covered the issues pro and con. I will deal here with three possible forms for such an institution which may warrant examination in reaching a decision on how to proceed. Turning first to the United Nations system (excluding the IMF and World Bank) there are a variety of agencies which undertake or finance R & D in energy such as the UNDP, International Atomic Energy Agency, UNIDO, and the regional economic commissions. For example energy research at CEPAL has a double focus. First, it concentrates on energy matters from the point of view of their relevance to economic growth and social change. Second, it stresses energy sector planning within the broader context of national economic and social planning. Thus, energy is an integral part of CEPAL's general programme of research focusing on planning and development in the region.

The areas discussed within the UN for internationally coordinated work in the energy field cover ten primary topics new and renewable energy sources, projection of global supply and demand, energy allocation in emergency, stockpiling, control of transnational corporations, energy statistics, training, environmental issues, transfer of energy technology and consumer-producer dialogue. The question arises of if, and how, these various activities should be integrated, augmented or refocused to better serve the interests of member countries.

Another institutional model is offered by the International Institute of Systems Analysis (IIASA) which was formed under agreement between national scientific organizations of 15 countries from both East and West. In the case of energy an institution may be funded by a contribution of exporter and importer countries. This would represent

a North-South variation on the IASA-type of joint venture. A third model is that of the international consortium of national and international funding agencies (the Committee on International Agricultural Research) which support almost a dozen agricultural research centres around the world.

In review, it is axiomatic that all countries will try to take steps to protect those interests which may be threatened or enhanced by changes in energy markets, technologies affecting the supply costs of substitute energy sources, or consumption patterns. In pursuing this self-interest there would appear to be good reasons for Latin American countries to examine: a) the viability of regional self-sufficiency and the benefits which may derive from regional cooperation; and b) if such benefits are established, what institutional vehicles might be required.

RECONOCIMIENTOS

El Instituto de Estudios Internacionales de la Universidad de Chile agradece el apoyo a la realización del Seminario sobre "Los Factores Internacionales del Desarrollo Energético" otorgado por las siguientes entidades:

- Comisión Nacional de Energía.
- Comisión Chilena de Energía Nuclear.
- Compañía de Petróleos de Chile (COPEC) S.A.
- ESSO Chile S.A. Petrolera.
- SHELL Chile S.A.

COLECCION ESTUDIOS INTERNACIONALES

La Colección de Estudios Internacionales reúne obras producidas o patrocinadas por el Instituto.

- Furtado, Celso. *La Economía Latinoamericana. Una síntesis de la conquista ibérica hasta la revolución cubana*. Santiago, Editorial Universitaria, 1969. 311 pp. (Agotado).
- Gittings, John. *El conflicto chino-soviético*. Santiago, Ediciones de la Universidad de Chile, 1967. 517 pp. (Agotado).
- Kaplán, Marcos. *Formación del Estado Nacional en América Latina*. Santiago, Editorial Universitaria, 1969. 320 pp. (Agotado).
- Sunkel, Osvaldo (ed.). *Integración política y económica: el proceso europeo y el problema latinoamericano*. Santiago, Editorial Universitaria, 1970. 436 pp. (Agotado).
- Véliz, Claudio (ed.). *El conformismo en América Latina*. Santiago, Editorial Universitaria, 1970. 303 pp. (Agotado).
- Orrego Vicuña, Francisco (ed.). Chile: *The Balanced View. A recopilation of articles about the Allende years and after*. Santiago, Editorial Gabriela Mistral, 1975, 298 pp. us\$ 7.
- Orrego Vicuña, Francisco. *Los fondos marinos y oceánicos. Jurisdicción nacional y régimen internacional*. Santiago, Editorial Andrés Bello, 1976, 451 pp. (Solicitudes: Editorial Andrés Bello. Casilla 4256, Santiago).
- Díaz Albónico, Rodrigo (ed.). *El mar en seis dimensiones: científica, técnica, política, jurídica, histórica, estratégica. Estudios presentados al Seminario interdisciplinario sobre problemas marítimos*. Santiago, Editorial Universitaria, 1976, 115 pp. us\$ 6.
- Orrego Vicuña, Francisco (ed.). *Preservación del medio ambiente marino. Estudios presentados al Seminario Internacional sobre preservación del medio ambiente marino*. Santiago, Editorial Universidad Técnica del Estado, 1976. 353 pp. us\$ 7.
- García Amador, F. *América Latina y el Derecho del Mar*. Santiago, Editorial Universitaria, 1976. 200 pp. us\$ 7.
- Orrego Vicuña, Francisco (ed.). *Ciencia y Tecnología en la Cuenca del Pacífico*. Ediciones del Instituto de Estudios Internacionales, 1977. us\$ 8.
- Sánchez González, Walter (ed.). *Panorama de la política mundial contemporánea*. Santiago, Editorial Universitaria, 1977. us\$ 10.
- Orrego Vicuña, Francisco (ed.). *Política Oceánica*. Santiago, Editorial Universitaria, 1978. us\$ 10.
- Díaz Albónico, Rodrigo (ed.). *Nuevas Perspectivas de la Integración Latinoamericana. Vol. I. Estabilidad y flexibilidad en el ordenamiento jurídico de ALALC y Pacto Andino*. Editorial Universitaria. Santiago, 1978. us\$ 8.

COLECCIÓN ESTUDIOS INTERNACIONALES

- Garrido Rojas, José (ed.). *Nuevas Perspectivas de la Integración Latinoamericana*. Vol. II. *La agricultura en la integración latinoamericana*. Editorial Universitaria. 1978. us\$ 8.
- Barros Charlín, Raymundo (ed.). *Nuevas Perspectivas de la Integración Latinoamericana*. Vol. III. *La industria en la integración latinoamericana*. Editorial Universitaria, 1978. us\$ 8.
- Barros Ch., Raymundo (ed.). *Nuevas Perspectivas de la Integración Latinoamericana*. Vol. IV. *El momento actual de la cooperación y la integración económica en América Latina*. Editorial Universitaria, 1978. us\$ 10.
- Orrego Vicuña, Francisco y Salinas Araya, Augusto (eds.). *El Desarrollo de la Antártica*. Editorial Universitaria. 1978. us\$ 10.
- Díaz Albónico, Rodrigo (ed.). *Antecedentes, Balance y Perspectivas del Sistema Interamericano*. Editorial Universitaria, 1978. us\$ 10.
- Orrego Vicuña, Francisco (ed.). *La escasez mundial de alimentos y materias primas*. Editorial Universitaria, 1978 us\$ 10.
- Arana Espina, Patricio y Echeverría Duco, Gloria (eds.). *Las islas oceánicas de Chile*. Ediciones del Instituto de Estudios Internacionales. Tres volúmenes. 1978. us\$ 20.
- CEPAL — Instituto de Estudios Internacionales: *Economía de los Océanos*. 2 Vol. 1978. us\$ 5.
- Infante, María Teresa e Irigoín, Jeannette (eds.). *Problemas contemporáneos de la actividad aeronáutica y espacial*. Editorial Universitaria, 1978. us\$ 10.
- Sánchez González, Walter y Pereira Larráin, Teresa (eds.). *Ciento cincuenta años de política exterior chilena*. Editorial Universitaria. 1979. us\$ 12.
- Sánchez González, Walter (ed.). *La Revolución Norteamericana*. Editorial Universitaria. 1979. us\$ 10.
- Orrego Vicuña, Francisco (ed.). *América Latina: Clase Media de las Naciones*. Editorial Universitaria. 1979. us\$ 10.
- Armanet, Pilar (ed.). *La estrategia y práctica de las negociaciones internacionales*. us\$ 8.
- Orrego Vicuña, Francisco y Armanet, Pilar (eds.). *Las dimensiones internacionales de la política nuclear*. Editorial Universitaria. 1979. us\$ 10.
- Barros Charlín, Raymundo (ed.). *Prácticas restrictivas y discriminatorias en el Comercio Internacional*. Editorial Universitaria. 1979. us\$ 10.
- Sánchez González, Walter (ed.). *Derechos Humanos y Relaciones Internacionales*. Talleres Corporación. 1979. us\$ 8.
- Lagos Matus, Gustavo (ed.). *Las Relaciones entre América Latina, Estados Unidos y Europa Occidental*, Editorial Universitaria, 1980. us\$ 10.
- Sánchez González, Walter (ed.). *Relaciones entre países de América Latina*. Editorial Universitaria, 1980, us\$ 10.
- Barros Ch., Raymundo (ed.). *Reestructuración de ALALC*. Editorial Universitaria, 1980, us\$ 8.
- Bordeu S., Rebeca. *Acuerdos sobre productos básicos*.
- Muñoz V., Heraldo (ed.). *Los Factores Internacionales del Desarrollo Energético*.

THE HISTORY OF THE UNITED STATES

The history of the United States is a complex and multifaceted story that spans centuries. It begins with the early Native American civilizations, such as the Mayans, Aztecs, and Incas, who built sophisticated societies in the Americas. The arrival of European explorers in the late 15th and early 16th centuries marked the beginning of a new era of discovery and colonization. The Spanish, French, and British established colonies across the continent, each with its own unique culture and traditions. The American Revolution, which began in 1775, was a pivotal moment in the nation's history, leading to the birth of the United States as an independent country. The Constitution, drafted in 1787, established the framework for the federal government and the rights of the citizens. The 19th century was a period of rapid growth and expansion, with the discovery of gold in California and the westward migration of settlers. The Civil War, which lasted from 1861 to 1865, was a defining moment in the nation's history, as it resolved the issue of slavery and preserved the Union. The 20th century was a time of great change, with the rise of the industrial revolution, the two world wars, and the civil rights movement. The United States emerged as a superpower, playing a leading role in the world. Today, the United States continues to evolve and shape the future of the world.

