

# REVISTA ENERGETICA ENERGY MAGAZINE



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

BASES DE UN NUEVO ORDEN PARA EL DESARROLLO  
DEL SECTOR PETROLERO INTERNACIONAL

BASES FOR A NEW ORDER FOR DEVELOPMENT  
OF THE INTERNATIONAL PETROLEUM SECTOR

*OLADE: Permanent Secretariat*

HIDROLOGIA PARA PEQUEÑAS CENTRALES  
HIDROELECTRICAS

HYDROLOGY FOR SMALL HYDROPOWER STATIONS

*Gustavo Silva Medina*

GRUPOS GENERADORES PARA PEQUEÑAS  
CENTRALES HIDROELECTRICAS

GENERATING SETS FOR SMALL HYDROPOWER STATIONS

*Zulcy de Souza*

AÑO 10 No. 2 AGOSTO 1986

YEAR 10 No. 2 AUGUST 1986

The **Energy Magazine** is published once every four months by the Permanent Secretariat of the Latin American Energy Organization (OLADE).

The signed articles are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the official position of the Permanent Secretariat or of the Member Countries.

Articles, contributions, and correspondence concerning the **Energy Magazine** should be addressed to Ernesto Camacho, Editor, P.O. Box 6413 C.C.I., Quito, Ecuador.

#### **LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION**

**MARCIO NUNES  
EXECUTIVE SECRETARY**

**ERNESTO CAMACHO  
MASS MEDIA DIRECTOR**

**BARBARA SIPE  
TRANSLATOR**

La **Revista Energética** es publicada cuatrimestralmente por la Secretaría Permanente de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Los artículos firmados son de responsabilidad exclusiva de sus autores y no expresan, necesariamente, la posición oficial de la Secretaría Permanente o de los Países Miembros.

Artículos, contribuciones y correspondencia relativa a la **Revista Energética** deben ser enviados a Ernesto Camacho, Editor, Casilla de Correos 6413 C.C.I., Quito, Ecuador.

## **ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA**

MARCIO NUNES  
**SECRETARIO EJECUTIVO**

ERNESTO CAMACHO  
**DIRECTOR DE COMUNICACION SOCIAL**

BARBARA SIPE  
**TRADUCTORA**

# **REVISTA ENERGETICA**

## **ENERGY MAGAZINE**

Year 10, Number 2

August, 1986

May - June - July - August  
1986

|  |            |
|--|------------|
| EDITORIAL . . . . .  | <b>6</b>   |
| BASES FOR A NEW ORDER FOR<br>DEVELOPMENT OF THE<br>INTERNATIONAL PETROLEUM<br>SECTOR . . . . . | <b>8</b>   |
| HYDROLOGY FOR SMALL<br>HYDROPOWER STATIONS. . . . .  | <b>80</b>  |
| GENERATING SETS FOR SMALL<br>HYDROPOWER STATIONS. . . . .                                      | <b>110</b> |

# **REVISTA ENERGETICA**

## **ENERGY MAGAZINE**

Año 10, Número 2

Agosto, 1986

Mayo - Junio - Julio - Agosto  
1986

|   |            |
|---|------------|
| EDITORIAL .....   | <b>7</b>   |
| BASES DE UN NUEVO ORDEN PARA<br>EL DESARROLLO DEL SECTOR<br>PETROLERO INTERNACIONAL ..... | <b>9</b>   |
| HIDROLOGIA PARA PEQUEÑAS<br>CENTRALES HIDROELECTRICAS. ....                               | <b>81</b>  |
| GRUPOS GENERADORES PARA<br>PEQUEÑAS CENTRALES<br>HIDROELECTRICAS .....                    | <b>111</b> |

## EDITORIAL

With the sharp drop in oil prices at the beginning of 1986, world attention once again focused on this conventional energy resource. Due to the heavy blow which this phenomenon has dealt to the Latin American region, especially to its exporting countries, in April of this year the Permanent Secretariat of OLADE prepared a study on the current situation of the international petroleum sector and its repercussions. The text of that paper, with the respective charts, is reproduced in the present issue.

Meanwhile, with the so-called "energy crises" of the 1970s, awareness was created of the need to search for alternative solutions in the new and renewable sources. Since Latin America is a region endowed with abundant water resources, which are proportionately little utilized, OLADE has placed emphasis on the development of a program of small hydropower stations. Through a series of technical manuals and seminars, the Organization has fomented interest in this field and contributed to greater knowledge by professionals in the region in this regard. One example of such efforts was the Second Latin American Course on Design of Small Hydropower Stations, held in Bucaramanga, Colombia in October 1985, from which two articles have been selected for inclusion in the ENERGY MAGAZINE.

ERNESTO CAMACHO

## EDITORIAL

Con la brusca caída de los precios del petróleo a comienzos de 1986, la atención mundial nuevamente enfocó este recurso energético convencional. Debido al fuerte golpe que este fenómeno ha dado a la región latinoamericana, especialmente a sus países exportadores, en abril de este año la Secretaría Permanente de OLADE elaboró un estudio sobre la situación actual del sector petrolero internacional y las repercusiones de la misma. El texto de dicho trabajo, con los cuadros respectivos, están reproducidos en el presente número.

Por otro lado, a raíz de las denominadas "crisis energéticas" de los años setenta, se tomó conciencia de la necesidad de buscar alternativas de solución en las fuentes nuevas y renovables. Ya que América Latina es una región dotada de abundantes recursos hidráulicos, proporcionalmente poco utilizados, OLADE ha puesto énfasis en el desarrollo de un programa de pequeñas centrales hidroeléctricas. A través de una serie de manuales técnicos y seminarios, la Organización ha fomentado el interés en este campo y contribuido a dar a los profesionales de la región mayores conocimientos al respecto. Ejemplo de tales esfuerzos fue el Segundo Curso Latinoamericano de Diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas realizada en Bucaramanga, Colombia, en octubre de 1985, del cual han sido seleccionados dos artículos para su inclusión en la REVISTA ENERGETICA.

ERNESTO CAMACHO

BASES FOR A NEW ORDER FOR DEVELOPMENT  
OF THE INTERNATIONAL PETROLEUM SECTOR

OLADE\*

INTRODUCTION

As announced at a recent meeting of the OPEC, last December, international oil prices began their expected descent as of the first days of January 1986.

The official OPEC explanation has referred to a price war aimed at reaching a fair global agreement concerning production quotas, which would include even those exporting countries which are not members of the Organization. However, there are analysts who interpret this measure as a Saudi Arabian strategy supported by its neighbors in the Gulf region, and geared to those countries' recovery of their former prestige.

Although this drop in oil prices was expected by everyone, the levels and celerity with which the reductions have occurred seem to have gone beyond expectations.

For its part, Latin America now seems to be the region hardest hit by this phenomenon, which makes its effects felt particularly in the oil-exporting countries, whose loss in

---

\* Permanent Secretariat, April 1986.

BASES DE UN NUEVO ORDEN PARA EL DESARROLLO  
DEL SECTOR PETROLERO INTERNACIONAL

OLADE\*

INTRODUCCION

Como era esperado, ya que había sido anunciado en la reunión de la OPEP realizada en diciembre pasado, a partir de los primeros días de 1986 se inició un movimiento hacia la baja en los precios internacionales del petróleo.

A pesar de que la explicación oficial de la OPEP haya sido la de una guerra de precios con el objetivo de alcanzar un acuerdo global y justo sobre cuotas de producción, que incluso incluyese a los exportadores no miembros de la Organización, no faltan analistas que han interpretado tal medida como una estrategia de Arabia Saudita, apoyada por sus vecinos del Golfo, para recuperar su antiguo prestigio.

Sin embargo, aún a pesar de que este movimiento al descenso en los precios era esperado por todos, los niveles y la celeridad de las bajas que han experimentado éstos parecen haber superado la mayoría de las expectativas que se habían trazado en este sentido.

Por su parte, América Latina parece ser hoy la región más afectada por este fenómeno, el cual hace sentir sus efectos particularmente sobre sus países exportadores de petróleo, ya que

---

\* Secretaría Permanente, Abril 1986.

export revenues under this item further aggravates the already difficult situation which they must cope with for payment of their external debts.

#### BACKGROUND

In October 1973, when some of the Arab producers embargoed their oil shipments to several industrialized countries-- motivated on the one hand by the Western oil companies' refusal to accede to the exporting countries' demands for price adjustments, and on the other by North American support to Israel during the Six-Day War-- the international prices for this form of energy saw their first significant increase, going from US\$2.47 to US\$5.11 per barrel. 1/

Then, during a brief interlude, aspects related to oil production, consumption, international trade and reserves were analyzed. By 1976, however, the new level established for the price of oil (US\$11.58 per barrel) had been assimilated and accepted, worldwide, as fair.

Although the production, consumption and international trade of oil became stagnant, and even suffered a certain reversal between 1973 and 1975, starting in 1976 they began to recover and to grow.

By 1979, world production had already reached the level of 62.8 million barrels/day, which represented a 17.7% increase over 1975 and an average annual growth rate of 4.2% for the period. World consumption was on the order of 61.5 million barrels/day, representing a growth of 18.1% during the period, with an average rate of 4.3% annually. International trade rose to a volume of 41.7 million barrels/day, thus showing an increase of 18.0% during the period, with an annual average of 4.2%.

---

1/ In this case, as in those to follow, the price given refers to Arabian Light oil.

las pérdidas en sus ingresos de exportación por este concepto agravan la situación, de por sí ya difícil, que enfrentan para el pago de su deuda externa.

#### RETROSPECTIVA

En octubre de 1973, cuando algunos productores árabes embarcaron sus embarques de petróleo a varios países industrializados, motivados, por un lado, por la negativa de las empresas petroleras occidentales a acceder a las demandas de ajustes de precios hechas por los gobiernos de los países exportadores y, por otro, por el apoyo norteamericano a Israel durante la "guerra de los seis días", los precios internacionales de este energético experimentaron su primer aumento significativo, pasando de US\$2,47/barril a US\$5,11/barril 1/.

Después de un breve período de tiempo, durante el cual se analizaron los aspectos relacionados con la producción, consumo, comercio internacional y reservas de petróleo, para 1976 ya se había absorbido y aceptado internacionalmente como justo el nuevo nivel establecido para el precio del petróleo de US\$11,58/barril.

Si bien la producción, el consumo y el comercio internacional de petróleo se vieron estancados, e incluso experimentaron cierto retroceso entre 1973 y 1975, a partir de 1976 recobraron su importancia y volvieron a crecer.

Para 1979, la producción mundial ya había alcanzado un nivel de 62,8 millones de barriles/día, lo que representó un incremento de 17,7% con relación a 1975, y una tasa de crecimiento promedio anual de 4,2% para el período; el consumo mundial era de un orden de 61,5 millones de barriles/día, mostrando un incremento de 18,1% durante el período, representando 4,3% en promedio anual; y el comercio internacional alcanzó un volumen de 41,7 millones de barriles/día, experimentando un incremento de 18,0% durante el período, representando 4,2% en promedio anual.

---

1/ En este caso, como en todos los demás, el precio está referido al petróleo árabe ligero.

In 1979-1980, with the advent of the Islamic Revolution and as a result of the Iran-Iraq war, international oil prices increased once again, ending up at levels never before imagined.

Unlike what happened in 1973, when the price hikes had been accepted as just redress of the value of a non-renewable resource, most of the oil-importing countries reacted against the new price increases by adopting a series of energy policies oriented, among others, by the following basic guidelines:

- intensive and priority prospecting and production activities, geared to initiating and/or increasing national oil production;
- establishment of programs to increase energy consumption efficiency and, whenever possible, to increase the substitution of certain oil derivatives by other forms of energy;
- promotion of the maximum utilization of indigenous energy sources, in the search for greater autonomy; and
- import diversification, both in terms of supplying countries and energy products.

#### WORLD OIL PANORAMA

As a result of the application of the above-mentioned policies, the world petroleum sector underwent a series of alterations during the period 1979-1985; this led to a radical shift in the international market panorama during that time. Among the principal modifications, the following are worthy of mention:

- Oil production showed a 15.2% decline during the period, reaching a level of 53.3 million barrels/day.

En 1979-1980, con el advenimiento de la Revolución Islámica y como resultado de la guerra irano-iraquí, los precios internacionales del petróleo experimentaron un nuevo incremento, situándose en niveles nunca antes imaginados.

A diferencia de lo que sucedió en 1973, cuando el incremento de los precios se aceptó como una reivindicación justa del valor de un recurso no renovable, la mayoría de los países importadores de petróleo reaccionó ante los nuevos aumentos en los precios con la adopción de una serie de políticas energéticas orientadas, entre otros, por los siguientes lineamientos básicos:

- una acción intensa y prioritaria de prospección y producción, encaminada a iniciar y/o incrementar la producción nacional de petróleo;
- el establecimiento de programas de aumento de la eficiencia en el consumo energético, y de sustitución, siempre que fuese posible, de ciertos derivados del petróleo por otras formas de energía;
- la promoción de la máxima utilización de las fuentes autóctonas de energía, en la búsqueda de una mayor autonomía; y
- la diversificación de la importación, tanto por lo que respecta a los países abastecedores, como por lo que hace a los energéticos propiamente dichos.

#### PANORAMA PETROLERO MUNDIAL

Como resultado de la aplicación de las políticas anteriores, el sector petrolero mundial experimentó una serie de alteraciones durante el período 1979-1985 que condujeron a modificar radicalmente el panorama del mercado internacional durante ese lapso. Entre las principales modificaciones, merecen destacarse las siguientes:

- La producción de petróleo mostró un decrecimiento de 15,2% durante dicho período, situándose a un nivel de 53,3 millones de barriles/día. Dicho volumen de producción fue

That volume of production was the result of two movements in opposite directions: the decrease in production by the OPEC member countries (46.6%) and the increase in production by market-economy countries not members of the OPEC (24.4%) and by countries having centrally-planned economies (4.1%), as shown in Table 1 and Figures 1A and 1B.

Oil consumption showed a 7.7% decline between 1979 and 1985, reaching a level of 56.8 million barrels/day. That situation was the result of growth in the consumption of OPEC member countries (42.5%) and of a slight increase in the consumption of countries having centrally-planned economies (0.3%), alongside a decrease in the consumption of the market-economy countries not members of the OPEC (12.1%), as can be seen in Table 2 and Figures 2A and 2B.

International trade of oil and oil derivatives was curtailed significantly during the period (28.2%), reaching a level of 29.9 million barrels/day. Together with the drop in volume, during this period there was a change in the exporting countries' shares of the international market; the contribution of the OPEC member countries in such trade decreased by 50.2%, whereas that of the other countries having market economies grew by 25.8% and that of the countries having centrally-planned economies rose by 10.7%. (See Table 3 and Figures 3A and 3B.)

As for oil reserves, these showed a 17.7% increase, reaching a level of 743.6 billion barrels in 1984. In this respect, it is worthwhile to note that the reserves of the OPEC member countries, those of the other market-economy countries, and those of the countries having centrally-planned economies showed increases of 16.5%, 16.0%, and 26.6%, respectively, during the same period. (See Table 4 and Figure 4.)

obtenido a partir de dos movimientos en sentido opuesto: la reducción de la producción de los países miembros de la OPEP (46,6%) y el incremento de la producción de los países de economía de mercado no miembros de la OPEP (24,4%) y de los países de economía centralmente planificada (4,1%), tal como se muestra en la Tabla 1 y en los Gráficos 1A y 1B;

El consumo de petróleo mostró un decrecimiento de 7,7% entre 1979 y 1985, situándose en un nivel de 56,8 millones de barriles/día. Dicha situación fue resultado del crecimiento del consumo de los países miembros de la OPEP (42,5%) y de un ligero incremento del consumo de los países de economía centralmente planificada (03,3%), en combinación con la disminución del consumo de los países de economía de mercado no miembros de la OPEP (12,1%), tal como se observa en la Tabla 2 y en los Gráficos 2A y 2B;

El comercio internacional de petróleo y derivados experimentó una importante disminución durante dicho lapso (28,2%), situándose a un nivel de 29,9 millones de barriles/día. Junto con la disminución del volumen del petróleo y derivados comercializado en el mercado internacional, durante este período se procesó un cambio en la participación de los países exportadores dentro del mismo: la contribución de los países miembros de la OPEP a dicho comercio se vio reducida en 50,2%, mientras que la de los demás países de economía de mercado experimentó un crecimiento de 25,8% y la de los países de economía centralmente planificada se amplió en 10,7% (ver Tabla 3, y Gráficos 3A y 3B);

Por lo que hace a las reservas de petróleo, estas mostraron un incremento de 17,7%, situándose a un nivel de 743,6 mil millones de barriles en 1984. A este respecto debe señalarse que las reservas de los países miembros de la OPEP, las de los demás países de economía de mercado y las de los países de economía centralmente planificada mostraron incrementos de 16,5%, 16,0% y 26,6%, respectivamente, durante el mismo lapso (ver Tabla 4, y Gráfico 4); y

- By virtue of the changes mentioned above, during the period 1979-1984 the reserves/production ratio rose by 39.3%, reaching in 1984 a figure of 38.4 years.

#### CURRENT SITUATION

From the foregoing information, we can infer that the growth generated in idle capacity, which in 1985 reached a figure of approximately 25 million barrels/day, was a consequence of the increase in oil production capacity and of the constant decrease in the amount of oil consumption seen in the market-economy countries not members of the OPEC. This figure is larger than the one for the volume of oil marketed internationally that same year (on the order of 21 million barrels/day).

The OPEC member countries' dwindling portion of the oil market-- which from 29.5 million barrels/day in 1973 (73.7% of international trade) went to 14.4 million barrels/day in 1985 (48.1% of international trade)-- was further aggravated by the downward trend projected for that market. This situation obliged the OPEC member countries to reduce their prices dramatically, matching them to the new supply-and-demand picture, within the framework of a new strategy to guarantee a market share compatible with their reserves and production capacity.

If we consider the results already obtained by the policies applied by the oil-importing countries and pay attention to the statements made by energy-sector officials from several countries, it is not viable to expect that these measures are going to be suspended. This would lead us to believe that, unless an agreement on levels of production, prices and security of supply is reached, international trade of oil and oil derivatives will continue to show a progressive decline. This could result in a volume of some 26 million barrels/day by the end of the next decade (see Tables 6, 7 and 8 and Figures 6C, 6D, 7A, 7B, 8C and 8D), which would implicitly entail a further increase in

- En virtud de los cambios señalados, durante el período 1979-1984 la relación reservas/producción experimentó un crecimiento de 39,3%, situándose, en 1984, en 38,4 años.

#### SITUACION ACTUAL

De las informaciones anteriores, es posible inferir que, como consecuencia del aumento de la capacidad de producción y de la reducción del consumo de petróleo verificados en los países de economía de mercado no miembros de la OPEP, se generó, a nivel mundial, un crecimiento de la capacidad ociosa que alcanzó, para 1985, una magnitud aproximada a los 25 millones de barriles/día; cifra superior al volumen de petróleo comercializado internacionalmente en ese mismo año, que fue del orden de 21 millones de barriles/día.

Tal situación, asociada a la constante disminución de la parcela del mercado petrolero correspondiente a los países miembros de la OPEP, que de 29,5 millones de barriles/día en 1973 (73,7% del comercio internacional), se vio reducida a 14,4 millones de barriles/día en 1985 (48,1% del comercio internacional), y agravada, además, por la tendencia declinante que se proyecta para este mercado, obligó a los países miembros de la OPEP a reducir dramáticamente sus precios, adecuándolos a la nueva situación que conforman la oferta y la demanda, en el marco de una nueva estrategia para garantizar una parcela del mercado compatible con sus reservas y su capacidad de producción.

Por otro lado, si se observan los resultados ya obtenidos por las políticas aplicadas por los países importadores de petróleo, y si se atiende a las afirmaciones hechas por autoridades del sector energético de varios países, no es dable esperar que dichas políticas vayan a ser suspendidas, lo cual permite prever que, a menos que se consiga un acuerdo que incluya niveles de producción, precios y garantías de suministro, el comercio internacional de petróleo y derivados continuará mostrando una tendencia decreciente, que podría situar su volumen en alrededor de 26 millones de barriles/día hacia finales de la próxima década (ver Tablas 6, 7 y 8, y Gráficos 6C, 6D, 7A, 7B, 8C y 8D), movimiento que conllevará implicitamente a un mayor aumento de la capacidad

idle production capacity and a growing deterioration of international oil prices in real terms.

According to projections made by several analysts of the international oil market, no significant change is envisaged to modify the current trends of the oil market before the end of the present century. Instead, in light of the reluctance of some exporters to collaborate in market stabilization efforts, and as long as each country continues to believe that it can improve its position by defending its own particular interests by itself, estimates are that prices could even approach the levels prevailing in the early 1970's.

#### NEED FOR CONCERTATION BETWEEN EXPORTERS AND IMPORTERS

Given the sharp drop in the international price of oil, which in March reached US\$12.50 per barrel-- its lowest level since 1973, considering values in 1986 dollars (see Table 5 and Figure 5)-- it becomes imperative to establish a global agreement assuring stability in production levels, prices and supplies, as the only means of guaranteeing fair prices and suitable development of the international market for this form of energy.

In analyzing the reactions of the market to developments in the petroleum sector since 1973, it can be seen that the points which importing countries consider to be salient factors are security of supply and predictable price behavior in the medium and long terms. Once these two conditions have been fulfilled, thus permitting suitable planning of national economies, the aspect relative to the base price of the resource would not be so important, although it should remain within given margins.

Considering that the oil-exporting developing countries' share in the international trade of this energy product is on the order of 80%, the proposed agreement should, in a first instance, be worked out among these countries, whether they are members of the OPEC or not. In

ociosa de producción y a un deterioro creciente de los precios internacionales del petróleo en términos reales.

De acuerdo con proyecciones realizadas por diversos analistas del mercado petrolero internacional, no se vislumbra ningún cambio significativo que pudiera modificar las tendencias actuales del mercado petrolero hasta finales del presente siglo. Más bien, ante la renuencia de algunos grandes exportadores para colaborar en la estabilización del mercado, y mientras cada uno de ellos continúe creyendo que puede mejorar su posición defendiendo sólo sus intereses particulares, se ha llegado a estimar que los precios podrían incluso aproximarse a los niveles de principios de los años setenta.

#### NECESIDAD DE CONCERTACION ENTRE EXPORTADORES E IMPORTADORES

Ante la brusca caída del precio internacional del petróleo, que en marzo alcanzó US\$12,50/barril, su más bajo nivel desde 1973, considerando los valores en dólares de 1986 (ver Tabla 5, y Gráfico 5), se hace imprescindible el establecimiento de un acuerdo global que asegure la estabilidad de los niveles de producción, los precios y los suministros, como la única forma de garantizar un precio justo y un adecuado desarrollo del mercado internacional de este energético.

Analizando las reacciones del mercado frente a los hechos ocurridos en el sector petrolero desde 1973, se constata que los puntos considerados como primordiales por los países importadores son la garantía de suministro y el comportamiento previsible de los precios en el mediano y largo plazos. Una vez atendidas estas dos condiciones, las que permitirían una adecuada planificación de las economías nacionales, el aspecto relativo al precio base del recurso no sería tan importante, aunque debería mantenerse dentro de determinados márgenes.

Considerando que la participación de los países en desarrollo exportadores de petróleo en el comercio internacional de este energético es del orden del 80%, el acuerdo pretendido, en una primera instancia, debe ser buscado entre estos, sean o no miembros de la OPEP. En esta etapa, se deberían establecer compromi-

this stage, commitments should be made regarding production levels, prices and supplies, so as to allow international trade to flourish. The question of the part of the market now covered by the oil-exporting countries which have industrialized or centrally-planned economies should be left aside, owing to the expected lifetime of their reserves. (See Table 9 and Figure 9.)

If it should prove possible to reach a concerted formal agreement among the oil-exporting developing countries, through their head statesmen, it would be feasible to lay the groundwork for a new order for development of the international petroleum sector; and this would make it possible to guarantee an adequate flow of financial resources to the oil-exporting countries and to increase trade activities at the international level.

In a second stage, it would be necessary to arrive at an agreement with the oil-importing countries, concerning security of supply and terms of payment. With such guarantees, it should be possible for the oil-exporting developing countries to absorb the growth of the market in the medium term, and for the oil-importing countries to reduce their investment requirements in oil prospecting and production.

#### CONCLUSIONS

Should this type of agreement be reached, it would be possible to stabilize the price of a barrel of oil until 1990 and then, starting in that year, to increase it as a function of the loss of buying power of a basket of currencies to be established. Hence, it would not be unlikely or inconceivable that, contrary to current projections, there could be an increment in international oil trade, entailing volumes of around 31 and 36 million barrels/day for the years 1990 and 2000, respectively. (See Tables 6 and 8 and Figures 6A, 6B, 8A and 8B.)

sos sobre niveles de producción, precios y suministros, que posibiliten el crecimiento del comercio internacional, dejando de lado la cuestión de la parcela del mercado que hoy cubren los exportadores industrializados y de economías centralmente planificadas, en atención a la vida esperada de sus reservas (ver Tabla 9, y Gráfico 9).

De ser posible la concertación de un acuerdo formal entre esos países por parte de sus mas altos dignatarios, sería factible establecer las bases de un nuevo orden para el desarrollo del sector petrolero internacional, el cual permitiría garantizar un adecuado flujo de recursos financieros a los países exportadores de petróleo e incrementar las actividades comerciales a nivel internacional.

En una segunda etapa, habría que concertar con los países importadores de petróleo las garantías de suministro y las condiciones de pago. Con tales garantías se podría asegurar que los países en desarrollo exportadores de petróleo absorberían el crecimiento del mercado en el mediano plazo, y que los países importadores disminuirían sus requerimientos de inversión en prospección y producción de petróleo.

#### CONCLUSIONES

De lograr un acuerdo de este tipo, se podría estabilizar el precio del barril de petróleo hasta 1990 y, a partir de ese año, incrementarlo en función de la pérdida del poder adquisitivo de una canasta de divisas a establecerse; así, no estaría fuera de propósito prever, contrariamente a lo que ahora se proyecta, un incremento en el comercio internacional de petróleo y derivados que situaría su volumen en alrededor de 31 y 36 millones de barriles/día para los años 1990 y 2000, respectivamente (ver Tablas 6 y 8, y Gráficos 6A, 6B, 8A y 8B).

The timeframe within which it is possible to establish an agreement of this nature will influence the base price for oil, since it will be quite difficult for that price to be set at a level much higher than the one prevailing on the market. If we can manage to do this prior to the next boreal autumn, we would be demonstrating cohesion among the group of exporters, and in that case it would be feasible to foresee a base price close to US\$ 20.00 per barrel.

El plazo en el que se consiga establecer un acuerdo de esta naturaleza influenciará el precio base del petróleo, ya que será muy difícil que tal precio pueda situarse muy por arriba del que prevalezca en el mercado en ese momento. De lograrse antes del próximo otoño boreal, lo que demostraría cohesión dentro del grupo exportador, sería factible prever un precio base cercano a los US\$20,00/barril.

Table 1 - OIL PRODUCTION  
[10(6) bbl/day]

| YEAR | OPEC     |      | ME       |      | CPE      |      | TOTAL |
|------|----------|------|----------|------|----------|------|-------|
|      | Quantity | %    | Quantity | %    | Quantity | %    |       |
| 1964 | 12.98    | 46.2 | 10.22    | 36.4 | 4.88     | 17.4 | 28.08 |
| 1965 | 14.34    | 47.5 | 10.56    | 34.9 | 5.32     | 17.6 | 30.22 |
| 1966 | 15.77    | 48.0 | 11.25    | 34.3 | 5.81     | 17.7 | 32.83 |
| 1967 | 16.85    | 47.7 | 12.18    | 34.4 | 6.32     | 17.9 | 35.33 |
| 1968 | 18.79    | 48.7 | 13.09    | 34.0 | 6.69     | 17.3 | 38.57 |
| 1969 | 20.91    | 50.3 | 13.41    | 32.3 | 7.25     | 17.4 | 41.57 |
| 1970 | 23.41    | 51.2 | 14.50    | 31.7 | 7.81     | 17.1 | 45.72 |
| 1971 | 25.33    | 52.5 | 14.61    | 30.3 | 8.28     | 17.2 | 48.22 |
| 1972 | 27.09    | 53.3 | 14.86    | 29.2 | 8.90     | 17.5 | 50.85 |
| 1973 | 30.99    | 55.5 | 15.22    | 27.3 | 9.59     | 17.2 | 55.80 |
| 1974 | 30.73    | 54.8 | 14.74    | 26.3 | 10.62    | 18.9 | 56.09 |
| 1975 | 27.16    | 50.9 | 14.66    | 27.5 | 11.56    | 21.6 | 53.38 |
| 1976 | 30.74    | 53.1 | 14.62    | 25.3 | 12.52    | 21.6 | 57.88 |
| 1977 | 31.25    | 52.2 | 15.40    | 25.7 | 13.21    | 22.1 | 59.86 |
| 1978 | 29.81    | 49.4 | 16.70    | 27.6 | 13.89    | 23.0 | 60.40 |
| 1979 | 30.93    | 49.2 | 17.72    | 28.2 | 14.17    | 22.6 | 62.82 |
| 1980 | 26.88    | 44.9 | 18.36    | 30.7 | 14.59    | 24.4 | 59.83 |
| 1981 | 22.60    | 40.0 | 18.84    | 34.0 | 14.59    | 26.0 | 56.03 |
| 1982 | 18.99    | 35.3 | 20.09    | 37.4 | 14.66    | 27.3 | 53.74 |
| 1983 | 16.99    | 32.2 | 21.00    | 39.8 | 14.81    | 28.0 | 52.80 |
| 1984 | 16.33    | 30.7 | 21.97    | 41.4 | 14.82    | 27.9 | 53.12 |
| 1985 | 16.51    | 31.0 | 22.04    | 41.4 | 14.75    | 27.6 | 53.30 |

Note: OPEC = Members of the Organization of Petroleum Exporting Countries.

ME = Countries having market economies, not members of the OPEC.

CPE = Countries having centrally-planned economies.

Tabla 1 - PRODUCCION DE PETROLEO  
[10(6) bbl/dia]

| AÑO  | OPEP     |      | EM       |      | ECP      |      | TOTAL |
|------|----------|------|----------|------|----------|------|-------|
|      | Cantidad | %    | Cantidad | %    | Cantidad | %    |       |
| 1964 | 12,98    | 46,2 | 10,22    | 36,4 | 4,88     | 17,4 | 28,08 |
| 1965 | 14,34    | 47,5 | 10,56    | 34,9 | 5,32     | 17,6 | 30,22 |
| 1966 | 15,77    | 48,0 | 11,25    | 34,3 | 5,81     | 17,7 | 32,83 |
| 1967 | 16,85    | 47,7 | 12,16    | 34,4 | 6,32     | 17,9 | 35,33 |
| 1968 | 18,79    | 48,7 | 13,09    | 34,0 | 6,69     | 17,3 | 38,57 |
| 1969 | 20,91    | 50,3 | 13,41    | 32,3 | 7,25     | 17,4 | 41,57 |
| 1970 | 23,41    | 51,2 | 14,50    | 31,7 | 7,81     | 17,1 | 45,72 |
| 1971 | 25,33    | 52,5 | 14,61    | 30,3 | 8,28     | 17,2 | 48,22 |
| 1972 | 27,09    | 53,3 | 14,86    | 29,2 | 8,90     | 17,5 | 50,85 |
| 1973 | 30,99    | 55,5 | 15,22    | 27,3 | 9,59     | 17,2 | 55,80 |
| 1974 | 30,73    | 54,8 | 14,74    | 26,3 | 10,62    | 18,9 | 56,09 |
| 1975 | 27,16    | 50,9 | 14,66    | 27,5 | 11,56    | 21,6 | 53,38 |
| 1976 | 30,74    | 53,1 | 14,62    | 25,3 | 12,52    | 21,6 | 57,88 |
| 1977 | 31,25    | 52,2 | 15,40    | 25,7 | 13,21    | 22,1 | 59,86 |
| 1978 | 29,81    | 49,4 | 16,70    | 27,6 | 13,89    | 23,0 | 60,40 |
| 1979 | 30,93    | 49,2 | 17,72    | 28,2 | 14,17    | 22,6 | 62,82 |
| 1980 | 26,88    | 44,9 | 18,36    | 30,7 | 14,59    | 24,4 | 59,83 |
| 1981 | 22,60    | 40,0 | 18,84    | 34,0 | 14,59    | 26,0 | 56,03 |
| 1982 | 18,99    | 35,3 | 20,09    | 37,4 | 14,66    | 27,3 | 53,74 |
| 1983 | 16,99    | 32,2 | 21,00    | 39,8 | 14,81    | 28,0 | 52,80 |
| 1984 | 16,33    | 30,7 | 21,97    | 41,4 | 14,82    | 27,9 | 53,12 |
| 1985 | 16,51    | 31,0 | 22,04    | 41,4 | 14,75    | 27,6 | 53,30 |

Nota: OPEP = Miembros de la Organización de Paises Exportadores de Petróleo.

EM = Paises de Economía de Mercado, no Miembros de OPEP.

ECP = Paises de Economía Centralmente Planificada.

Table 2 - OIL DERIVATIVES CONSUMPTION  
[10(6) bbl/day]

| YEAR | OPEC     |     | ME       |      | CPE      |      | TOTAL |
|------|----------|-----|----------|------|----------|------|-------|
|      | Quantity | %   | Quantity | %    | Quantity | %    |       |
| 1964 | 0.43     | 1.6 | 22.27    | 82.9 | 4.15     | 15.5 | 26.85 |
| 1965 | 0.49     | 1.7 | 23.89    | 82.8 | 4.49     | 15.5 | 28.87 |
| 1966 | 0.51     | 1.6 | 25.75    | 82.7 | 4.88     | 15.7 | 31.14 |
| 1967 | 0.54     | 1.6 | 27.61    | 82.6 | 5.29     | 15.8 | 33.44 |
| 1968 | 0.61     | 1.7 | 30.33    | 82.7 | 5.71     | 15.6 | 36.65 |
| 1969 | 0.65     | 1.6 | 32.80    | 82.6 | 6.28     | 15.8 | 39.73 |
| 1970 | 0.69     | 1.6 | 35.79    | 82.3 | 6.99     | 16.1 | 43.47 |
| 1971 | 0.76     | 1.7 | 37.38    | 81.7 | 7.63     | 16.6 | 45.77 |
| 1972 | 0.87     | 1.7 | 40.38    | 81.4 | 8.36     | 16.9 | 49.61 |
| 1973 | 1.01     | 1.9 | 43.26    | 81.1 | 9.09     | 17.0 | 53.36 |
| 1974 | 1.11     | 2.1 | 41.60    | 79.3 | 9.76     | 18.6 | 52.47 |
| 1975 | 1.31     | 2.5 | 40.35    | 77.5 | 10.44    | 20.0 | 52.10 |
| 1976 | 1.57     | 2.8 | 43.31    | 77.5 | 11.00    | 19.7 | 55.88 |
| 1977 | 1.84     | 3.2 | 44.64    | 76.9 | 11.55    | 19.9 | 58.03 |
| 1978 | 2.01     | 3.3 | 45.95    | 76.3 | 12.29    | 20.4 | 60.25 |
| 1979 | 2.19     | 3.5 | 46.87    | 76.2 | 12.46    | 20.3 | 61.52 |
| 1980 | 2.40     | 4.1 | 43.55    | 74.2 | 12.77    | 21.7 | 58.72 |
| 1981 | 2.78     | 4.9 | 41.13    | 72.8 | 12.62    | 22.3 | 56.53 |
| 1982 | 2.96     | 5.4 | 39.66    | 72.0 | 12.49    | 22.6 | 55.15 |
| 1983 | 3.12     | 5.7 | 39.27    | 71.5 | 12.53    | 22.8 | 54.92 |
| 1984 | 3.04     | 5.5 | 39.84    | 72.0 | 12.45    | 22.5 | 55.33 |
| 1985 | 3.12     | 5.5 | 41.18    | 72.5 | 12.50    | 22.0 | 56.80 |

Note: OPEC = Members of the Organization of Petroleum Exporting Countries.

ME = Countries having market economies, not members of the OPEC.

CPE = Countries having centrally-planned economies.

Tabla 2 - CONSUMO DE DERIVADOS DE PETROLEO  
[10(6) bbl/día]

| AÑO  | OPEP     |     | EM       |      | ECP      |      | TOTAL    |
|------|----------|-----|----------|------|----------|------|----------|
|      | Cantidad | %   | Cantidad | %    | Cantidad | %    | Cantidad |
| 1964 | 0,43     | 1,6 | 22,27    | 82,9 | 4,15     | 15,5 | 26,85    |
| 1965 | 0,49     | 1,7 | 23,89    | 82,8 | 4,49     | 15,5 | 28,87    |
| 1966 | 0,51     | 1,6 | 25,75    | 82,7 | 4,88     | 15,7 | 31,14    |
| 1967 | 0,54     | 1,6 | 27,61    | 82,6 | 5,29     | 15,8 | 33,44    |
| 1968 | 0,61     | 1,7 | 30,33    | 82,7 | 5,71     | 15,6 | 36,65    |
| 1969 | 0,65     | 1,6 | 32,80    | 82,6 | 6,28     | 15,8 | 39,73    |
| 1970 | 0,69     | 1,6 | 35,79    | 82,3 | 6,99     | 16,1 | 43,47    |
| 1971 | 0,76     | 1,7 | 37,38    | 81,7 | 7,63     | 16,6 | 45,77    |
| 1972 | 0,87     | 1,7 | 40,38    | 81,4 | 8,36     | 16,9 | 49,61    |
| 1973 | 1,01     | 1,9 | 43,26    | 81,1 | 9,09     | 17,0 | 53,36    |
| 1974 | 1,11     | 2,1 | 41,60    | 79,3 | 9,76     | 18,6 | 52,47    |
| 1975 | 1,31     | 2,5 | 40,35    | 77,5 | 10,44    | 20,0 | 52,10    |
| 1976 | 1,57     | 2,8 | 43,31    | 77,5 | 11,00    | 19,7 | 55,88    |
| 1977 | 1,84     | 3,2 | 44,64    | 76,9 | 11,55    | 19,9 | 58,03    |
| 1978 | 2,01     | 3,3 | 45,95    | 76,3 | 12,29    | 20,4 | 60,25    |
| 1979 | 2,19     | 3,5 | 46,87    | 76,2 | 12,46    | 20,3 | 61,52    |
| 1980 | 2,40     | 4,1 | 43,55    | 74,2 | 12,77    | 21,7 | 58,72    |
| 1981 | 2,78     | 4,9 | 41,13    | 72,8 | 12,62    | 22,3 | 56,53    |
| 1982 | 2,96     | 5,4 | 39,66    | 72,0 | 12,49    | 22,6 | 55,11    |
| 1983 | 3,12     | 5,7 | 39,27    | 71,5 | 12,53    | 22,8 | 54,92    |
| 1984 | 3,04     | 5,5 | 39,84    | 72,0 | 12,45    | 22,5 | 55,33    |
| 1985 | 3,12     | 5,5 | 41,18    | 72,5 | 12,50    | 22,0 | 56,80    |

Nota: OPEP = Miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

EM = Países de Economía de Mercado, no Miembros de OPEP.

ECP = Países de Economía Centralmente Planificada.

Table 3 - SHARES IN INTERNATIONAL TRADE OIL  
AND OIL DERIVATIVES TRADE  
[10<sup>16</sup>] bbl/day<sup>1</sup>

| YEAR | OPEC     |      | ME       |      | CPE      |      | TOTAL |
|------|----------|------|----------|------|----------|------|-------|
|      | Quantity | %    | Quantity | %    | Quantity | %    |       |
| 1964 | 12.14    | 72.7 | 3.25     | 19.5 | 1.30     | 7.8  | 16.69 |
| 1965 | 13.41    | 73.1 | 3.45     | 18.8 | 1.48     | 8.1  | 18.34 |
| 1966 | 15.14    | 73.7 | 3.73     | 18.2 | 1.67     | 8.1  | 20.54 |
| 1967 | 15.91    | 72.8 | 4.19     | 19.2 | 1.76     | 8.0  | 21.86 |
| 1968 | 17.79    | 73.2 | 4.59     | 18.9 | 1.92     | 7.9  | 24.30 |
| 1969 | 19.76    | 72.8 | 5.38     | 19.8 | 2.01     | 7.4  | 27.15 |
| 1970 | 22.20    | 72.0 | 6.57     | 21.3 | 2.08     | 6.7  | 30.85 |
| 1971 | 23.85    | 72.8 | 6.67     | 20.4 | 2.23     | 6.8  | 32.75 |
| 1972 | 25.87    | 73.1 | 7.18     | 20.3 | 2.32     | 6.6  | 35.37 |
| 1973 | 29.52    | 73.7 | 7.98     | 19.9 | 2.56     | 6.4  | 40.06 |
| 1974 | 29.15    | 74.6 | 7.31     | 18.7 | 2.60     | 6.7  | 39.06 |
| 1975 | 25.62    | 72.6 | 6.68     | 18.9 | 3.00     | 8.5  | 35.30 |
| 1976 | 29.33    | 73.7 | 7.09     | 17.8 | 3.39     | 8.5  | 39.81 |
| 1977 | 29.39    | 72.3 | 7.66     | 18.8 | 3.62     | 8.9  | 40.67 |
| 1978 | 27.98    | 70.3 | 8.06     | 20.3 | 3.76     | 9.4  | 39.80 |
| 1979 | 28.86    | 69.3 | 8.88     | 21.3 | 3.93     | 9.4  | 41.67 |
| 1980 | 24.86    | 65.1 | 9.30     | 24.3 | 4.04     | 10.6 | 38.20 |
| 1981 | 20.36    | 59.7 | 9.68     | 28.4 | 4.04     | 11.9 | 34.08 |
| 1982 | 16.46    | 52.7 | 10.59    | 33.9 | 4.17     | 13.4 | 31.22 |
| 1983 | 14.42    | 48.2 | 11.13    | 37.2 | 4.39     | 14.6 | 29.94 |
| 1984 | 14.27    | 46.5 | 11.80    | 38.4 | 4.63     | 15.1 | 30.70 |
| 1985 | 14.38    | 48.1 | 11.17    | 37.4 | 4.35     | 14.5 | 29.90 |

Note: OPEC = Members of the Organization of Petroleum Exporting Countries.

ME = Countries having market economies, not members of the OPEC.

CPE = Countries having centrally-planned economies.

Tabla 3 - PARTICIPACION EN EL COMERCIO INTERNACIONAL  
DE PETROLEO Y DERIVADOS  
[10(6) bbl/día]

| AÑO  | OPEP     |      | EM       |      | ECP      |      | TOTAL |
|------|----------|------|----------|------|----------|------|-------|
|      | Cantidad | %    | Cantidad | %    | Cantidad | %    |       |
| 1964 | 12,14    | 72,7 | 3,25     | 19,5 | 1,30     | 7,8  | 16,69 |
| 1965 | 13,41    | 73,1 | 3,45     | 18,8 | 1,48     | 8,1  | 18,34 |
| 1966 | 15,14    | 73,7 | 3,73     | 18,2 | 1,67     | 8,1  | 20,54 |
| 1967 | 15,91    | 72,8 | 4,19     | 19,2 | 1,76     | 8,0  | 21,86 |
| 1968 | 17,79    | 73,2 | 4,59     | 18,9 | 1,92     | 7,9  | 24,30 |
| 1969 | 19,76    | 72,8 | 5,38     | 19,8 | 2,01     | 7,4  | 27,15 |
| 1970 | 22,20    | 72,0 | 6,57     | 21,3 | 2,08     | 6,7  | 30,85 |
| 1971 | 23,85    | 72,8 | 6,67     | 20,4 | 2,23     | 6,8  | 32,75 |
| 1972 | 25,87    | 73,1 | 7,18     | 20,3 | 2,32     | 6,6  | 35,37 |
| 1973 | 29,52    | 73,7 | 7,98     | 19,9 | 2,56     | 6,4  | 40,06 |
| 1974 | 29,15    | 74,6 | 7,31     | 18,7 | 2,60     | 6,7  | 39,06 |
| 1975 | 25,62    | 72,6 | 6,68     | 18,9 | 3,00     | 8,5  | 35,30 |
| 1976 | 29,33    | 73,7 | 7,09     | 17,8 | 3,39     | 8,5  | 39,81 |
| 1977 | 29,39    | 72,3 | 7,66     | 18,8 | 3,62     | 8,9  | 40,67 |
| 1978 | 27,98    | 70,3 | 8,06     | 20,3 | 3,76     | 9,4  | 39,80 |
| 1979 | 28,86    | 69,3 | 8,88     | 21,3 | 3,93     | 9,4  | 41,67 |
| 1980 | 24,86    | 65,1 | 9,30     | 24,3 | 4,04     | 10,6 | 38,20 |
| 1981 | 20,36    | 59,7 | 9,68     | 28,4 | 4,04     | 11,9 | 34,08 |
| 1982 | 16,46    | 52,7 | 10,59    | 33,9 | 4,17     | 13,4 | 31,22 |
| 1983 | 14,42    | 48,2 | 11,13    | 37,2 | 4,39     | 14,6 | 29,94 |
| 1984 | 14,27    | 46,5 | 11,80    | 38,4 | 4,63     | 15,1 | 30,70 |
| 1985 | 14,38    | 48,1 | 11,17    | 37,4 | 4,35     | 14,5 | 29,90 |

Nota: OPEP = Miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

EM = Países de Economía de Mercado, no Miembros de OPEP.

ECP = Países de Economía Centralmente Planificada.

Table 4 - OIL RESERVES, PRODUCTION AND  
RESERVES/PRODUCTION RATIOS  
[10(9) bbl] [10(9) bbl/year] [years]

| GROUP OF COUNTRIES AND TOTAL | 1973   | 1979   | 1984   |
|------------------------------|--------|--------|--------|
| OPEC                         |        |        |        |
| RESERVES                     | 420.89 | 436.18 | 508.23 |
| PRODUCTION                   | 11.31  | 11.29  | 5.96   |
| DURATION (YEARS)             | 37.21  | 38.63  | 85.27  |
| ME                           |        |        |        |
| RESERVES                     | 94.31  | 113.29 | 131.44 |
| PRODUCTION                   | 5.56   | 6.47   | 8.02   |
| DURATION (YEARS)             | 16.96  | 17.51  | 16.39  |
| CPE                          |        |        |        |
| RESERVES                     | 65.30  | 82.13  | 103.96 |
| PRODUCTION                   | 3.50   | 5.17   | 5.41   |
| DURATION (YEARS)             | 18.66  | 15.89  | 19.22  |
| TOTAL                        |        |        |        |
| RESERVES                     | 580.50 | 631.60 | 743.63 |
| PRODUCTION                   | 20.37  | 22.93  | 19.39  |
| DURATION (YEARS)             | 28.50  | 27.54  | 38.35  |

Note: OPEC = Members of the Organization of Petroleum Exporting Countries.

ME = Countries having market economies, not members of the OPEC.

CPE = Countries having centrally-planned economies.

Tabla 4 - RESERVAS, PRODUCCION Y RELACION  
 RESERVA/PRODUCCION DE PETROLEO  
 [10(9) bbl] [10(9) bbl/año] [años]

| GRUPO DE PAISES Y TOTAL | 1973   | 1979   | 1984   |
|-------------------------|--------|--------|--------|
| <b>OPEP</b>             |        |        |        |
| RESERVAS                | 420,89 | 436,18 | 508,23 |
| PRODUCCION              | 11,31  | 11,29  | 5,96   |
| DURACION (AÑOS)         | 37,21  | 38,63  | 85,27  |
| <b>EM</b>               |        |        |        |
| RESERVAS                | 94,31  | 113,29 | 131,44 |
| PRODUCCION              | 5,56   | 6,47   | 8,02   |
| DURACION (AÑOS)         | 16,96  | 17,51  | 16,39  |
| <b>ECP</b>              |        |        |        |
| RESERVAS                | 65,30  | 82,13  | 103,96 |
| PRODUCCION              | 3,50   | 5,17   | 5,41   |
| DURACION (AÑOS)         | 18,66  | 15,89  | 19,22  |
| <b>TOTAL</b>            |        |        |        |
| RESERVAS                | 580,50 | 631,60 | 743,63 |
| PRODUCCION              | 20,37  | 22,93  | 19,39  |
| DURACION (AÑOS)         | 28,50  | 27,54  | 38,35  |

Nota: OPEP = Miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

EM = Países de Economía de Mercado, no Miembros de OPEP.

ECP = Países de Economía Centralmente Planificada.

Table 5 - AVERAGE ANNUAL PRICE OF ARABIAN LIGHT OIL  
[US\$/bbl]

| YEAR | MARKET PRICE      |                | OFFICIAL PRICE    |                |
|------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|
|      | In Current<br>USS | In 1986<br>USS | In Current<br>USS | In 1986<br>USS |
| 1973 | 3.29              | 7.80           | 3.29              | 7.80           |
| 1974 | 11.58             | 22.96          | 11.58             | 22.96          |
| 1975 | 11.29             | 22.39          | 11.29             | 22.39          |
| 1976 | 11.67             | 22.02          | 11.51             | 21.71          |
| 1977 | 12.60             | 22.59          | 12.40             | 22.23          |
| 1978 | 13.05             | 22.12          | 12.70             | 21.53          |
| 1979 | 30.73             | 48.48          | 17.26             | 27.23          |
| 1980 | 36.44             | 52.94          | 28.67             | 41.65          |
| 1981 | 34.54             | 45.91          | 32.50             | 43.20          |
| 1982 | 32.08             | 39.00          | 34.00             | 41.34          |
| 1983 | 28.96             | 32.89          | 29.50             | 33.50          |
| 1984 | 28.16             | 30.60          | 29.00             | 31.52          |
| 1985 | 27.52             | 28.62          | 28.08             | 29.20          |
| 1986 | 12.50             | 12.50          | 28.00             | 28.00          |

Note: The data for 1986 refer to the price on March 7th.

**Tabla 5 ~ PRECIO PROMEDIO ANUAL DEL PETROLEO ARABE LIVIANO**  
**[US\$/bbl]**

| AÑO  | PRECIO DE MERCADO |                 | PRECIO OFICIAL    |                 |
|------|-------------------|-----------------|-------------------|-----------------|
|      | En US\$ Corriente | En US\$ de 1986 | En US\$ Corriente | En US\$ de 1986 |
| 1973 | 3,29              | 7,80            | 3,29              | 7,80            |
| 1974 | 11,58             | 22,96           | 11,58             | 22,96           |
| 1975 | 11,29             | 22,39           | 11,29             | 22,39           |
| 1976 | 11,67             | 22,02           | 11,51             | 21,71           |
| 1977 | 12,60             | 22,59           | 12,40             | 22,23           |
| 1978 | 13,05             | 22,12           | 12,70             | 21,53           |
| 1979 | 30,73             | 48,48           | 17,26             | 27,23           |
| 1980 | 36,44             | 52,94           | 28,67             | 41,65           |
| 1981 | 34,54             | 45,91           | 32,50             | 43,20           |
| 1982 | 32,08             | 39,00           | 34,00             | 41,34           |
| 1983 | 28,96             | 32,89           | 29,50             | 33,50           |
| 1984 | 28,16             | 30,60           | 29,00             | 31,52           |
| 1985 | 27,52             | 28,62           | 28,08             | 29,20           |
| 1986 | 12,50             | 12,50           | 28,00             | 28,00           |

Nota: Los datos para 1986 se refieren a la cotización del día 07 de marzo.

Table 6 - PROJECTION OF OIL PRODUCTION  
[10<sup>6</sup> bbl/day]

- HYPOTHESIS 1 -

| YEAR | OPEC     |      | ME       |      | CPE      |      | TOTAL    |
|------|----------|------|----------|------|----------|------|----------|
|      | Quantity | %    | Quantity | %    | Quantity | %    | Quantity |
| 1990 | 19.0     | 33.9 | 22.0     | 39.3 | 15.0     | 26.8 | 56.0     |
| 2000 | 29.0     | 44.6 | 21.0     | 32.3 | 15.0     | 23.1 | 65.0     |

- HYPOTHESIS 2 -

| YEAR | OPEC     |      | ME       |      | CPE      |      | TOTAL    |
|------|----------|------|----------|------|----------|------|----------|
|      | Quantity | %    | Quantity | %    | Quantity | %    | Quantity |
| 1990 | 17.5     | 31.2 | 23.5     | 42.0 | 15.0     | 26.8 | 56.0     |
| 2000 | 20.0     | 30.8 | 30.0     | 46.1 | 15.0     | 23.1 | 65.0     |

Note: HYPOTHESIS 1 = Considers that a global oil agreement will be reached.

HYPOTHESIS 2 = Considers that a global oil agreement will not be reached.

OPEC = Members of the Organization of Petroleum Exporting Countries.

ME = Countries having market economies, not members of the OPEC.

CPE = Countries having centrally-planned economies.

Tabla 6 - PROYECCION DE LA PRODUCCION DE PETROLEO  
[10(6) bbl/día]

- HIPOTESIS 1 -

| AÑO  | OPEP     |      | EM       |      | ECP      |      | TOTAL |
|------|----------|------|----------|------|----------|------|-------|
|      | Cantidad | %    | Cantidad | %    | Cantidad | %    |       |
| 1990 | 19,0     | 33,9 | 22,0     | 39,3 | 15,0     | 26,8 | 56,0  |
| 2000 | 29,0     | 44,6 | 21,0     | 32,3 | 15,0     | 23,1 | 65,0  |

- HIPOTESIS 2 -

| AÑO  | OPEP     |      | EM       |      | ECP      |      | TOTAL |
|------|----------|------|----------|------|----------|------|-------|
|      | Cantidad | %    | Cantidad | %    | Cantidad | %    |       |
| 1990 | 17,5     | 31,2 | 23,5     | 42,0 | 15,0     | 26,8 | 56,0  |
| 2000 | 20,0     | 30,8 | 30,0     | 46,1 | 15,0     | 23,1 | 65,0  |

Nota: HIPOTESIS 1 = Considera que se llegará a un acuerdo global en materia de petróleo.

HIPOTESIS 2 = Considera que no se llegará a un acuerdo global en materia de petróleo.

OPEP = Miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

EM = Países de Economía de Mercado, no Miembros de OPEP.

ECP = Países de Economía Centralmente Planificada.

Table 7 - PROJECTION OF OIL DERIVATIVES CONSUMPTION  
 [10(6) bbl/day]

- HYPOTHESES 1 AND 2 -

| YEAR | OPEC     |     | ME       |      | CPE      |      | TOTAL    |
|------|----------|-----|----------|------|----------|------|----------|
|      | Quantity | %   | Quantity | %    | Quantity | %    | Quantity |
| 1990 | 3.5      | 5.8 | 43.0     | 71.7 | 13.5     | 22.5 | 60.0     |
| 2000 | 5.0      | 7.2 | 50.0     | 71.4 | 15.0     | 21.4 | 70.0     |

36

Note: HYPOTHESIS 1 = Considers that a global oil agreement will be reached.

HYPOTHESIS 2 = Considers that a global oil agreement will not be reached.

OPEC = Members of the Organization of Petroleum Exporting Countries.

ME = Countries having market economies, not members of the OPEC.

CPE = Countries having centrally-planned economies.

Tabla 7 - PROYECCION DEL CONSUMO DE DERIVADOS DE PETROLEO  
 [10(6) bbl/día]

- HIPOTESIS 1 Y 2 -

| AÑO  | OPEP     |     | EM       |      | ECP      |      | TOTAL    |
|------|----------|-----|----------|------|----------|------|----------|
|      | Cantidad | %   | Cantidad | %    | Cantidad | %    | Cantidad |
| 1990 | 3,5      | 5,8 | 43,0     | 71,7 | 13,5     | 22,5 | 60,0     |
| 2000 | 5,0      | 7,2 | 50,0     | 71,4 | 15,0     | 21,4 | 70,0     |

Nota: HIPOTESIS 1 = Considera que se llegará a un acuerdo global en materia de petróleo.

HIPOTESIS 2 = Considera que no se llegará a un acuerdo global en materia de petróleo.

OPEP = Miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

EM = Países de Economía de Mercado, no Miembros de OPEP.

ECP = Países de Economía Centralmente Planificada.

Table 8 - PROJECTION OF SHARES IN INTERNATIONAL TRADE OF  
OIL AND OIL DERIVATIVES TRADE  
[10(6) bbl/day]

- HYPOTHESIS 1 -

| YEAR | OPEC     |      | ME       |      | CPE      |      | TOTAL |
|------|----------|------|----------|------|----------|------|-------|
|      | Quantity | %    | Quantity | %    | Quantity | %    |       |
| 1990 | 16.0     | 51.6 | 11.0     | 35.5 | 4.0      | 12.9 | 31.0  |
| 2000 | 24.0     | 66.7 | 9.0      | 25.0 | 3.0      | 8.3  | 36.0  |

- HYPOTHESIS 2 -

| YEAR | OPEC     |      | ME       |      | CPE      |      | TOTAL |
|------|----------|------|----------|------|----------|------|-------|
|      | Quantity | %    | Quantity | %    | Quantity | %    |       |
| 1990 | 14.0     | 48.3 | 11.0     | 37.9 | 4.0      | 13.8 | 29.0  |
| 2000 | 15.0     | 57.7 | 8.0      | 30.8 | 3.0      | 11.5 | 26.0  |

Note: HYPOTHESIS 1 = Considers that a global oil agreement will be reached.

HYPOTHESIS 2 = Consider that a global oil agreement will not be reached.

OPEC = Members of the Organization of Petroleum Exporting Countries.

ME = Countries having market economies, not members of the OPEC.

CPE = Countries having centrally-planned economies.

Tabla 8 - PROYECCION DE LA PARTICIPACION EN EL COMERCIO  
INTERNACIONAL DE PETROLEO Y DERIVADOS  
[10(6) bbl/día]

- HIPOTESIS 1 -

| AÑO  | OPEP     |      | EM       |      | ECP      |      | TOTAL |
|------|----------|------|----------|------|----------|------|-------|
|      | Cantidad | %    | Cantidad | %    | Cantidad | %    |       |
| 1990 | 16,0     | 51,6 | 11,0     | 35,5 | 4,0      | 12,9 | 31,0  |
| 2000 | 24,0     | 66,7 | 9,0      | 25,0 | 3,0      | 8,3  | 36,0  |

- HIPOTESIS 2 -

| AÑO  | OPEP     |      | EM       |      | ECP      |      | TOTAL |
|------|----------|------|----------|------|----------|------|-------|
|      | Cantidad | %    | Cantidad | %    | Cantidad | %    |       |
| 1990 | 14,0     | 48,3 | 11,0     | 37,9 | 4,0      | 13,8 | 29,0  |
| 2000 | 15,0     | 57,7 | 8,0      | 30,8 | 3,0      | 11,5 | 26,0  |

Nota: HIPOTESIS 1 = Considera que se llegará a un acuerdo global en materia de petróleo.

HIPOTESIS 2 = Considera que no se llegará a un acuerdo global en materia de petróleo.

OPEP = Miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

EM = Países de Economía de Mercado, no Miembros de OPEP.

ECP = Países de Economía Centralmente Planificada.

Table 9 - PROJECTION OF OIL RESERVES, PRODUCTION  
AND RESERVES/PRODUCTION RATIOS  
[10(9) bbl] [10(9) bbl/year] [years]

| GROUP OF COUNTRIES AND TOTAL | HYPOTHESIS 1 |        | HYPOTHESIS 2 |        |
|------------------------------|--------------|--------|--------------|--------|
|                              | 1990         | 2000   | 1990         | 2000   |
| OPEC                         |              |        |              |        |
| RESERVES                     | 520.50       | 529.50 | 511.18       | 511.00 |
| PRODUCTION                   | 6.94         | 10.59  | 6.39         | 7.30   |
| DURATION (YEARS)             | 75.00        | 50.00  | 80.00        | 70.00  |
| ME                           |              |        |              |        |
| RESERVES                     | 136.51       | 115.05 | 145.83       | 142.35 |
| PRODUCTION                   | 8.03         | 7.67   | 8.58         | 10.95  |
| DURATION (YEARS)             | 17.00        | 15.00  | 17.00        | 13.00  |
| CPE                          |              |        |              |        |
| RESERVES                     | 92.99        | 82.05  | 92.99        | 82.05  |
| PRODUCTION                   | 5.47         | 5.47   | 5.47         | 5.47   |
| DURATION (YEARS)             | 17.00        | 15.00  | 17.00        | 15.00  |
| TOTAL                        |              |        |              |        |
| RESERVES                     | 750.00       | 726.60 | 750.00       | 735.40 |
| PRODUCTION                   | 20.44        | 23.72  | 20.44        | 23.72  |
| DURATION (YEARS)             | 36.69        | 30.63  | 36.69        | 31.00  |

Note: HYPOTHESIS 1 = Considers that a global oil agreement will be reached.

HYPOTHESIS 2 = Considers that a global oil agreement will not be reached.

OPEC = Members of the Organization of Petroleum Exporting Countries.

ME = Countries having market economies, not members of the OPEC.

CPE = Countries having centrally-planned economies.

Tabla 9 - PROYECCION DE LAS RESERVAS, PRODUCCION Y  
RELACION RESERVA/PRODUCCION DE PETROLEO  
[10(9) bbl] [10(9) bbl/año] [años]

| GRUPO DE PAISES Y TOTAL | HIPOTESIS 1 |        | HIPOTESIS 2 |        |
|-------------------------|-------------|--------|-------------|--------|
|                         | 1990        | 2000   | 1990        | 2000   |
| OPEP                    |             |        |             |        |
| RESERVAS                | 520,50      | 529,50 | 511,18      | 511,00 |
| PRODUCCION              | 6,94        | 10,59  | 6,39        | 7,30   |
| DURACION (ANOS)         | 75,00       | 50,00  | 80,00       | 70,00  |
| EM                      |             |        |             |        |
| RESERVAS                | 136,51      | 115,05 | 145,83      | 142,35 |
| PRODUCCION              | 8,03        | 7,67   | 8,58        | 10,95  |
| DURACION (ANOS)         | 17,00       | 15,00  | 17,00       | 13,00  |
| ECP                     |             |        |             |        |
| RESERVAS                | 92,99       | 82,05  | 92,99       | 82,05  |
| PRODUCCION              | 5,47        | 5,47   | 5,47        | 5,47   |
| DURACION (ANOS)         | 17,00       | 15,00  | 17,00       | 15,00  |
| TOTAL                   |             |        |             |        |
| RESERVAS                | 750,00      | 726,60 | 750,00      | 735,40 |
| PRODUCCION              | 20,44       | 23,72  | 20,44       | 23,72  |
| DURACION (ANOS)         | 36,69       | 30,63  | 36,69       | 31,00  |

Nota: HIPOTESIS 1 = Considera que se llegará a un acuerdo global en materia de petróleo.

HIPOTESIS 2 = Considera que no se llegará a un acuerdo global en materia de petróleo.

OPEP = Miembros de la Organización de Paises Exportadores de Petróleo.

EM = Paises de Economia de Mercado, no Miembros de OPEP.

ECP = Paises de Economia Centralmente Planificada.

Figure 1.A

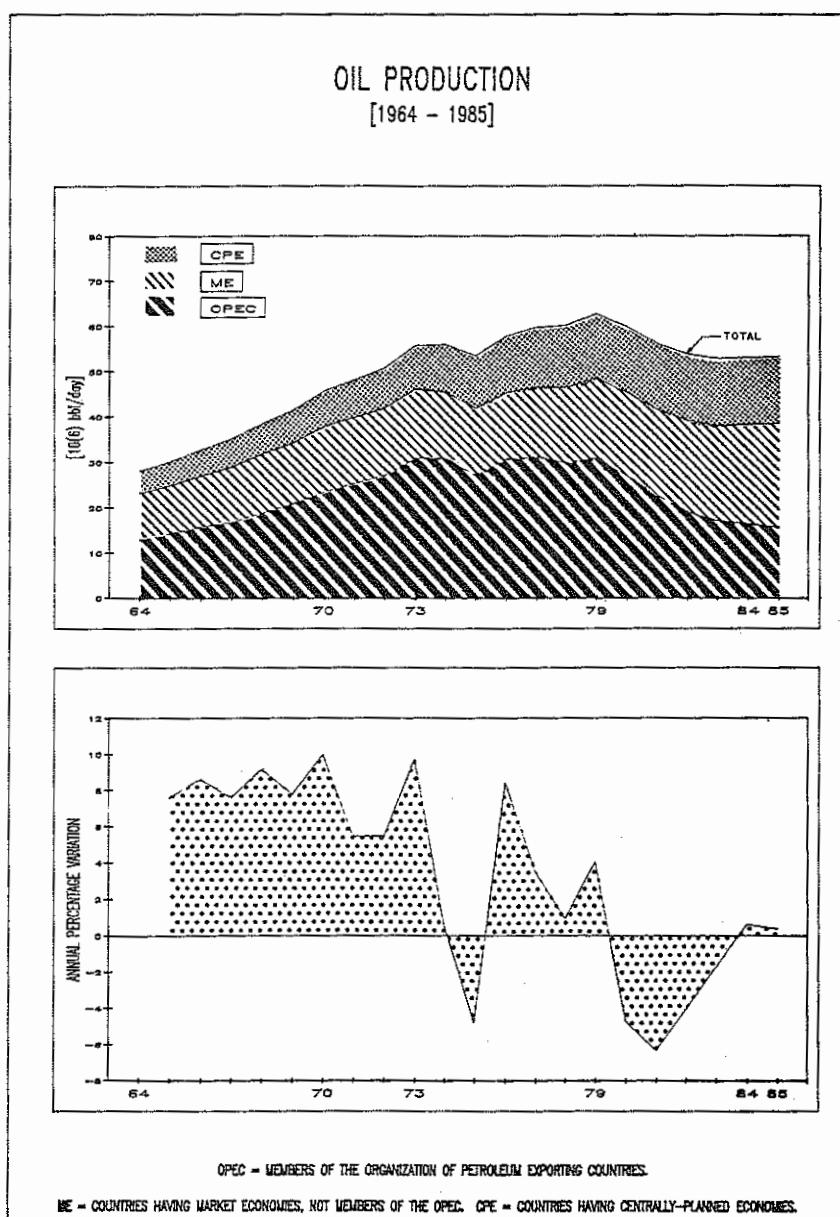


Gráfico 1.A

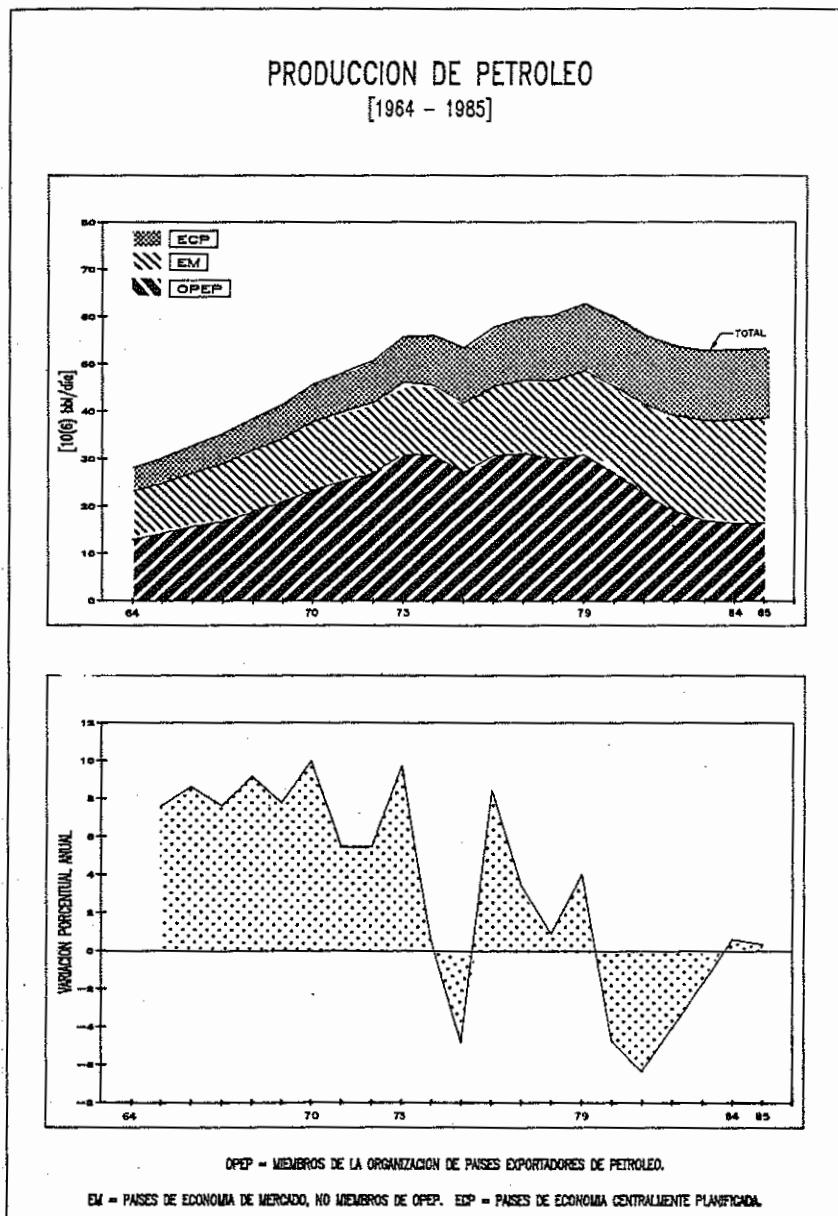


Figure 1.B

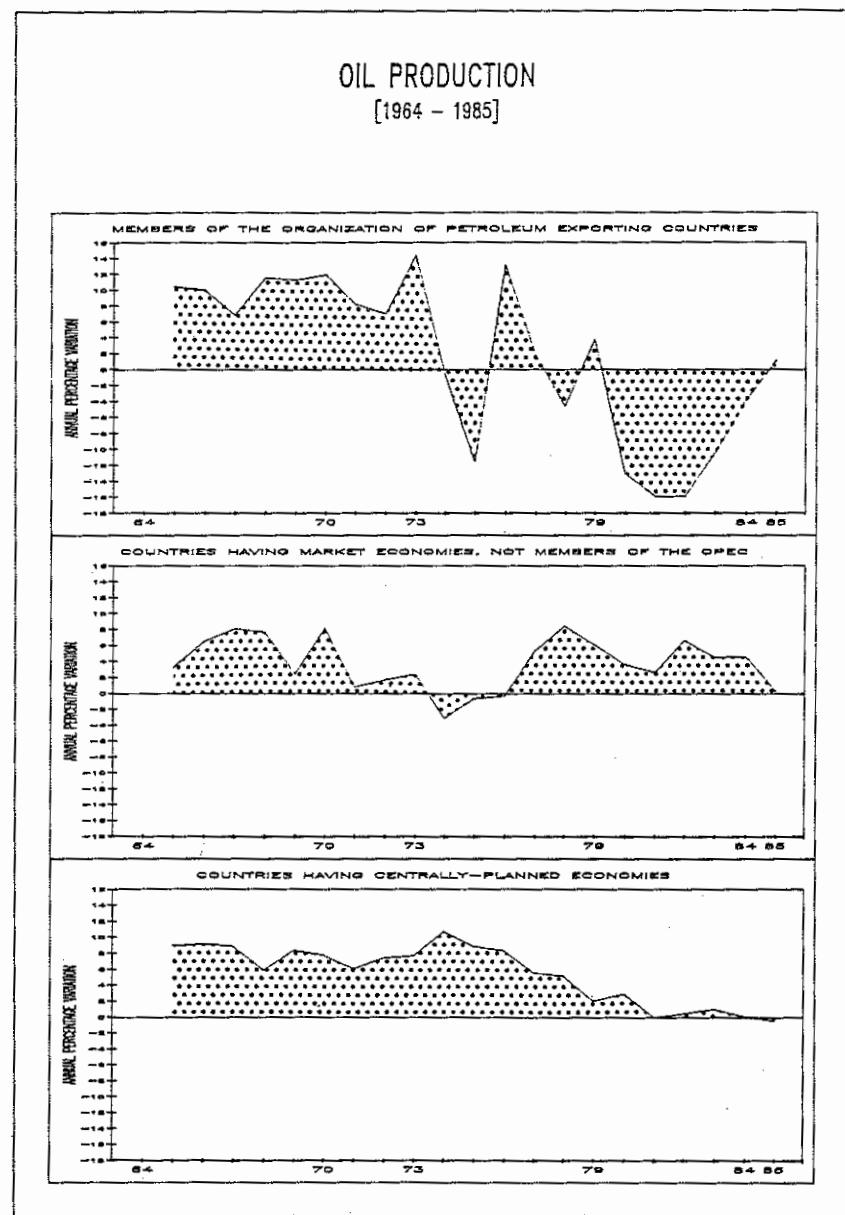


Gráfico 1.B

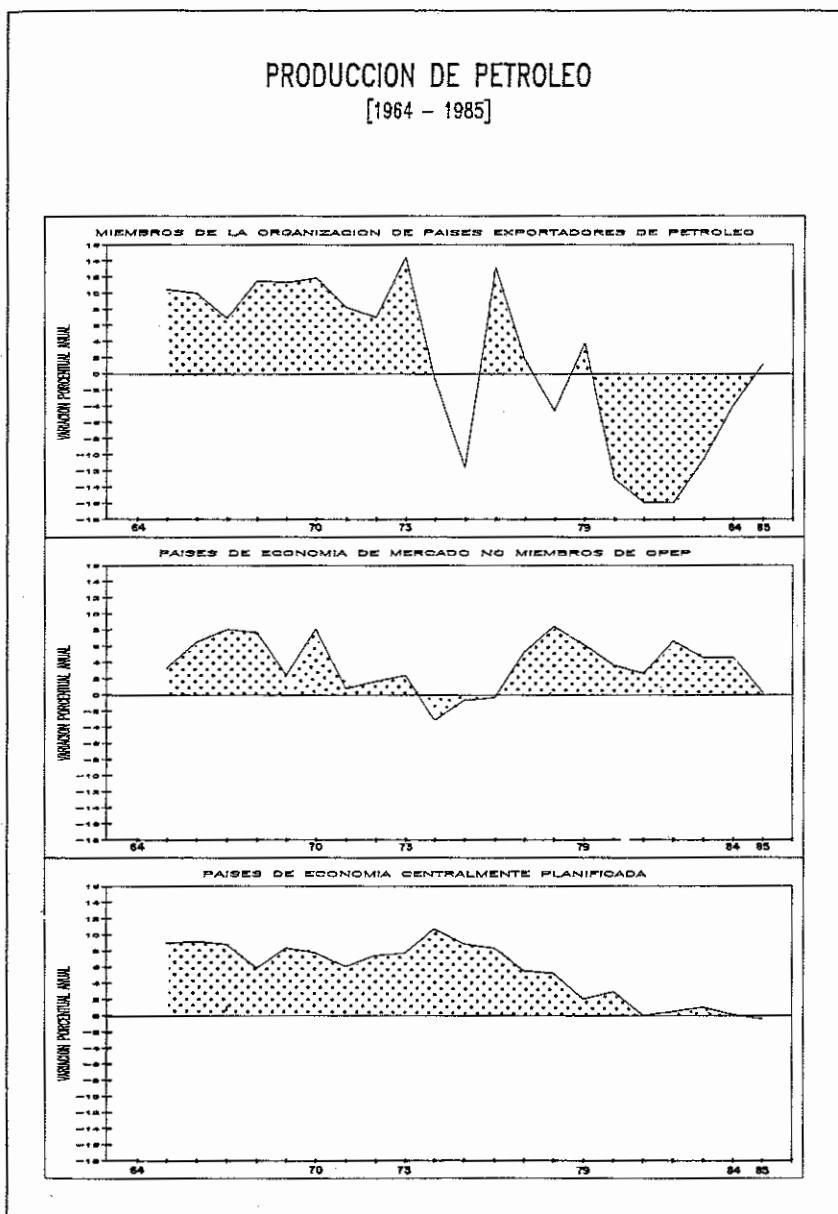


Figure 2.A

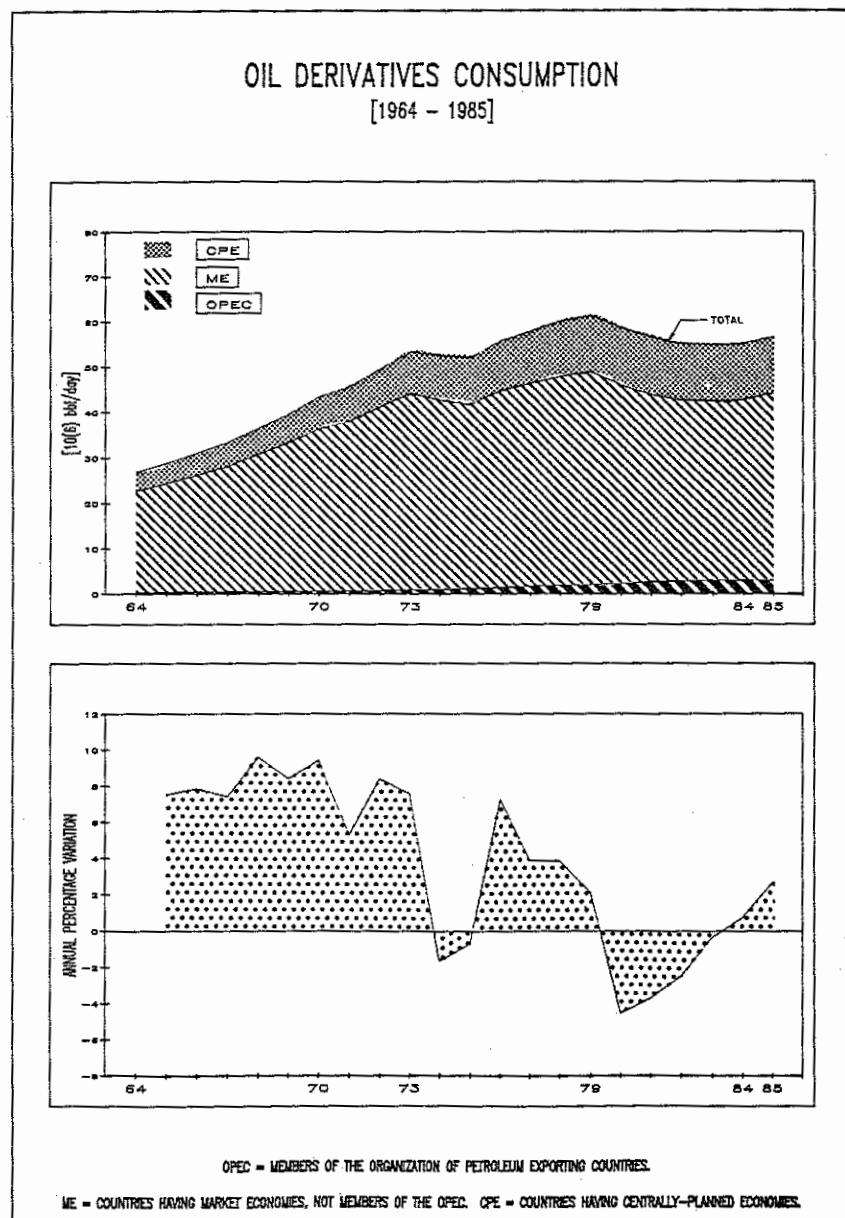


Gráfico 2.A

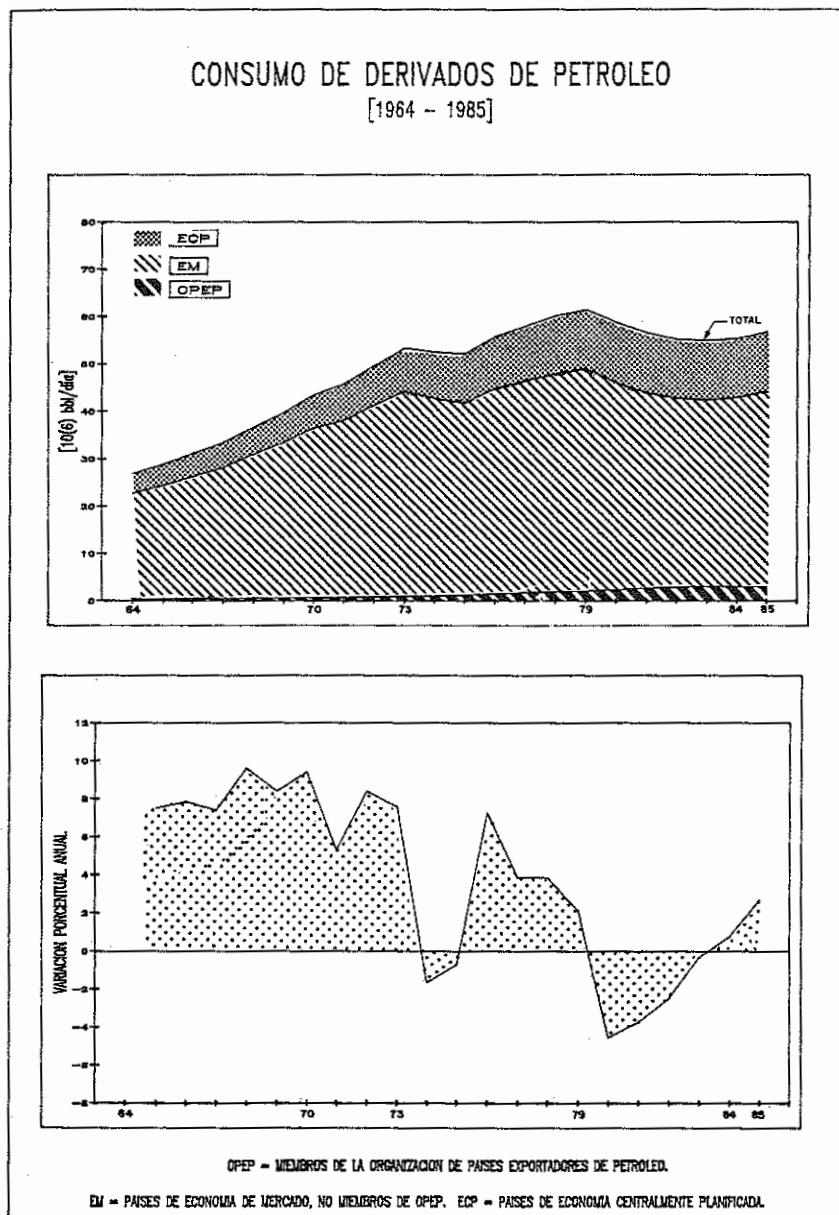


Figure 2.B

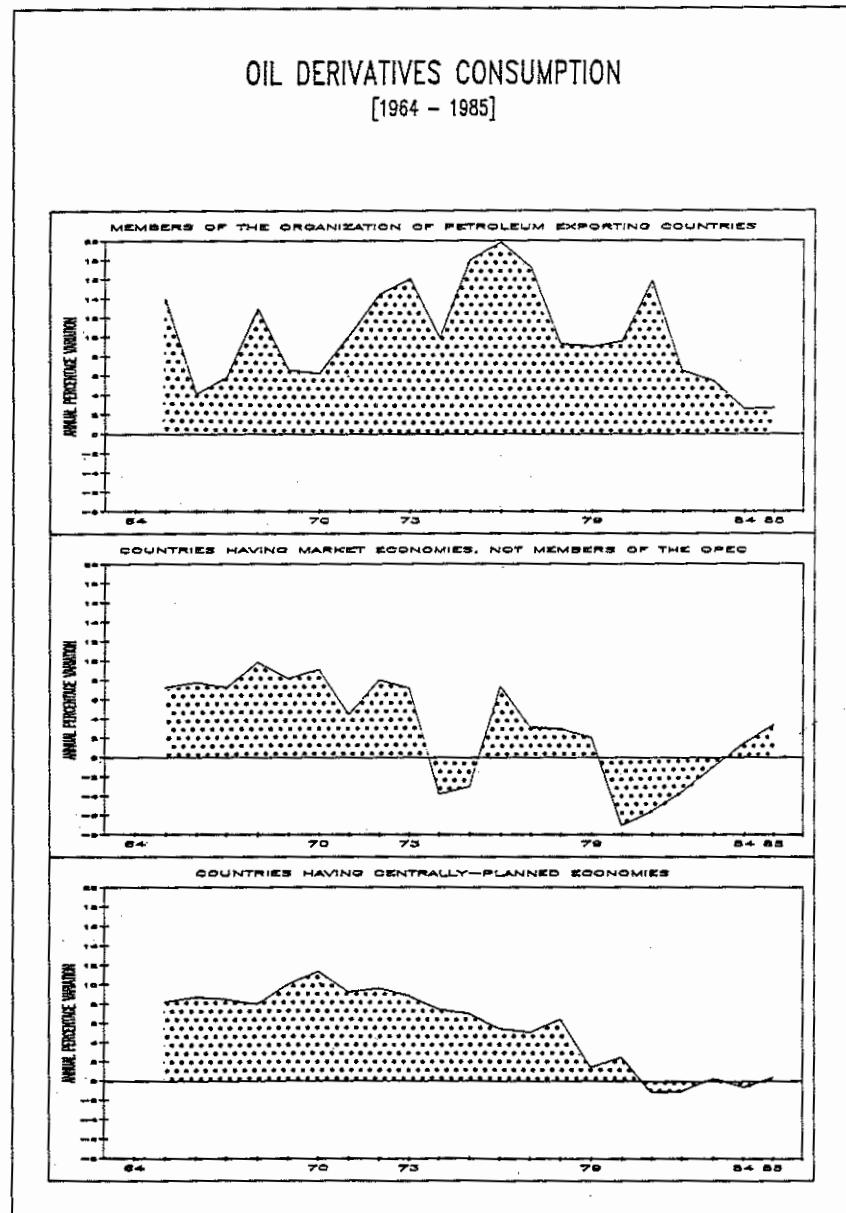


Gráfico 2.B

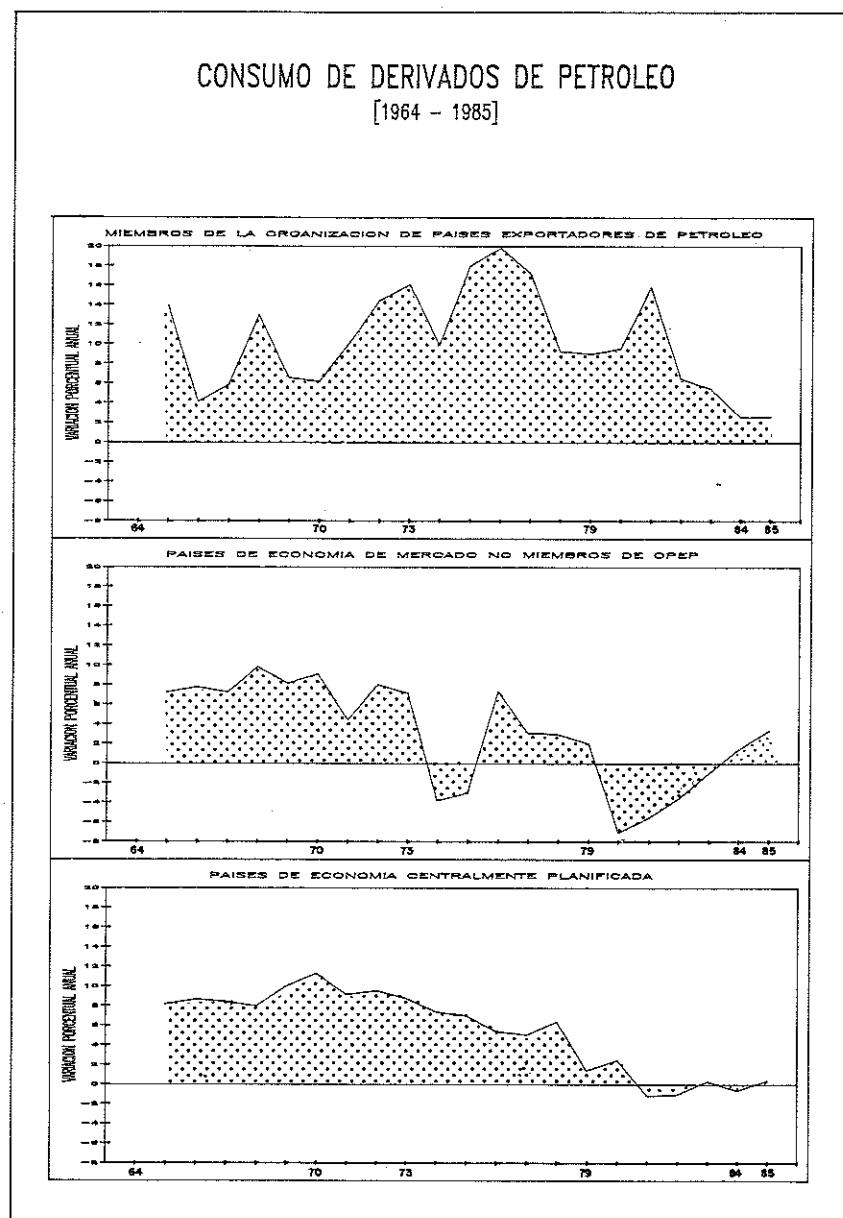


Figure 3.A

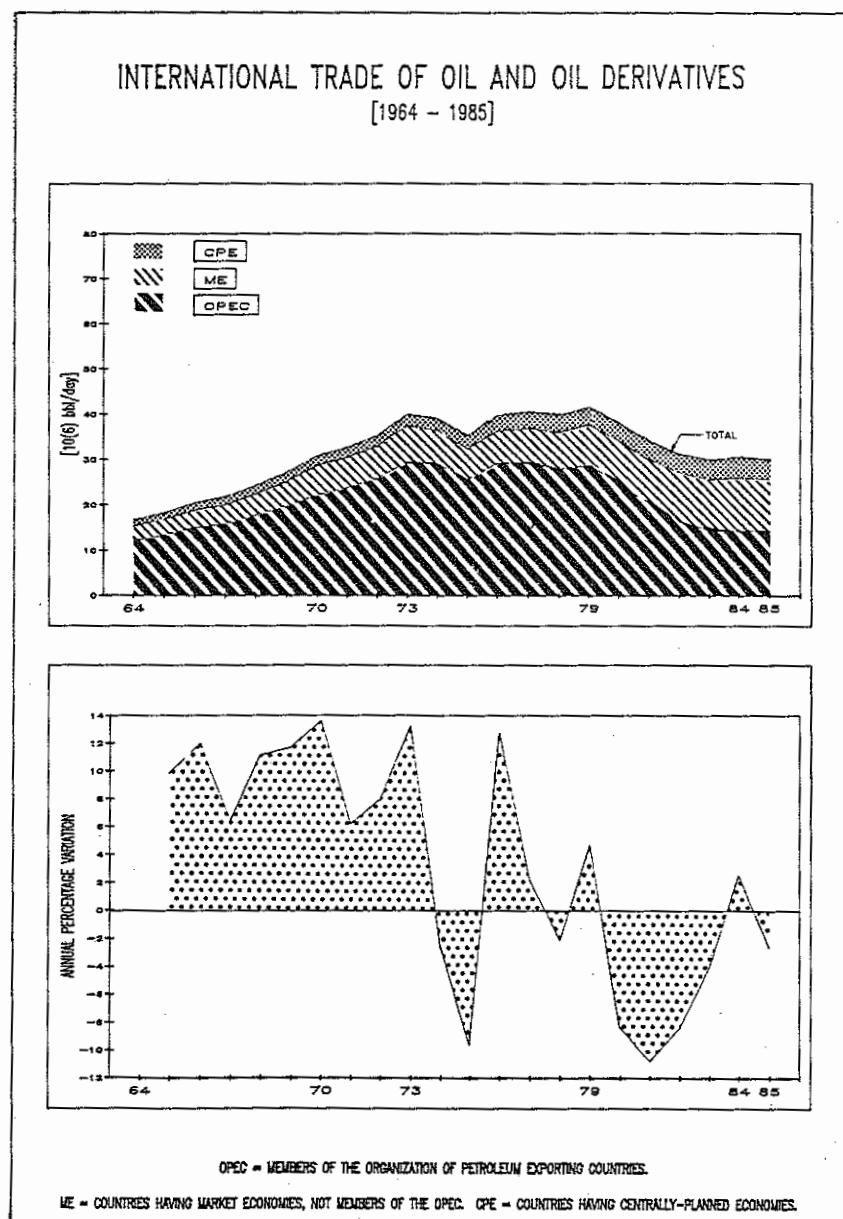
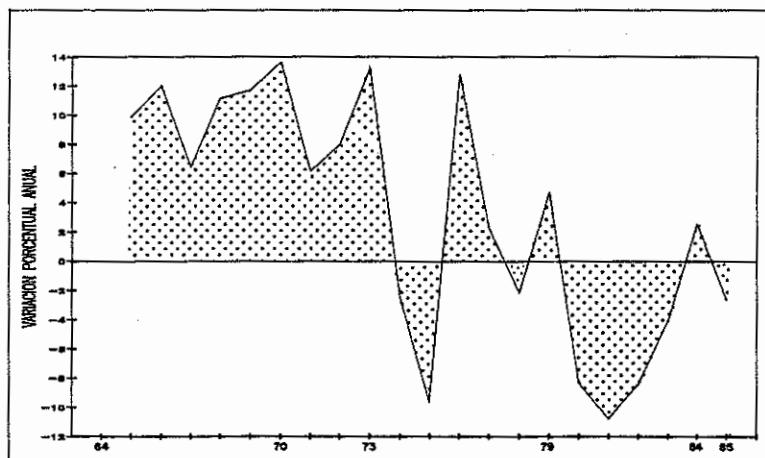
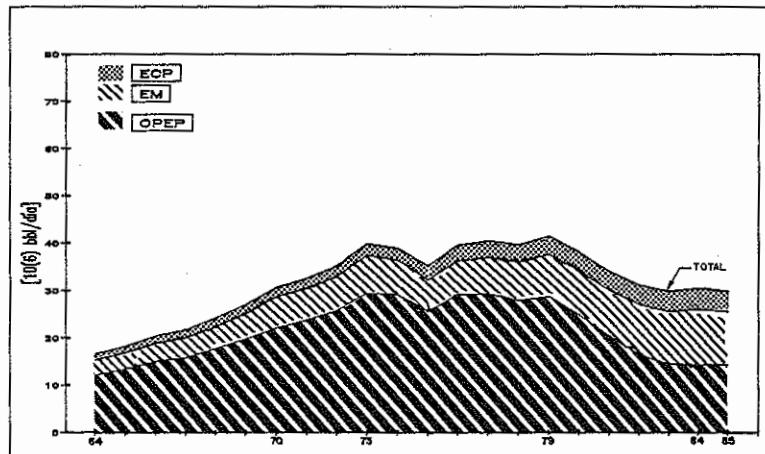


Gráfico 3.A

COMERCIO INTERNACIONAL DE PETROLEO Y DERIVADOS  
[1964 - 1985]



OPEP = MIEMBROS DE LA ORGANIZACIÓN DE PAISES EXPORTADORES DE PETROLEO.

EM = PAISES DE ECONOMIA DE MERCADO, NO MIEMBROS DE OPEP. ECP = PAISES DE ECONOMIA CENTRALMENTE PLANIFICADA.

Figure 3.B

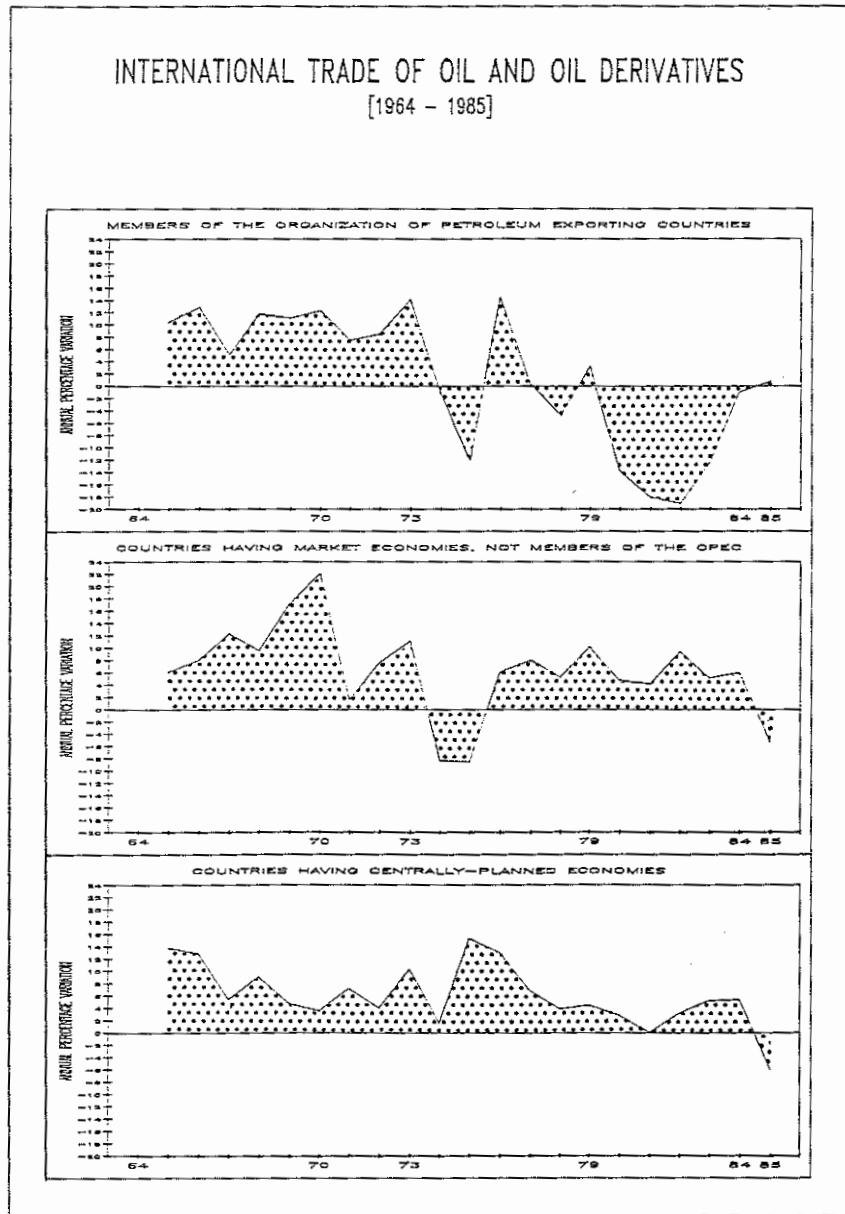
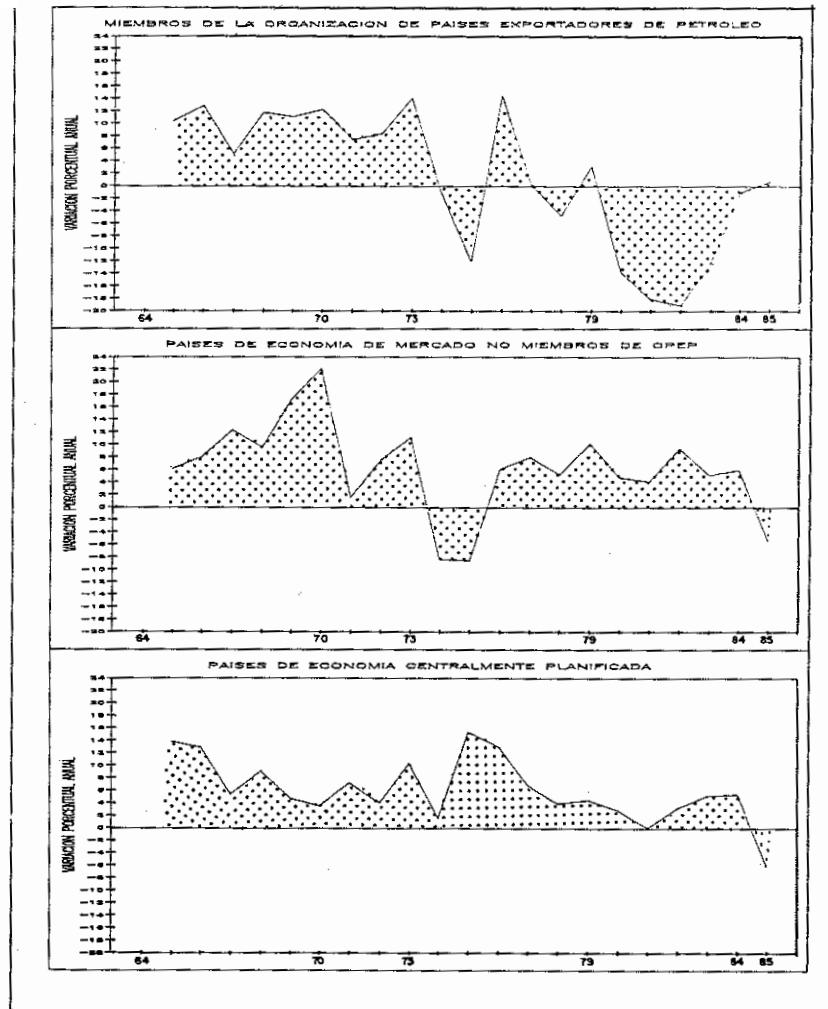


Gráfico 3.B

COMERCIO INTERNACIONAL DE PETROLEO Y DERIVADOS  
[1964 - 1985]



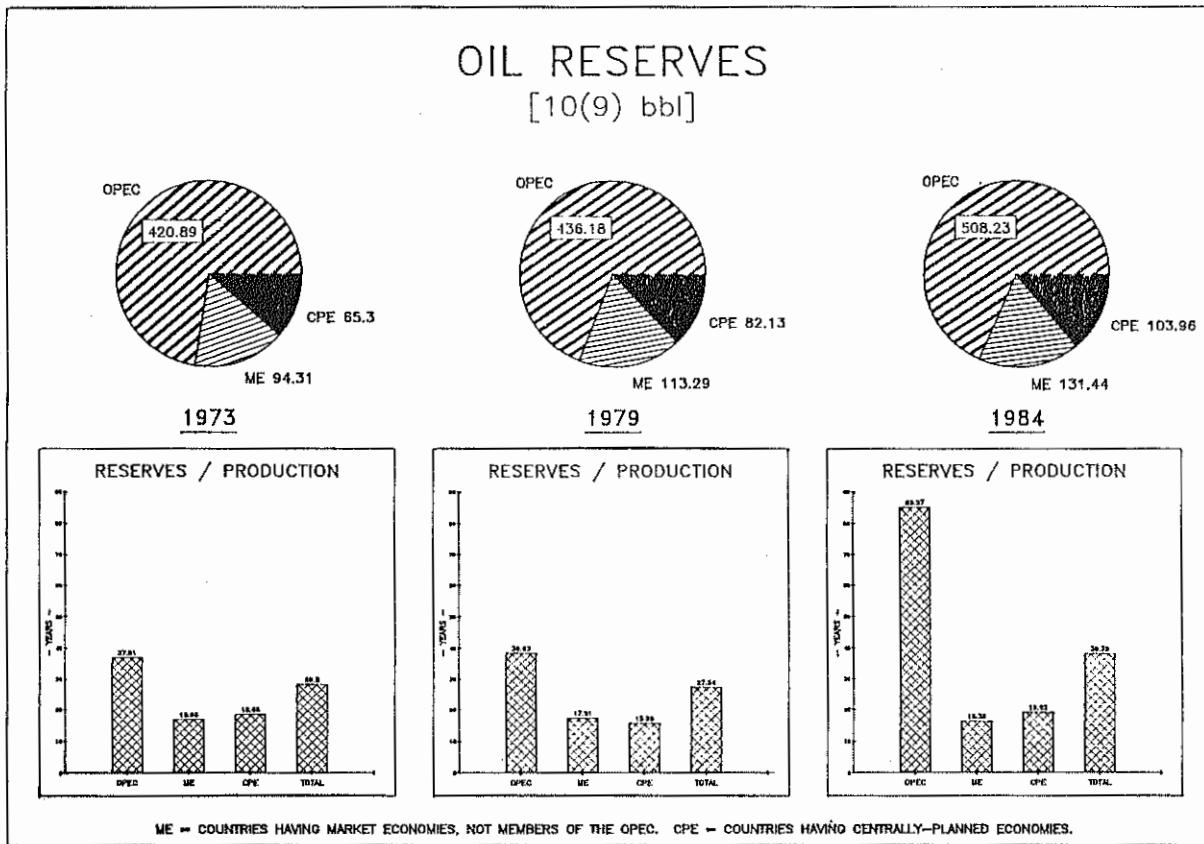
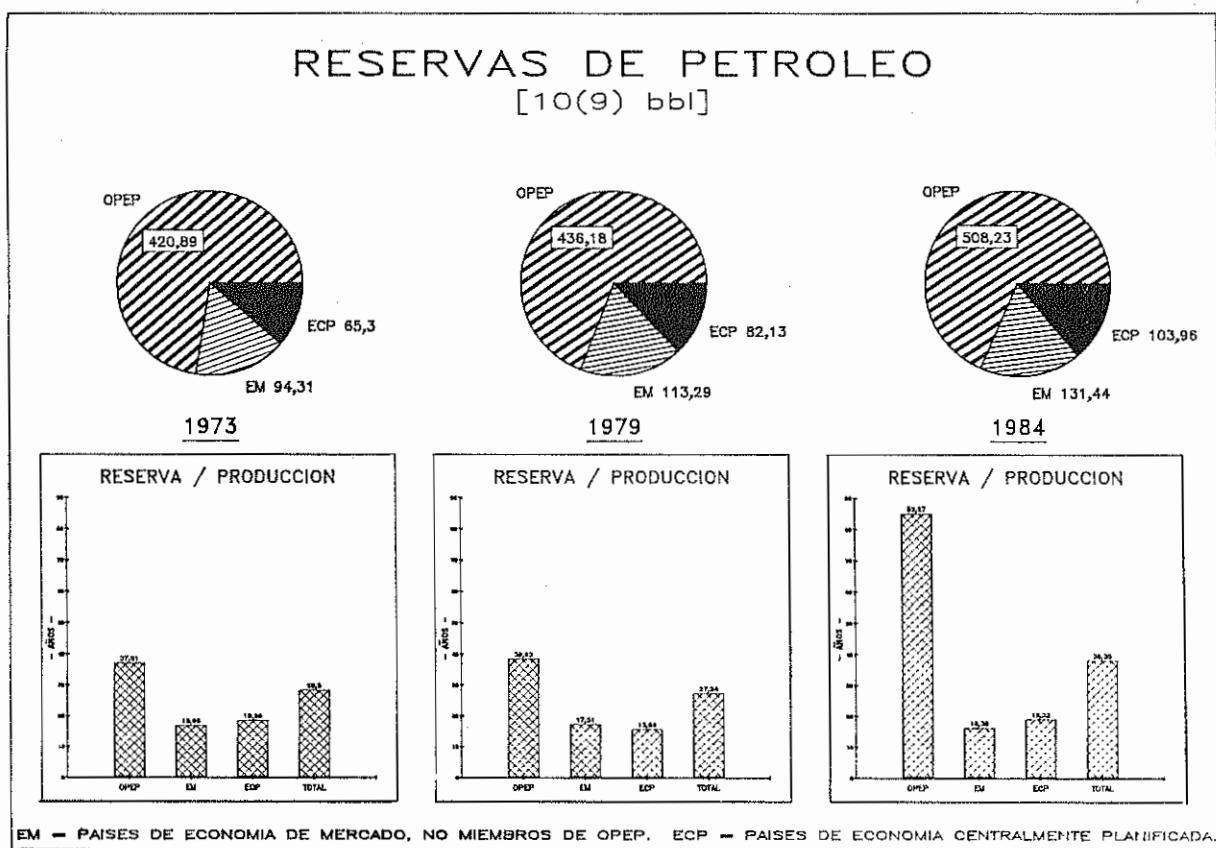


Gráfico 4



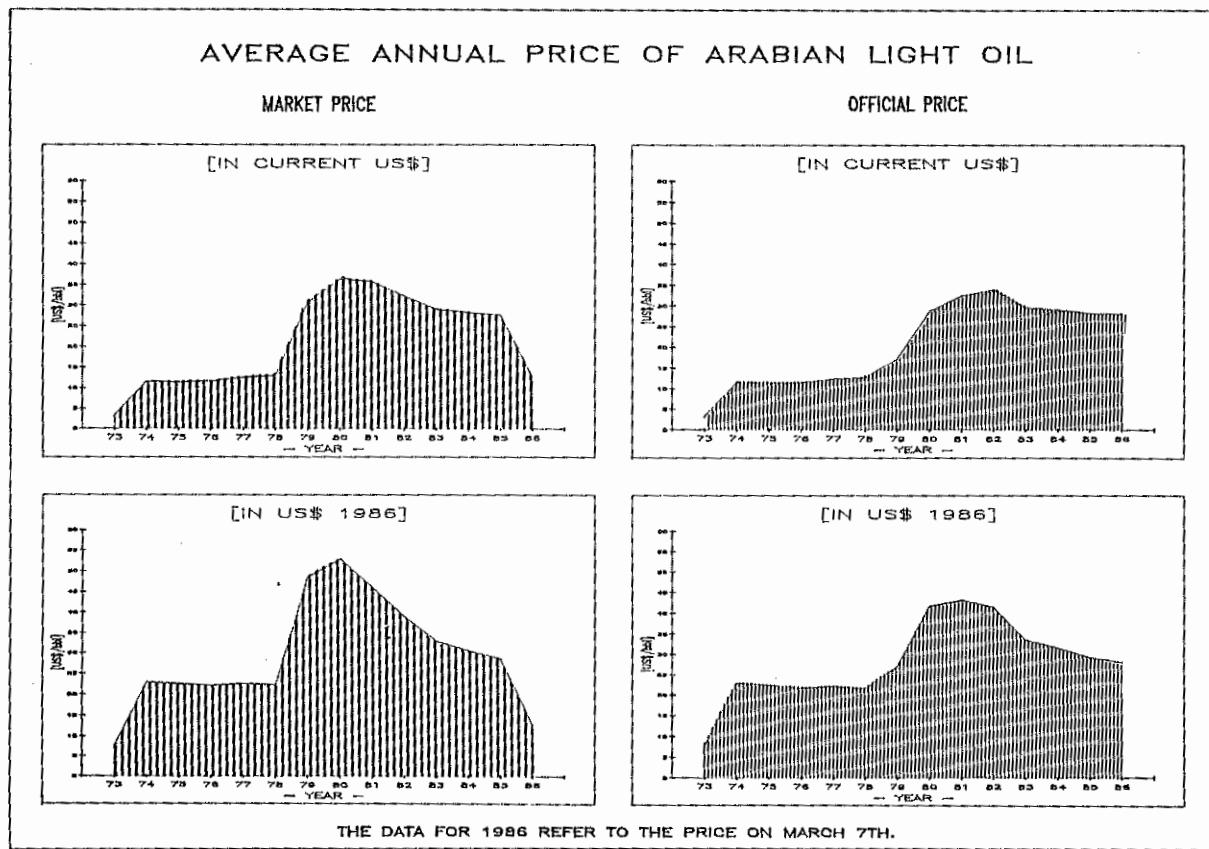


Gráfico 5

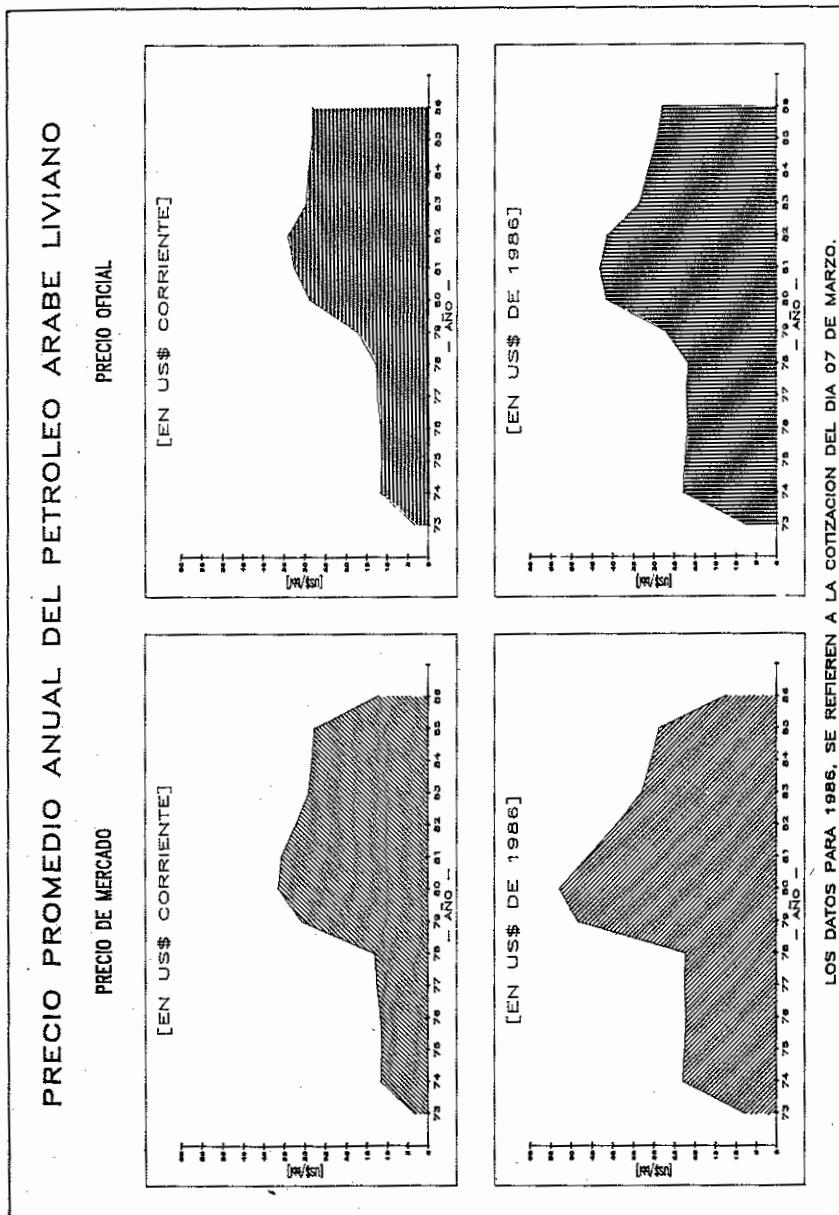


Figure 6.A

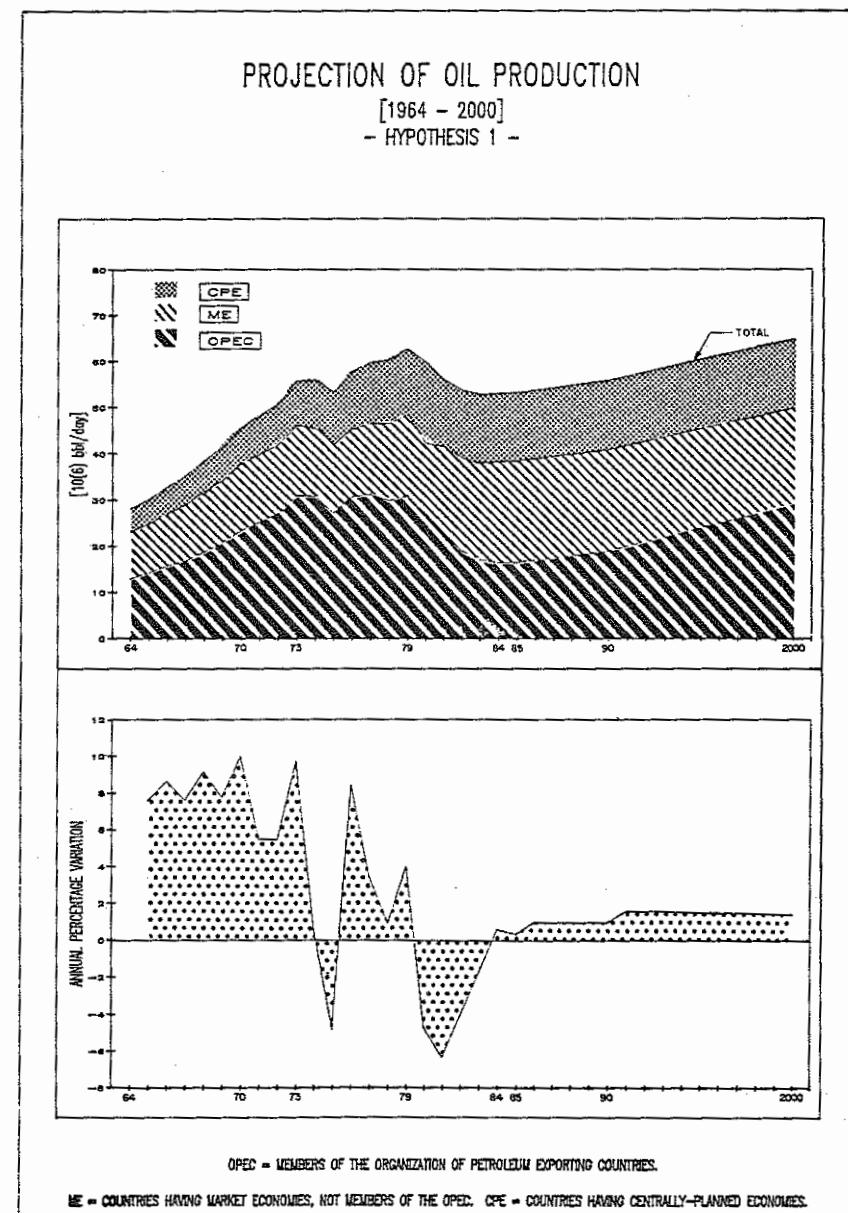


Gráfico 8.A

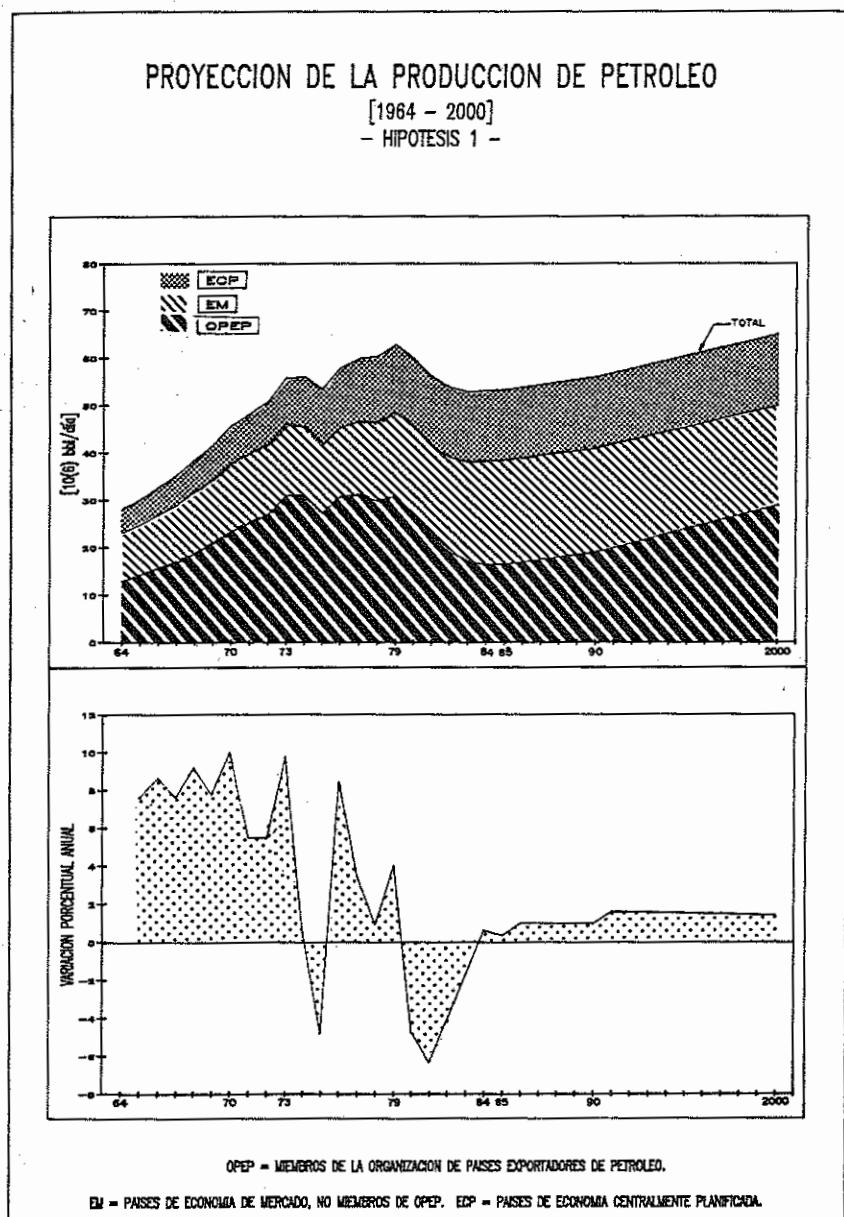


Figure 6.B.

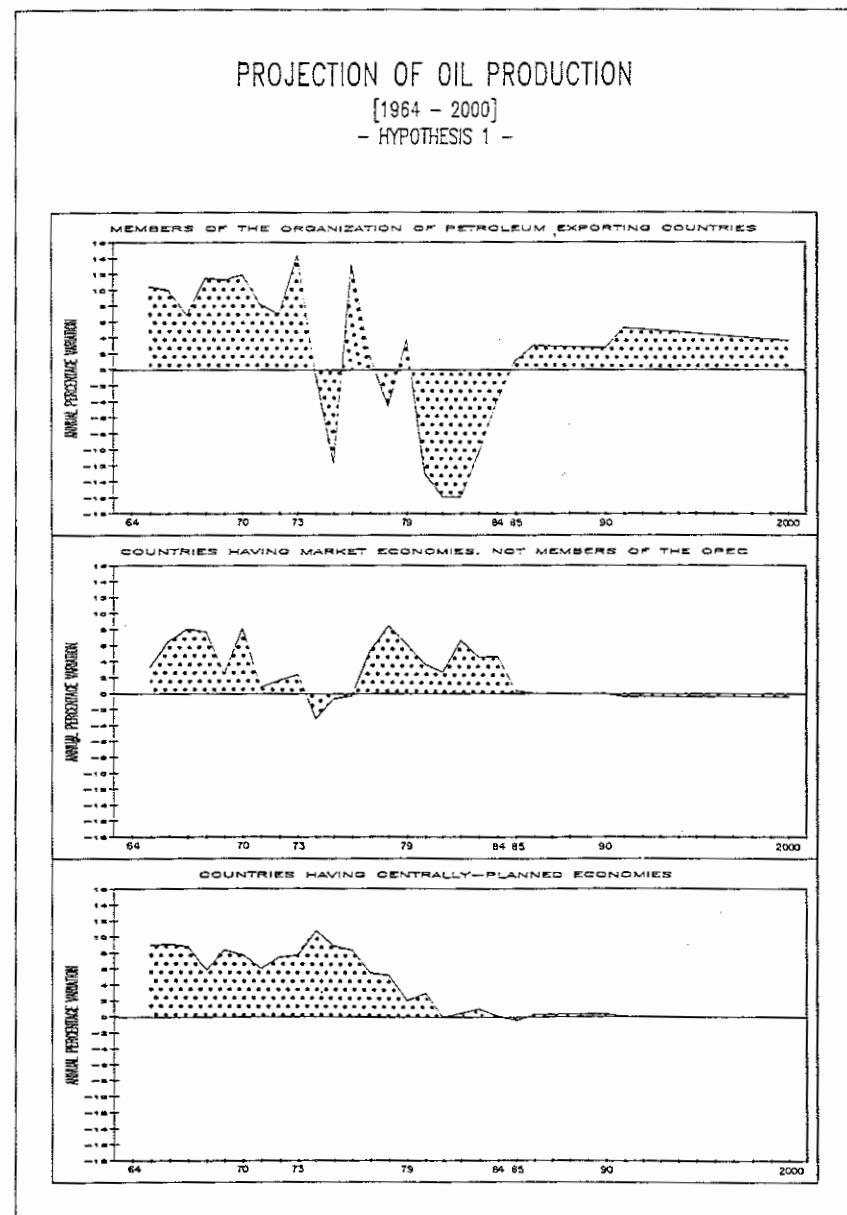


Gráfico 6.B

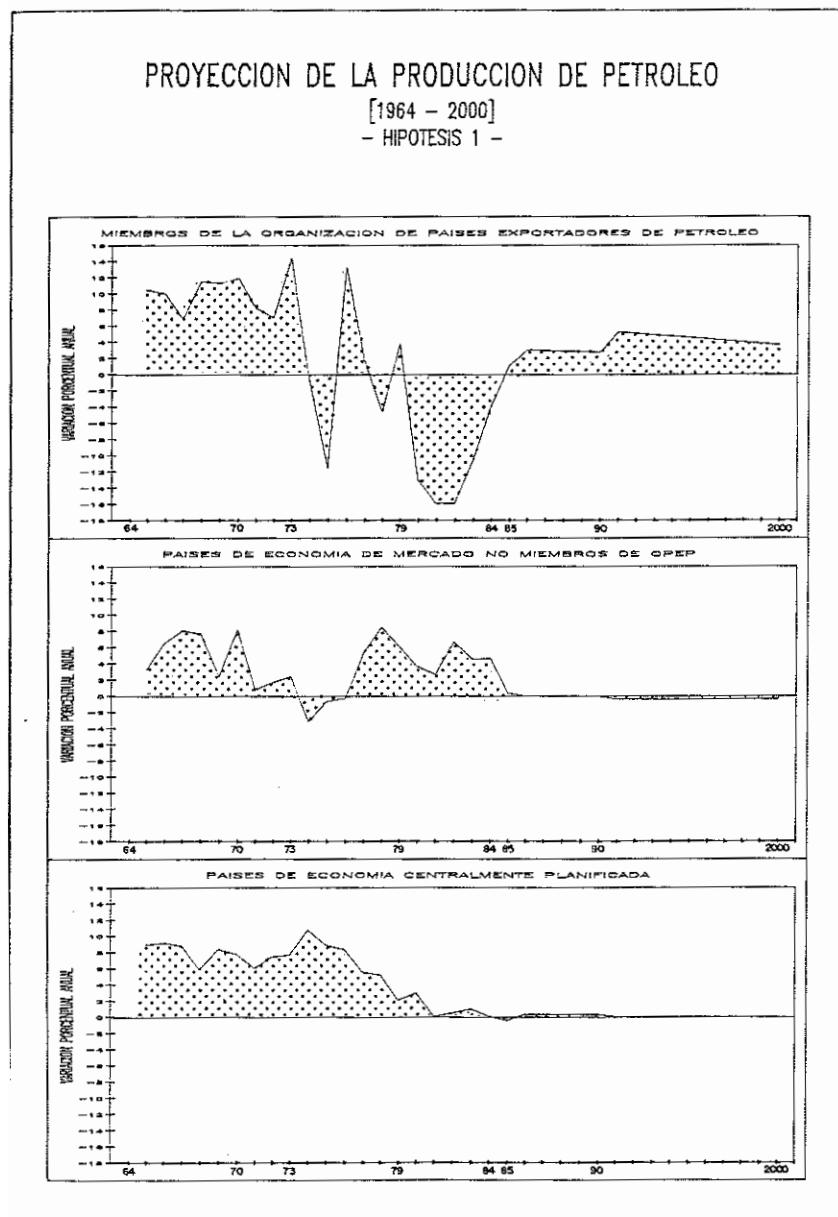


Figure 6.C

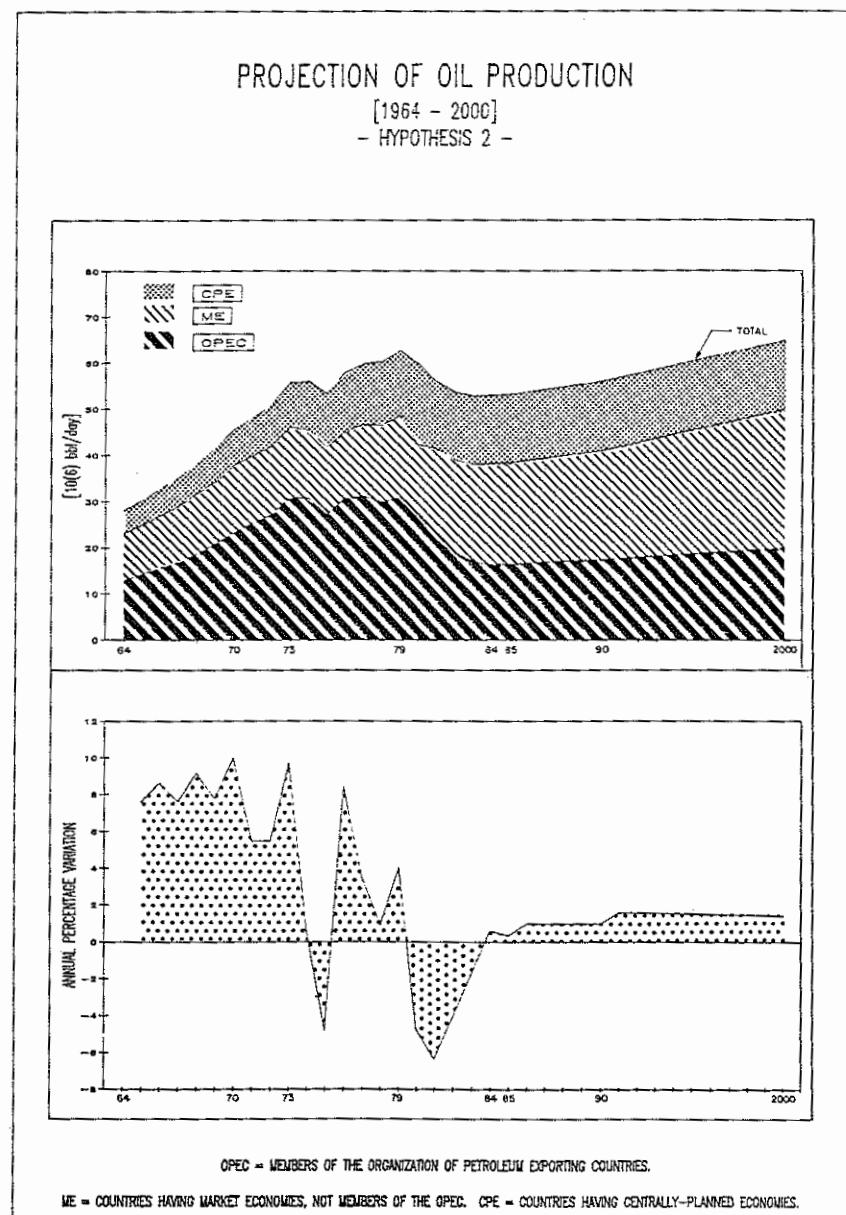
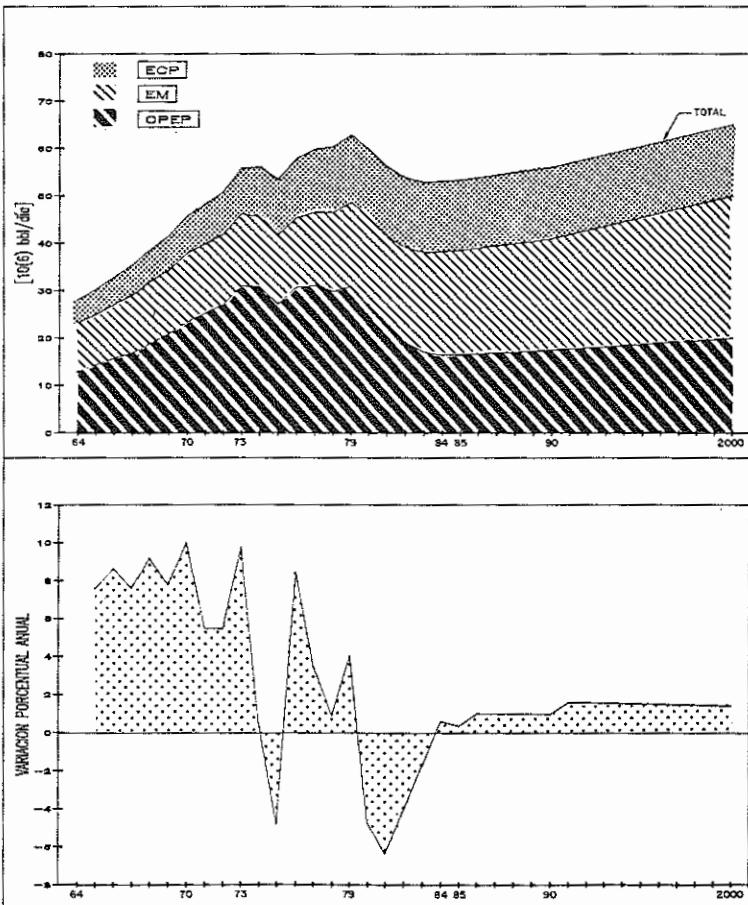


Gráfico 6.C

PROYECCION DE LA PRODUCCION DE PETROLEO  
[1964 - 2000]  
- HIPOTESIS 2 -



OPEC = MIEMBROS DE LA ORGANIZACION DE PAISES EXPORTADORES DE PETROLEO.

EM = PAISES DE ECONOMIA DE MERCADO, NO MIEMBROS DE OPEC. ECP = PAISES DE ECONOMIA CENTRALMENTE PLANIFICADA.

Figure 6.D.

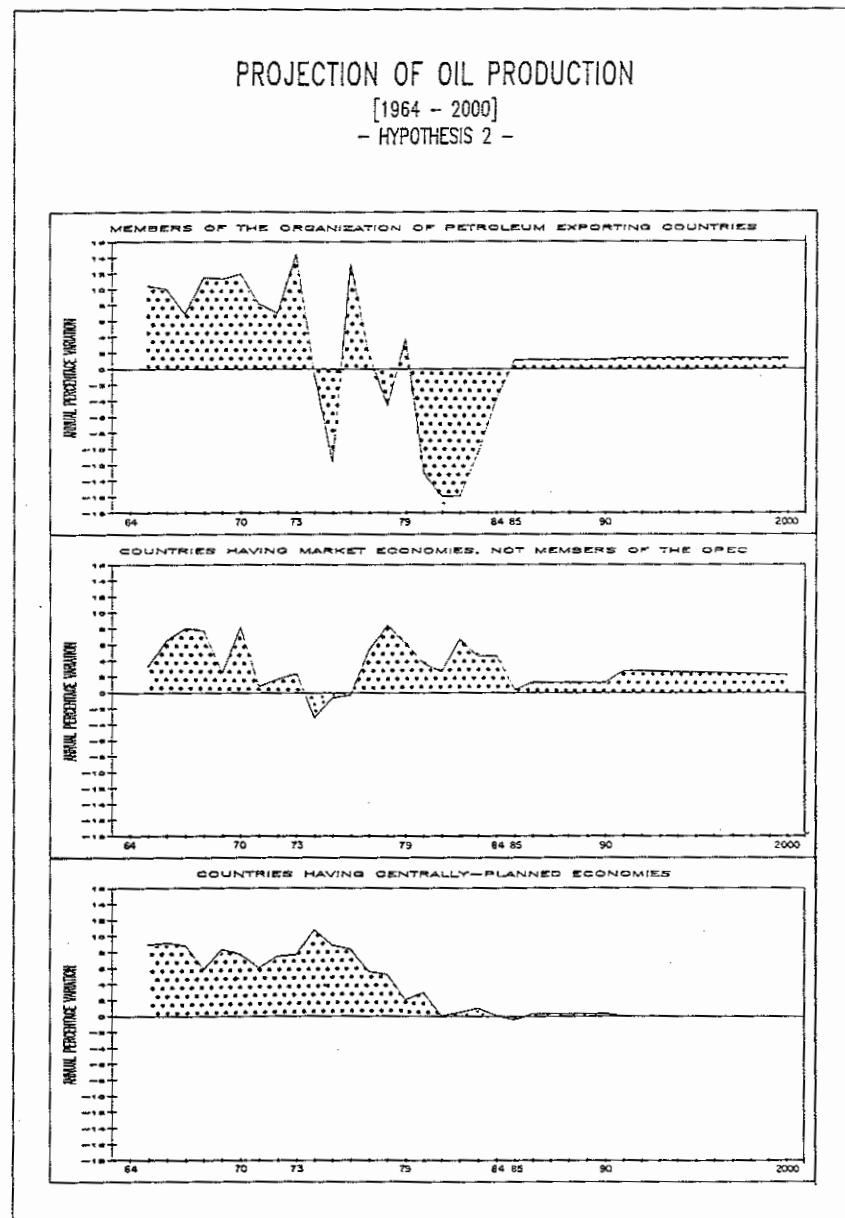


Gráfico 6.D

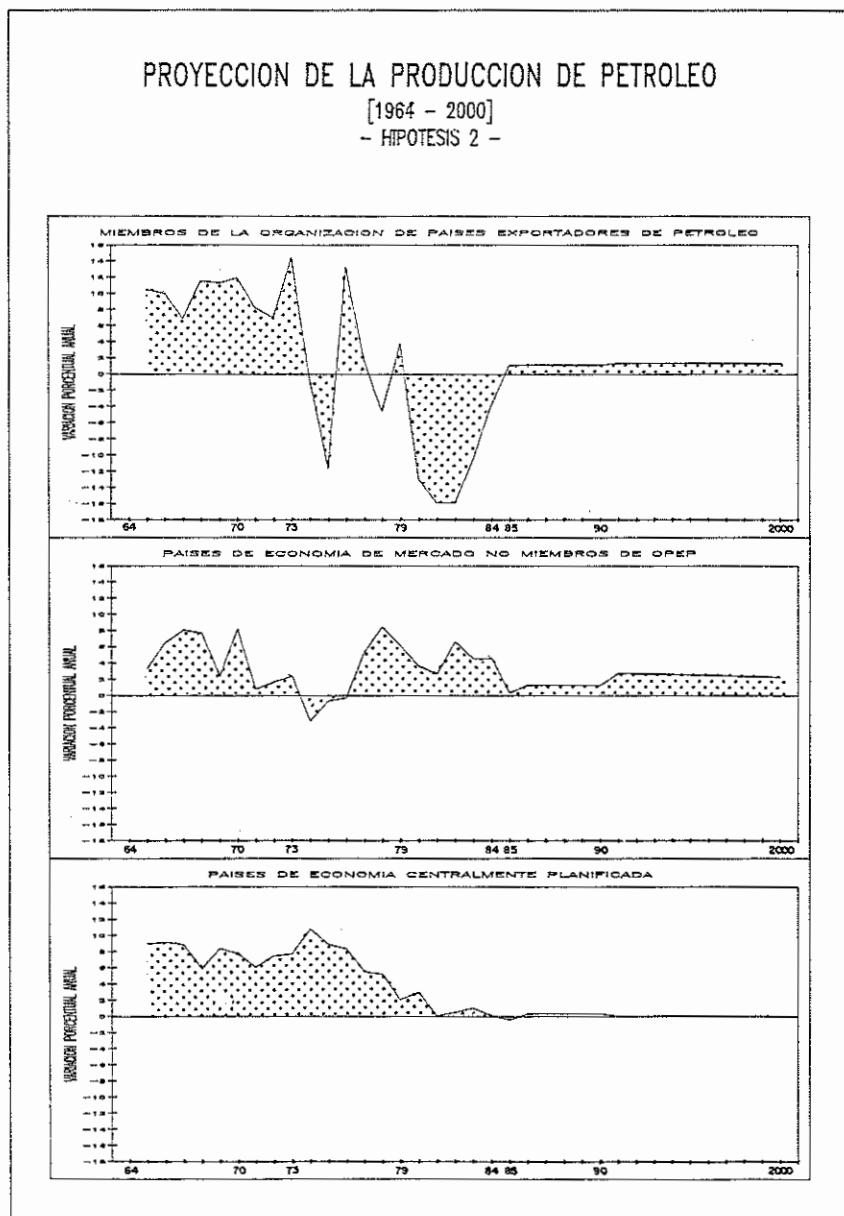


Figure 7.A

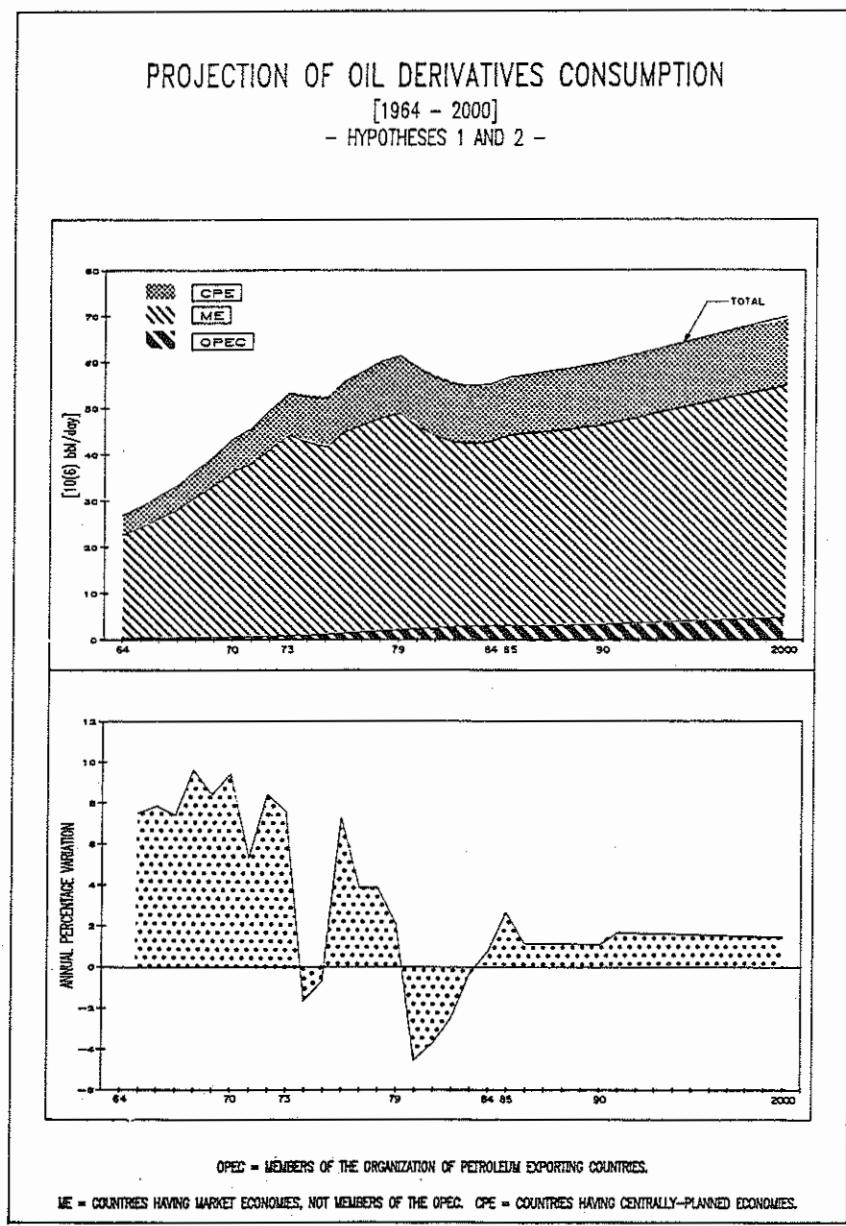


Gráfico 7.A

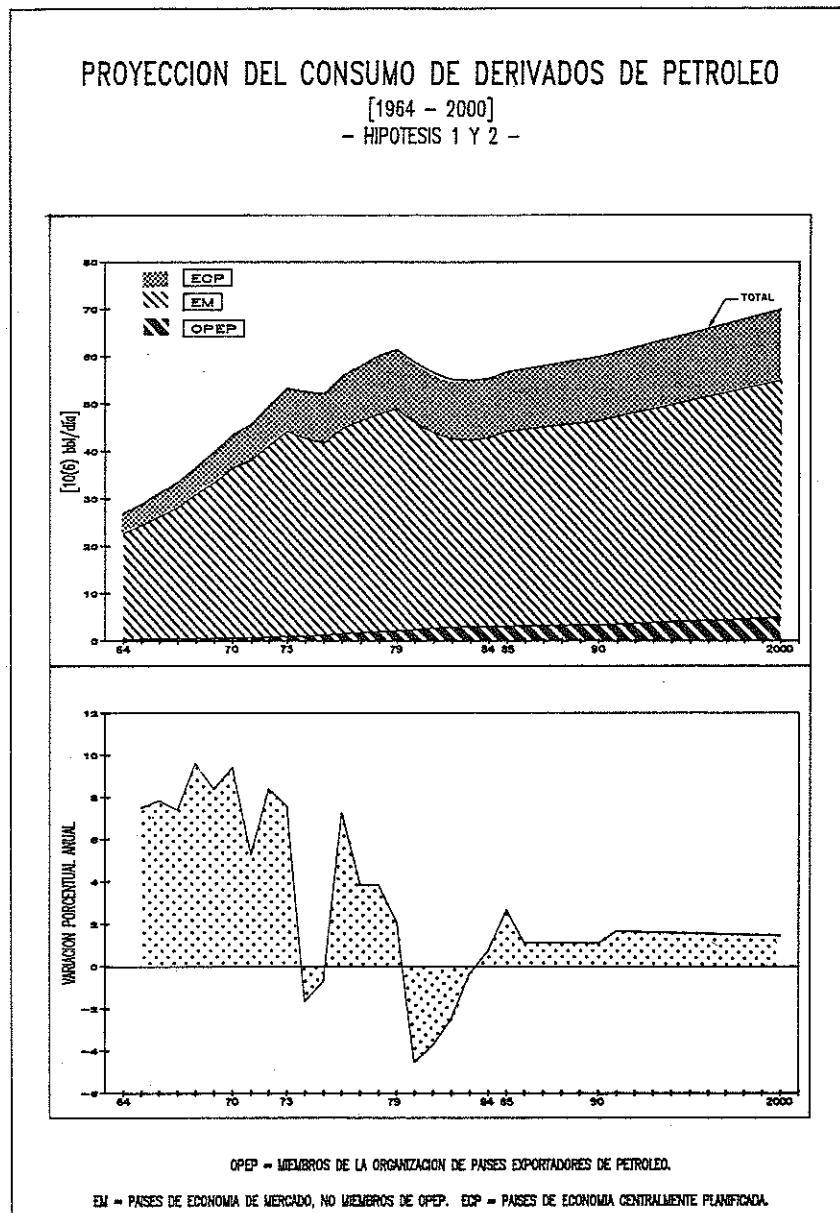


Figure 7.B

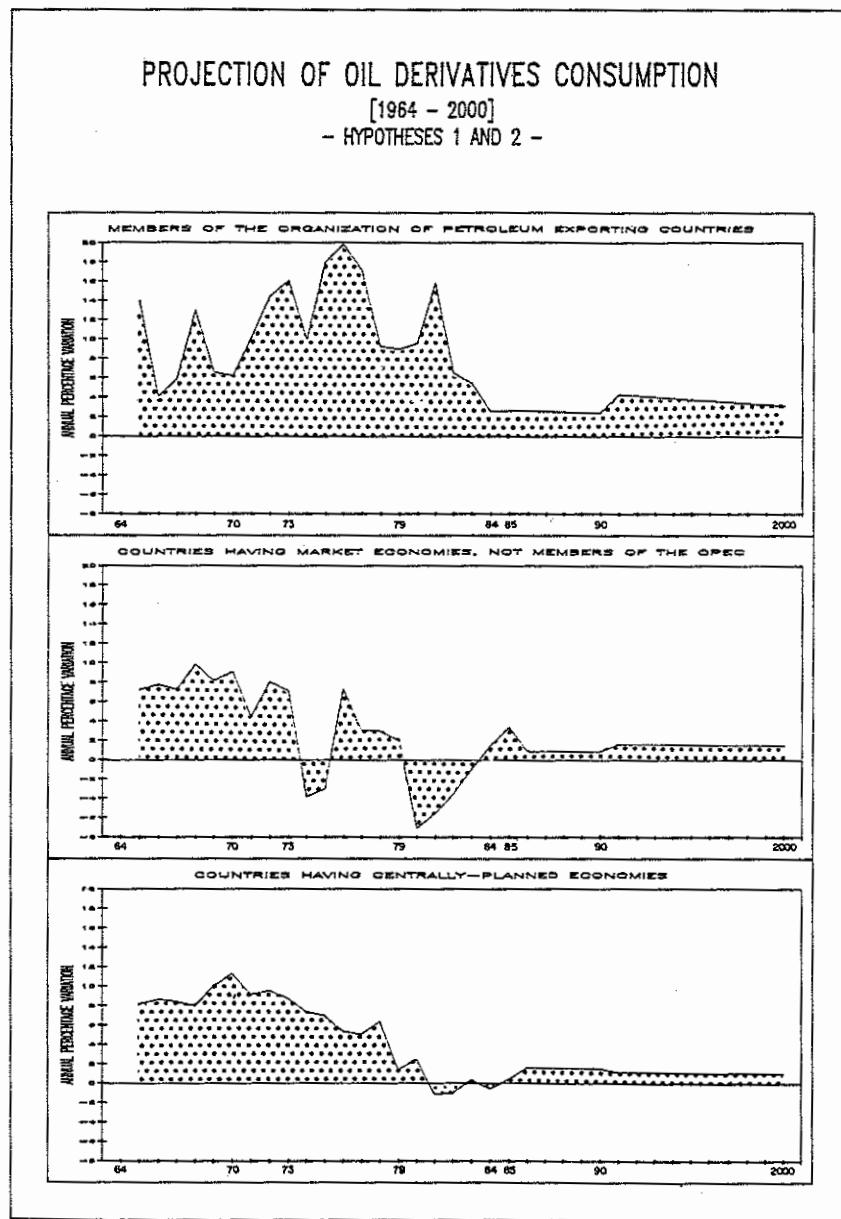


Gráfico 7.B

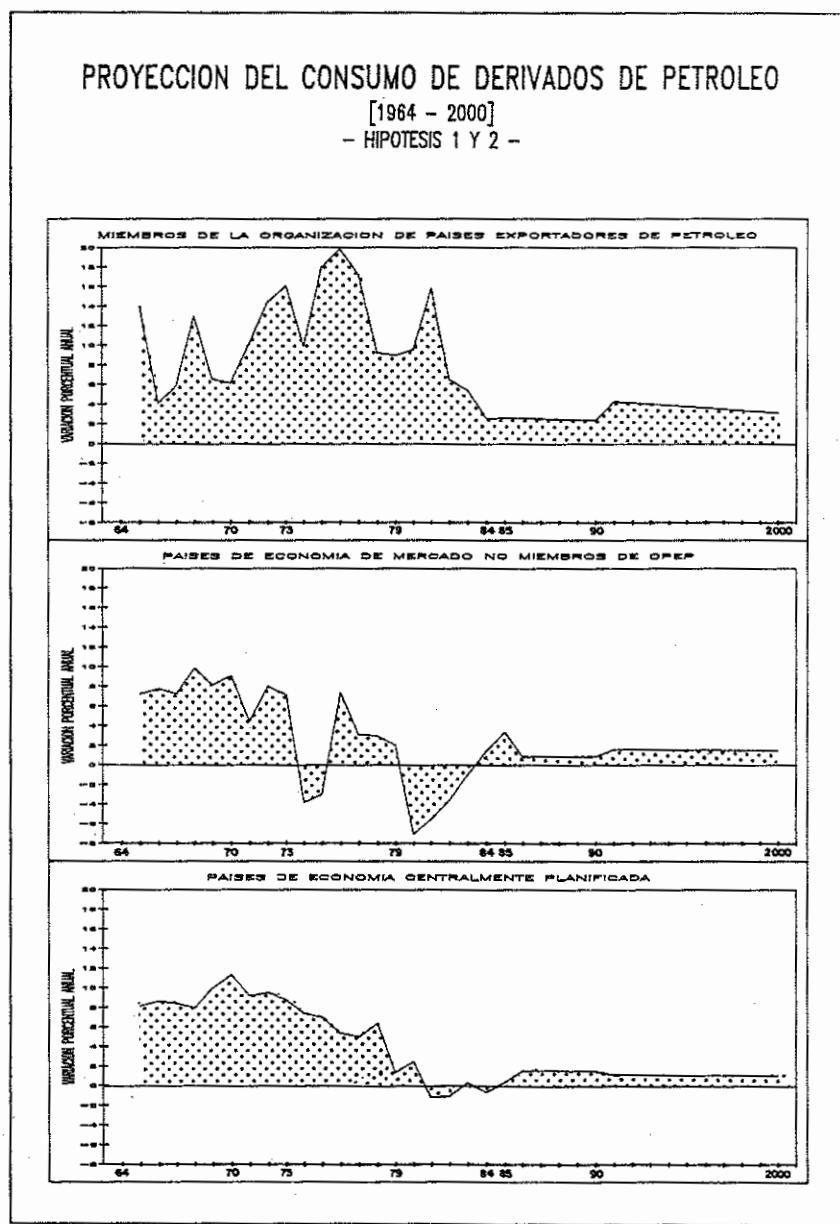


Figure 8.A

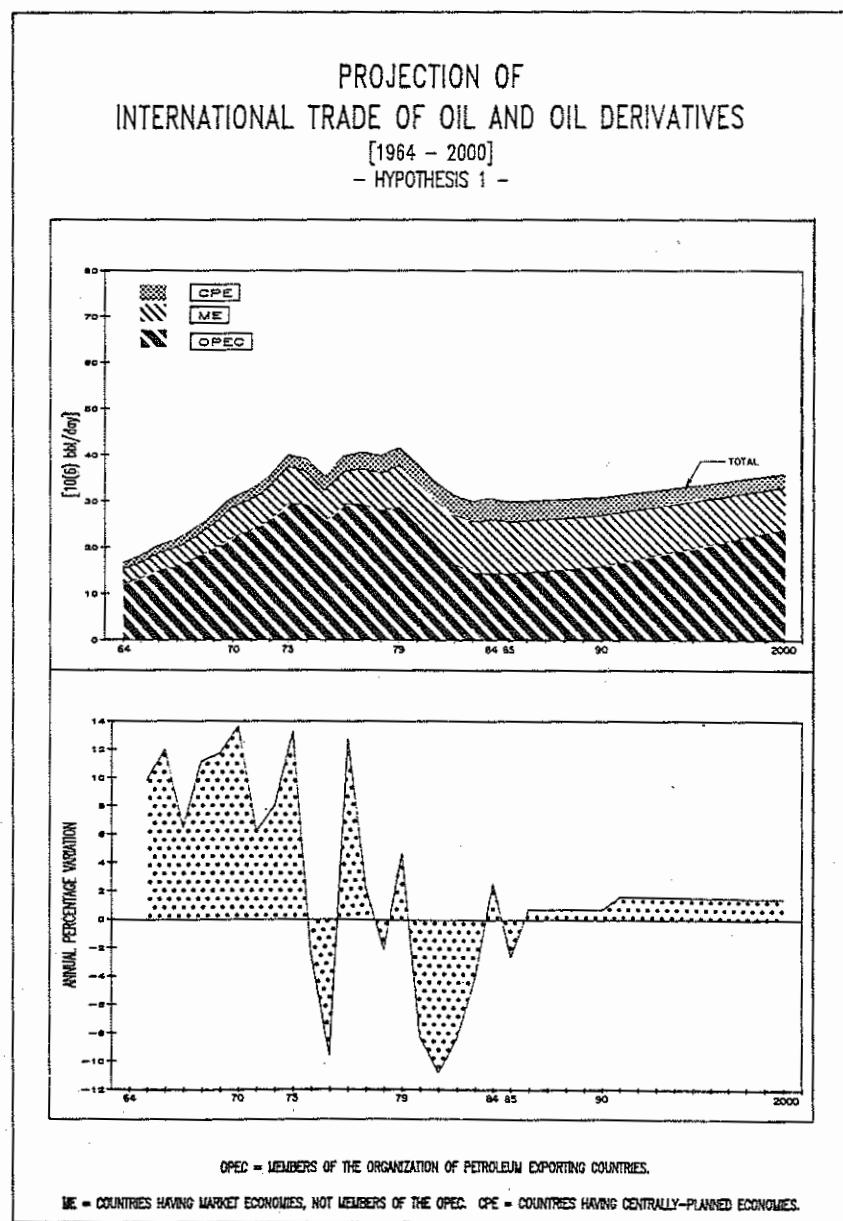


Gráfico 8.A

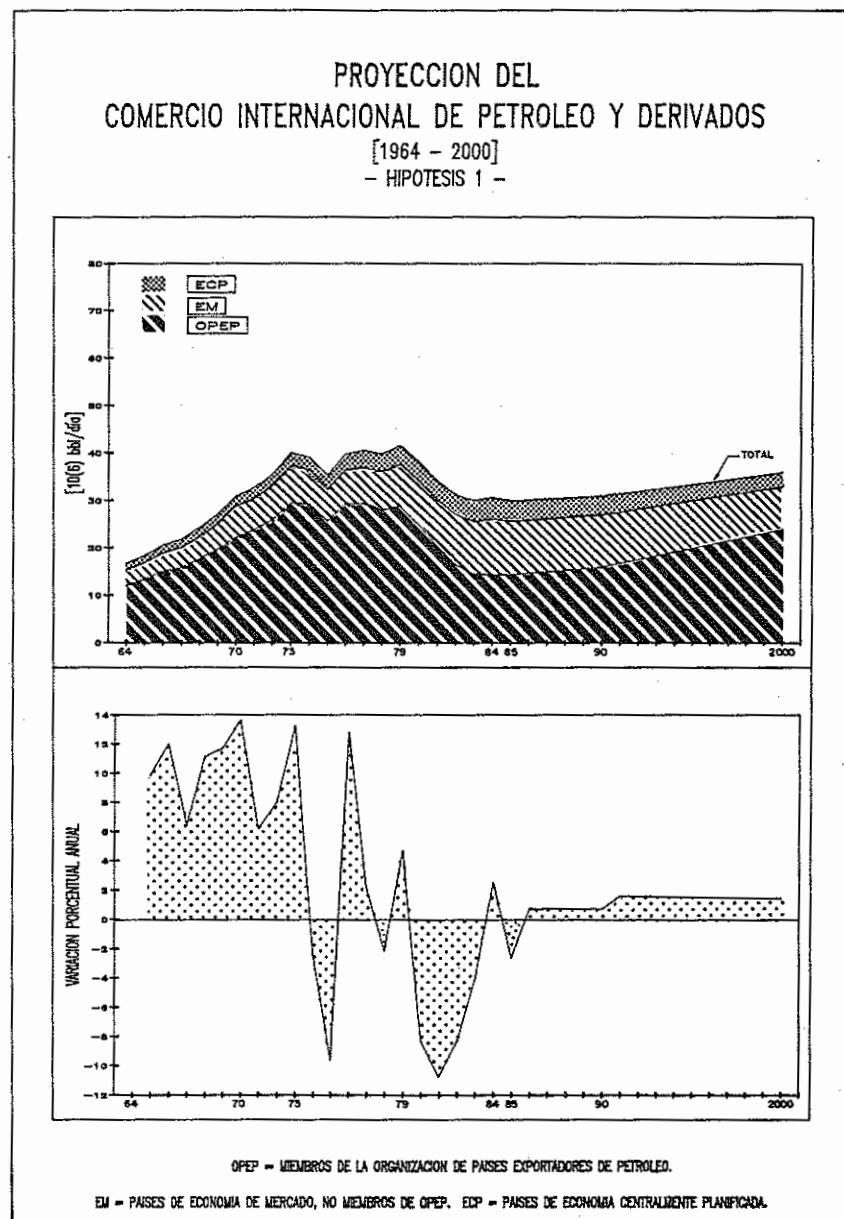


Figure 8.B.

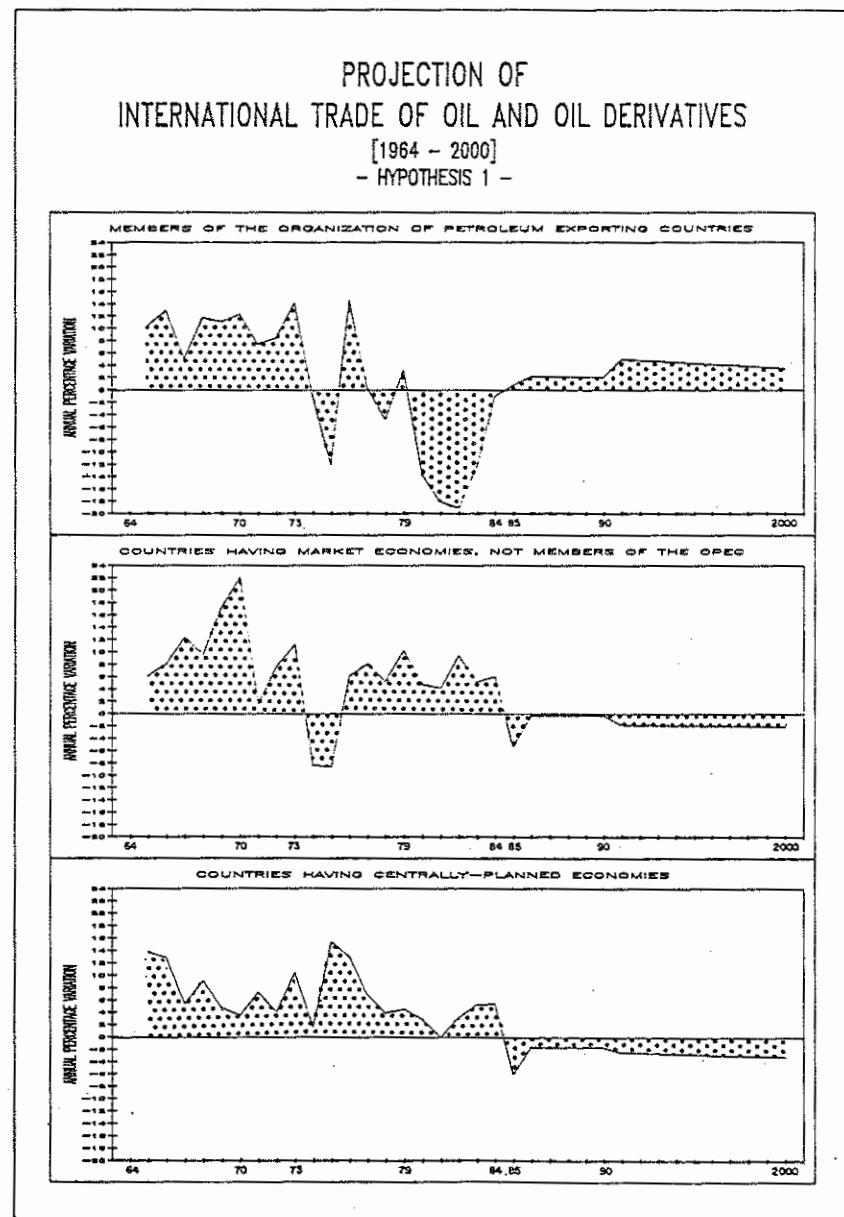


Gráfico 8.B

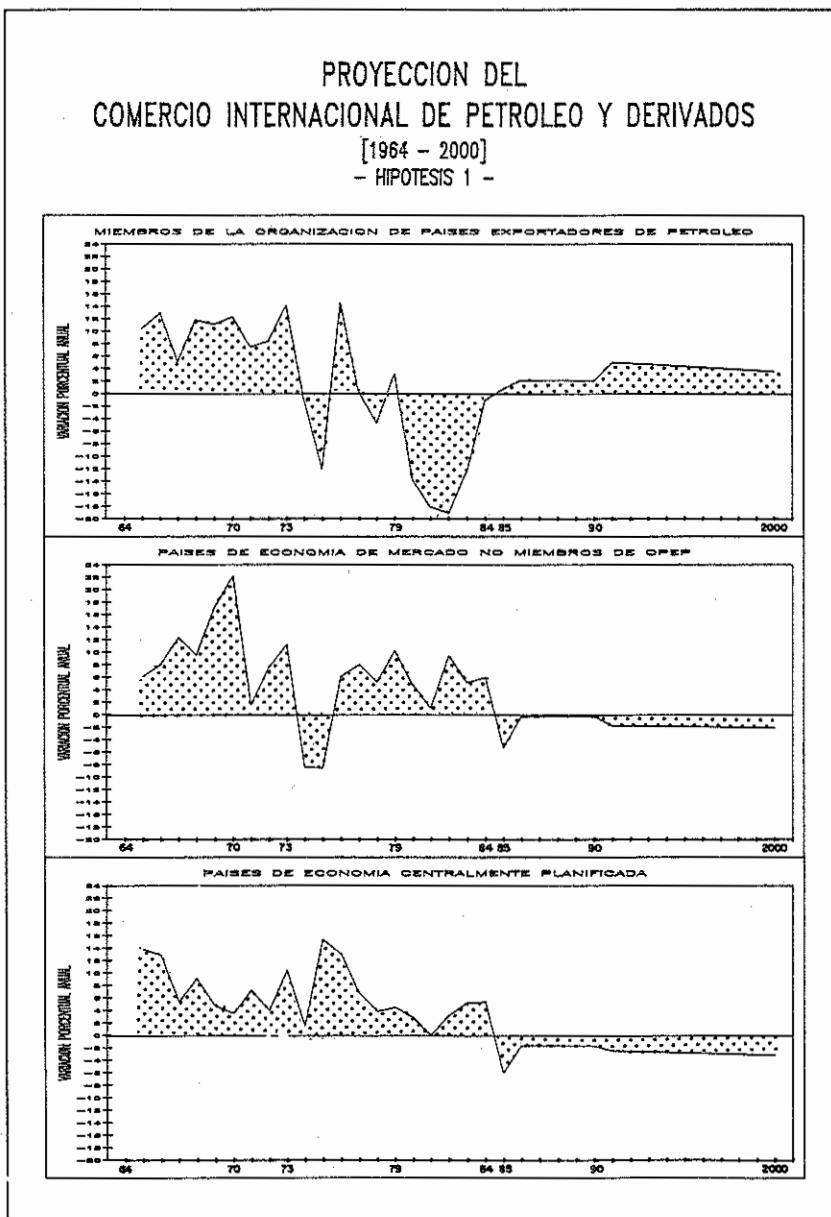


Figure 8.C

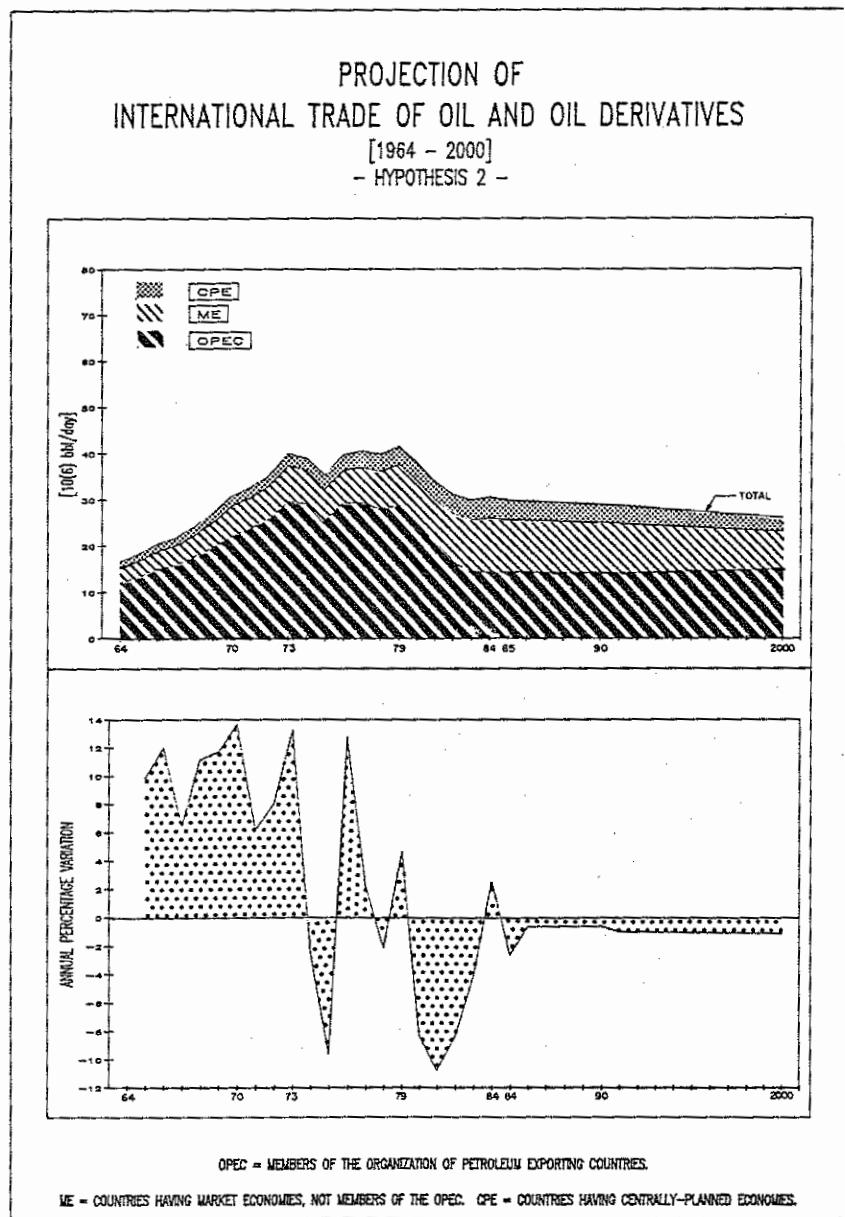


Grafico 8.C

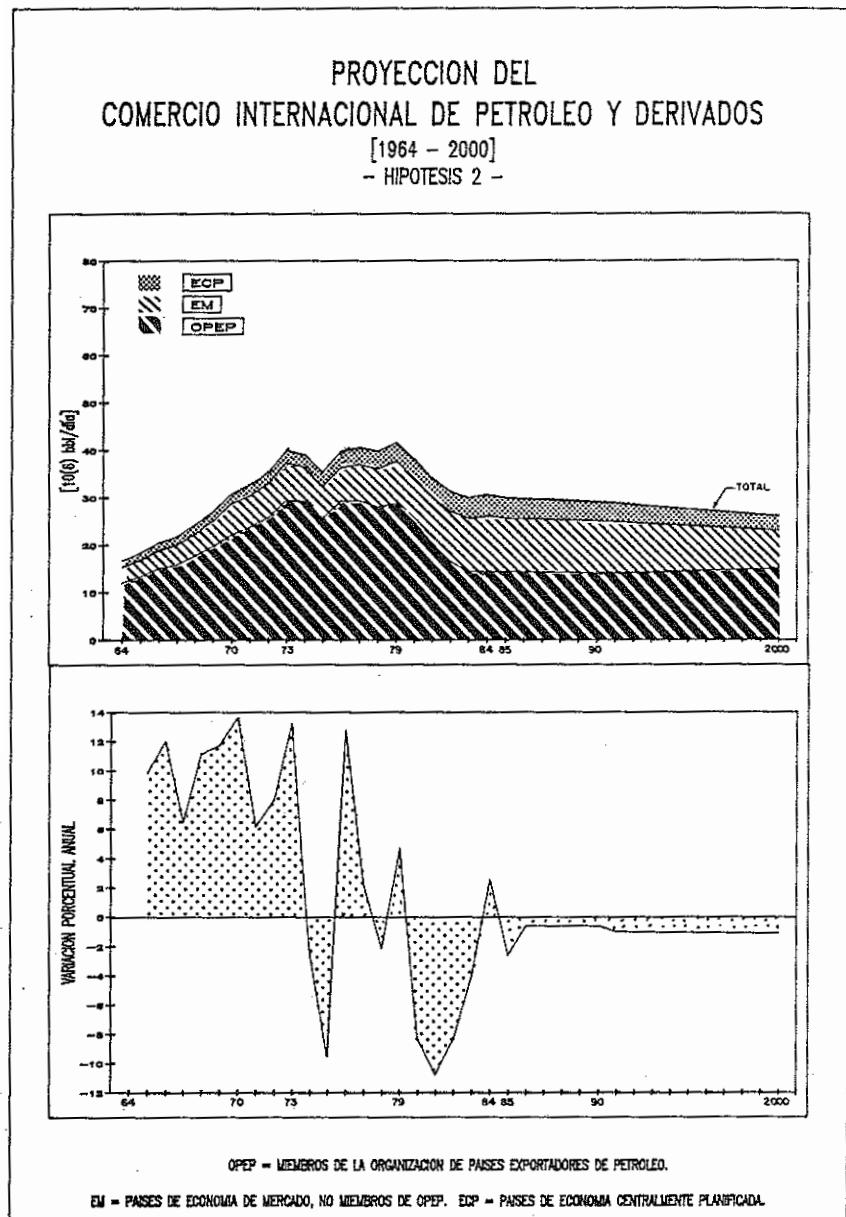


Figure 8.D.

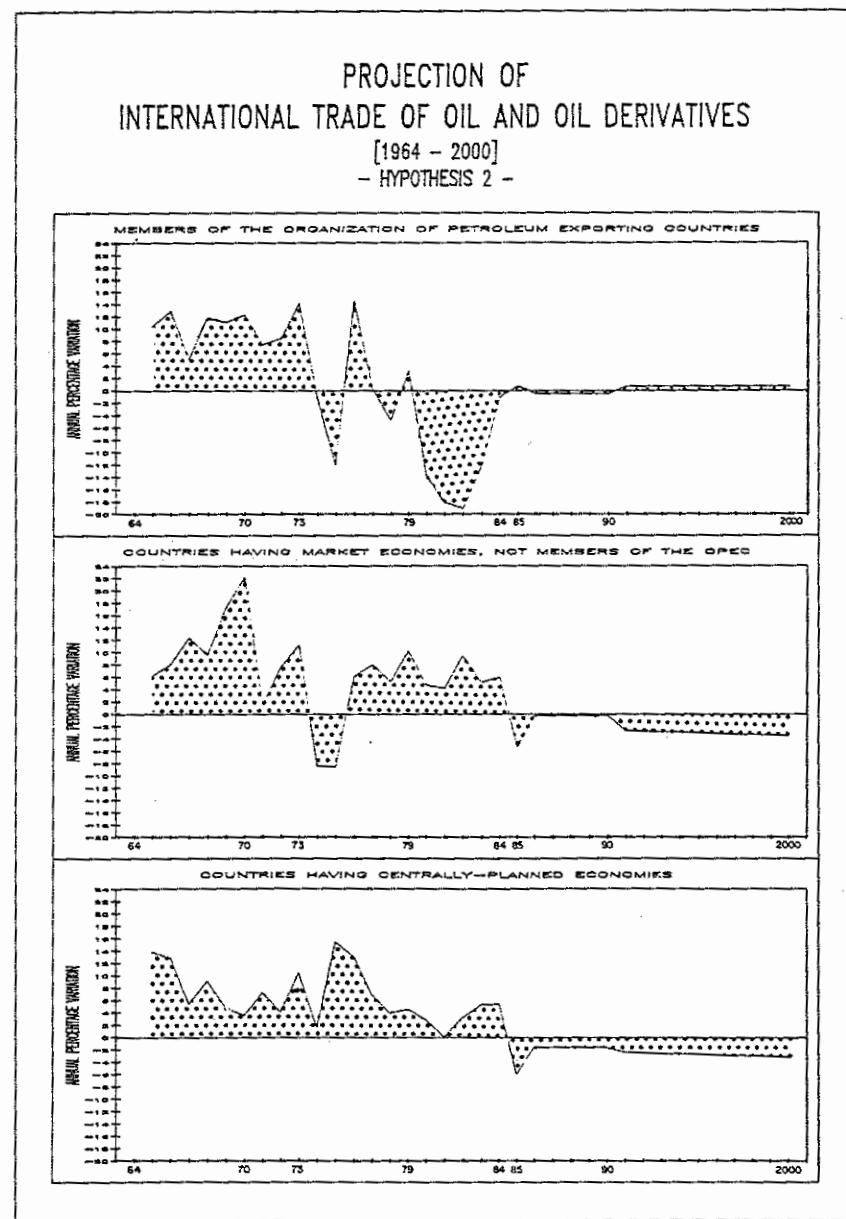


Gráfico 8.D

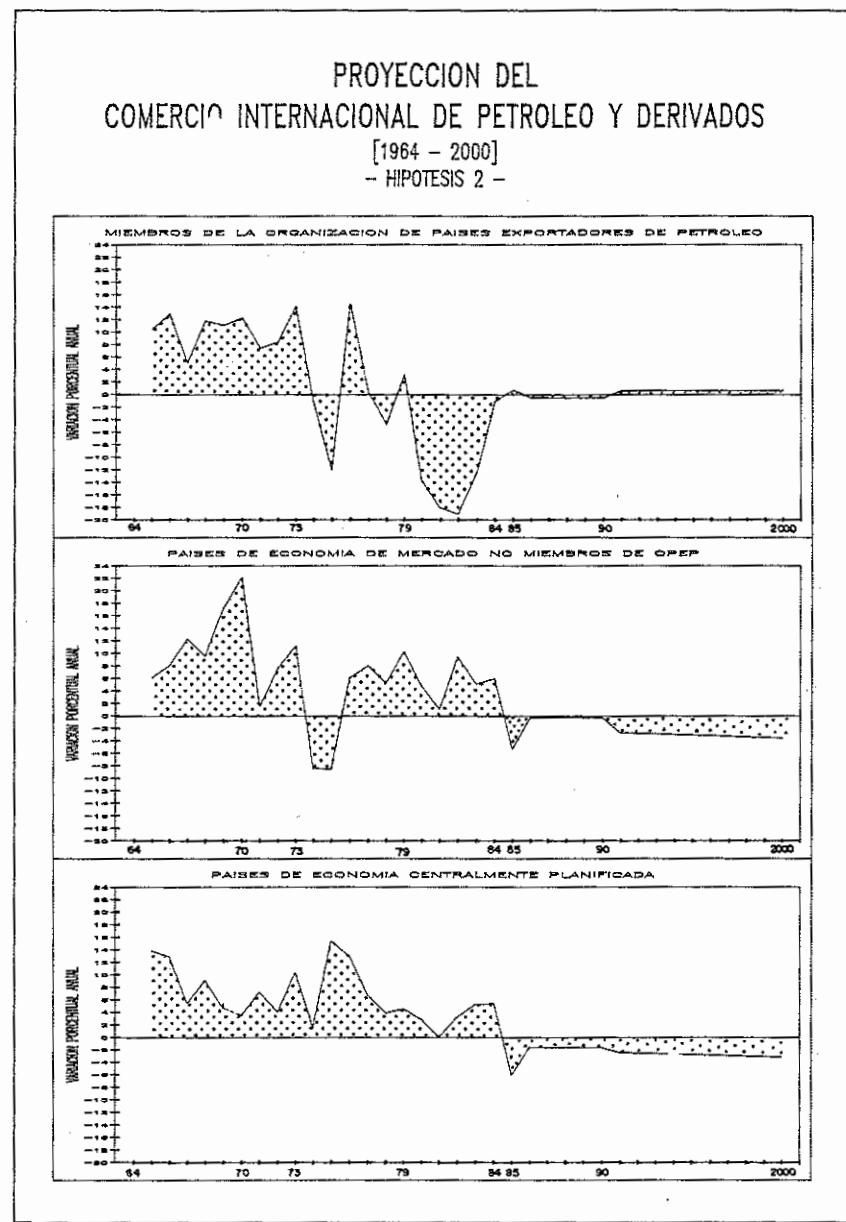
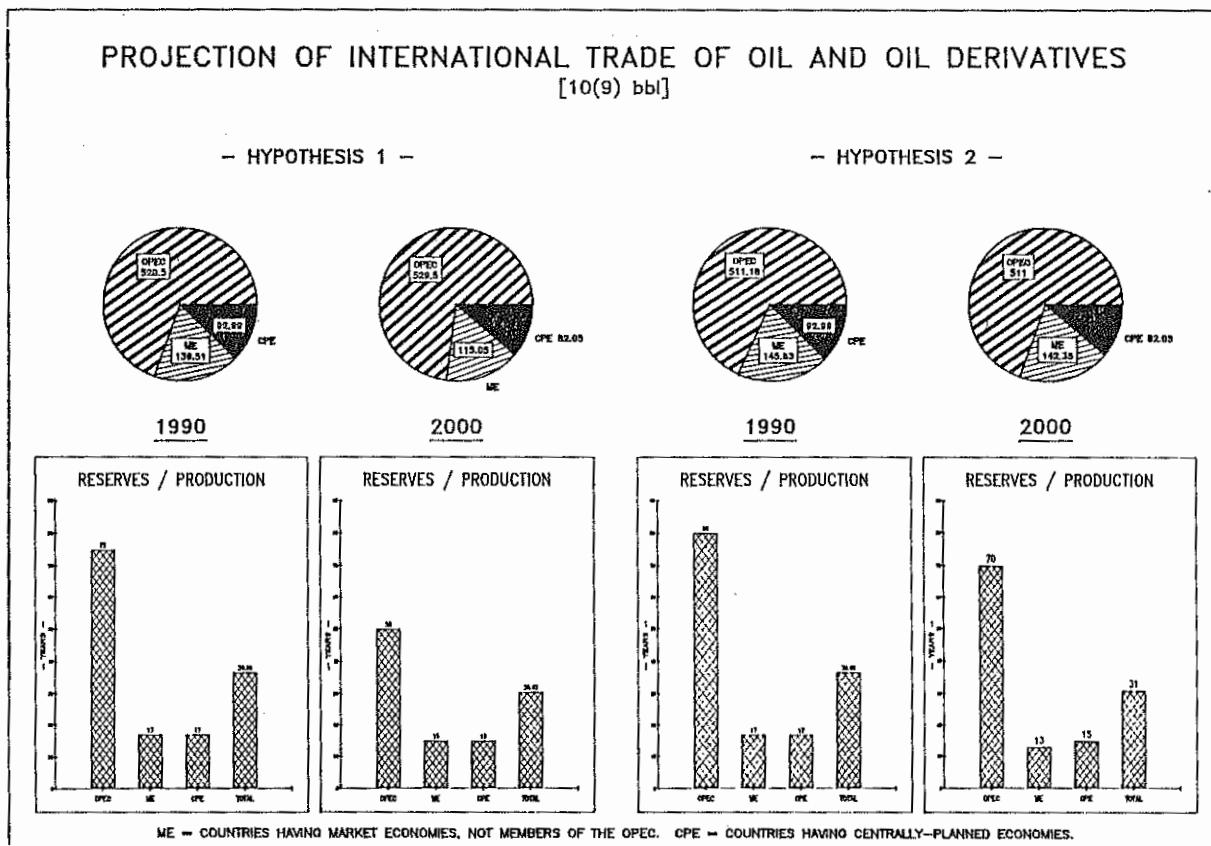


Figure 9



**PROYECCION DE LAS RESERVAS DE PETROLEO**  
**[10(9) bbl]**

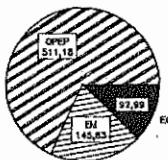
- HIPOTESIS 1 -



1990



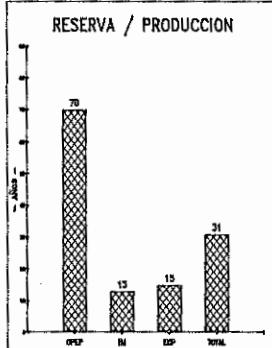
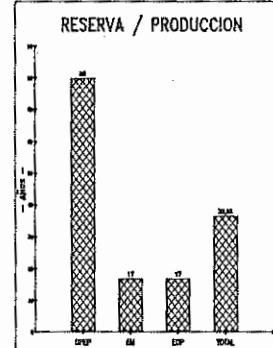
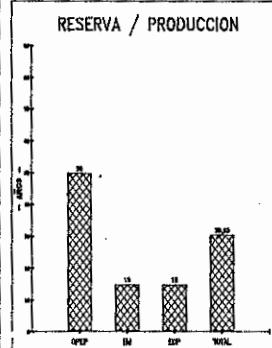
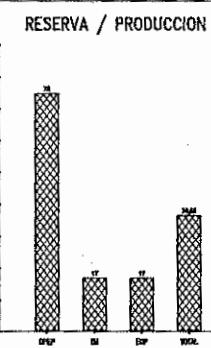
2000



1990



2000



EM — PAISES DE ECONOMIA DE MERCADO, NO MIEMBROS DE OPEC. ECP — PAISES DE ECONOMIA CENTRALMENTE PLANIFICADA.

## HYDROLOGY FOR SMALL HYDROPOWER STATIONS\*

Gustavo Silva Medina 1,

### SUMMARY

This article refers basically to gathering and processing information in hydrological studies for small hydropower basins.

The scope extends up to determination of the historical time series to be used later on in the studies on energy and power, design of diversion and spillway structures, and management of sediments.

Emphasis has been placed on the management of scant information since this is the common denominator of hydrological studies carried out in small basins.

The present text is supplemented by an ample bibliography which makes it possible to delve into greater depth in the hydrological techniques touched upon herewith.

### 1. INTRODUCTION

Within a hydropower project, the aims to be met by the hydrological study are the same for a small development site

---

\* Document presented to the Second Latin American Course on Design of Small Hydropower Stations (SHPS), Bucaramanga, Colombia, October 28-November 15, 1985.

1/ Civil Engineer, National University of Bogota, Colombia.

## HIDROLOGIA PARA PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS\*

Gustavo Silva Medina 1/

### RESUMEN

El tema se refiere básicamente a la recolección de información y su procesamiento en los estudios hidrológicos para pequeñas centrales hidroeléctricas.

El alcance del trabajo llega hasta la determinación de las series históricas que se utilizarán luego en los estudios de potencia y energía, diseño de obras de vertimiento y desviación, y manejo de los sedimentos.

Se ha hecho énfasis en el manejo de información escasa porque este es el común denominador cuando se trata de realizar estudios hidrológicos en cuencas pequeñas.

El texto se complementa con una bibliografía amplia que permitirá profundizar en las técnicas hidrológicas que se esbozan en estas notas.

### 1. INTRODUCCION

Los objetivos que debe cumplir el estudio hidrológico dentro de un proyecto de generación hidroeléctrica son los mismos para

---

\* Trabajo presentado al II Curso Latinoamericano de Diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), Bucaramanga, Colombia, 28 de Octubre-15 de Noviembre/1985.

1/ Ingeniero Civil, Universidad Nacional de Bogotá, Colombia.

as for a large one. In both cases, the hydrologist should take maximum advantage of available information and should apply the most suitable techniques in order to obtain as reliable results as possible.

Thus, one cannot speak of hydrology different from that of small hydroelectric developments. As a general rule, however, small hydropower stations are located in zones in which the hydrometeorological information is scarce and which are associated with relatively small basins where simplified methods and simple mathematical models can be applied without any important loss in the reliability of the results.

Collection and management of hydrological information in small basins (up to 100 km<sup>2</sup>) will be discussed below in this context. Such basins constitute a high percentage of the ones used for small hydropower stations.

### 1.1 Aims of the Hydrological Study

The hydrological study for a hydropower project has three major objectives:

- To analyze the mean flow of the river at the intake site, in order to estimate the flow-duration curve, which will aid in power and energy studies.
- To calculate the flow of water-level increases for the design of spillways.
- To determine the behavior of sediments carried by the river and to estimate their magnitude in order to design the additional structures which would guarantee the sound functioning of the intake during the project's lifetime.

### 1.2 Information-Gathering

The search for basic information required to start the

un desarrollo pequeño que para uno grande; en ambos casos el hidrólogo deberá utilizar al máximo la información disponible y aplicará las técnicas más apropiadas para obtener los resultados más confiables posibles.

Lo anterior indica que no puede hablarse de una hidrología diferente, exclusiva de los pequeños desarrollos hidroeléctricos. Sin embargo, por regla general, las pequeñas centrales hidroeléctricas están localizadas en zonas donde la información hidrometeorológica es escasa, y están asociadas con cuencas relativamente pequeñas en las cuales pueden aplicarse métodos simplificados y modelos matemáticos sencillos, sin pérdida importante en la confiabilidad de los resultados.

Dentro de este panorama, se tratará a continuación sobre la recolección y manejo de la información hidrológica en cuencas pequeñas, hasta 100 km<sup>2</sup>, las cuales constituyen un alto porcentaje entre las que son utilizadas en las pequeñas centrales hidroeléctricas.

### 1.1 Objetivos del estudio hidrológico

El estudio hidrológico en un proyecto de generación hidroeléctrica tiene tres objetivos principales:

- Analizar los caudales medios del río en el sitio de captación, para estimar la curva de duración de caudales que servirá en los estudios de potencia y energía.
- Calcular los caudales de creciente para diseño de desviaciones y vertedores de exceso.
- Determinar el comportamiento de los sedimentos que el río transporta y estimar su magnitud, para diseñar las obras adicionales que garanticen el correcto funcionamiento de la captación, durante su vida útil.

### 1.2 Recolección de información

La búsqueda de la información básica que se requiere para

hydrological study includes an exhaustive investigation in public and private offices which have been involved in the area of interest and in the particular region in which the river basin to be tapped for the hydroelectric development is located.

Then an inventory is done, including the following aspects:

- Cartography: Maps with level curves, preferably on scales between 1:10,000 and 1:100,000.
- Aerial photographs: Flights during different seasons.
- Previous studies on engineering projects in the region, including monographs on the area.
- Climatology: Records on temperature, humidity, evaporation, rainfall, within the basin and in neighboring stations.
- Flows: Including all of the information on average daily flow and maximum instantaneous flow, as well as hydrographs for water-level increases, along the river.
- Current and future land use in the region: Within this aspect are included soil classifications and determination of potentially erosive areas.

The information gathered will then be analyzed according to procedures which will depend on the quality of the data obtained; and the field work needed to supplement the initial information will be programmed on the basis of this analysis.

The complementary field work includes topographical surveys, bathymetry, reading of levels, liquid and solid flow measurements, sampling of sediments at bottom, and laboratory analyses.

iniciar el estudio hidrológico comprende una investigación exhaustiva en las Entidades Oficiales y Particulares que hayan tenido relación con la zona de interés y con la región particular en la cual se halle localizada la cuenca del río que se va a aprovechar en el desarrollo hidroeléctrico.

Se hará, entonces, un inventario que incluirá los siguientes aspectos:

- Cartografía. Mapas con curvas de nivel, a escalas preferiblemente entre 1:10.000 y 1:100.000.
- Fotografías aéreas. Vuelos de diferentes épocas.
- Estudios anteriores sobre desarrollos de Ingeniería en la región. Deben incluirse monografías sobre la zona.
- Climatología. Registros sobre temperaturas, humedad, evaportación, pluviometría, dentro de la cuenca y en estaciones vecinas.
- Caudales. Incluye toda la información sobre caudales medios diarios, máximos instantáneos e hidrogramas de creciente, a lo largo del río.
- Uso de la tierra, actual y futuro, en la región. Dentro de este aspecto se incluyen las clasificaciones de suelos y la determinación de áreas potencialmente erosionables.

La determinación recolectada se analizará luego, de acuerdo con procedimientos que dependen de la calidad de los datos obtenidos, y con base en el análisis se programarán las labores de campo necesarias para complementar la información inicial.

Los trabajos de campo complementarios incluyen levantamientos topográficos, batimetrías, lecturas de niveles, aforos líquidos y sólidos, toma de muestras de sedimentos de fondo, y análisis de laboratorio.

This field work is generally developed over a short time period (between two and four months), and its practical utility lies in the fact that it aids in adjusting formulas and verifying some of the assumptions which must necessarily be made in the study.

Meanwhile, during the field work, systematic data-gathering should continue in the pluviometric, climatological and fluviometric stations installed in the project area and in neighboring areas. If necessary, additional stations may be installed, whether provisional or permanent, according to the needs of the hydrological study.

## 2. ANALYSIS OF HYDROMETEOROLOGICAL INFORMATION

The first step within the information analysis is to check on data reliability. This calls for a double-mass analysis for consistency, justification of anomalies, review of adjustment curves, etc.

The double-mass analysis is used to verify the consistency of the data from station records, i.e., that all of the data have been collected under the same conditions, so as to assure series homogeneity.

The anomalies refer to those data which, at first sight, or even after processing, do not fit in with the set of records on a given event. For example, there is an anomaly when a limmograph shows a water-level increase but the rain gauges installed in the corresponding basin slope do not record the rainfall which brought it about. This anomaly can occur due to the poor distribution of the pluviometric network or due to the lack of synchronization between the clocks of the devices.

When information is scarce, i.e., when the length of the records is short or the time series prove incomplete, statistical reliability methods are not applicable. This is the general case when dealing with hydrological studies in small river basins, or remote regions, because the lack of

Estas labores de campo se desarrollan generalmente durante un período corto, entre dos y cuatro meses, y su utilidad práctica está en que sirven para calibrar fórmulas y comprobar algunas de las suposiciones que, necesariamente, se hacen en el estudio.

A la vez que se desarrollan las labores de campo mencionadas se deberá continuar con la toma de datos sistemática en las estaciones pluviométricas, climatológicas y fluviométricas instaladas en la zona del proyecto y en áreas vecinas. Si es necesario, se instalarán estaciones adicionales, provisionales o permanentes, de acuerdo con las necesidades del estudio hidrológico.

## 2. ANALISIS DE LA INFORMACION HIDROMETEOROLOGICA

El primer paso dentro del análisis de la información es hacer un chequeo sobre la confiabilidad de los datos, el cual comprende análisis de doble masa para consistencia, justificación de anomalías, revisión de curvas de calibración, etc.

El análisis de doble masa se utiliza para comprobar la consistencia de los datos del registro de una estación, esto es, que todos los datos hayan sido tomados en las mismas condiciones, con lo cual se asegura que la serie es homogénea.

Las anomalías se refieren a aquellos datos que, a simple vista, o al ser procesados, no encuadran dentro del conjunto de registros de un determinado evento. Por ejemplo, hay una anomalía cuando un limnógrafo registra una creciente, pero los pluviógrafos instalados en la cuenca vertiente correspondiente no registran el aguacero que la generó; esta anomalía puede ocurrir por mala distribución de la red pluviométrica o por falta de sincronización entre los relojes de los aparatos.

Cuando la información es escasa, o sea cuando la longitud de los registros es corta o las series de tiempo resultan incompletas, los métodos estadísticos de confiabilidad no son aplicables. Este es el caso general cuando se trata de realizar estudios hidrológicos en cuencas de ríos pequeños, o en regiones aparta-

coverage of the hydrometeorological network must be added to the difficulty of access in making the observations. In these cases, it is necessary to assume that the information is acceptable for a first estimation, and adequate field work must be scheduled in order to maximize the time available for carrying out the studies. This field work will provide the complementary information which will aid in extending the historical series or in defining the design parameters, according to the project objectives.

After the information has been classified, historical time series will be formed to constitute the basis for estimates of the river's and the basin's future behavior. Within this conception of the problem, it is assumed that the average regimes for rainfall, climatology and flows defined in the historical series will remain the same throughout the lifetime of the project structures. For this reason, the historical series should meet a list of requirements, among which the length of the record and its reliability are the most important.

In general, it is considered that a good historical series is comprised by a "representative sample" of the population. In hydrological studies this condition is found in short climatological series due to the fact that the variables involved in climate, e.g., temperature, relative humidity, vapor tension, potential evaporation, etc., have values defined practically at the monthly level over multi-annual periods, with slight variations from one year to another. For these purposes, five-year climatological series are good enough. However, when dealing with rains and flows, the optimal length of the series is almost always greater than that available, because it fluctuates between 10 and 50 years, depending on the variability occasioned by the random aspect of rain and on the basin's response to showers.

In most cases, it is common to have better rainfall records than flow records. Flow records can be extended by means of regression techniques, and can work reasonably

das, porque a la falta de cubrimiento de la red hidrometeorológica se suma la dificultad de acceso para tomar las observaciones. En estos casos, es necesario presumir que la información es aceptable para una primera aproximación, y deberá programarse un trabajo de campo adecuado para utilizar al máximo el tiempo disponible para realizar los estudios; este trabajo de campo entregará la información complementaria que servirá para extender las series históricas o para definir los parámetros de diseño, según los objetivos del proyecto.

Luego de clasificar la información, se procede a conformar las series de tiempo históricas, las cuales constituyen la base para los estimativos del comportamiento futuro del río y de la cuenca. Dentro de esta concepción del problema, se supone que los regímenes medios de lluvias, climatología y caudales definidos en la serie histórica, se mantienen durante los años correspondientes a la vida útil de las obras que se van a proyectar. Por esta razón, las series históricas deben cumplir con una serie de requisitos entre los cuales la longitud del registro y su confiabilidad son los más importantes.

En general, se considera que una buena serie histórica es la que conforma una "muestra representativa" de la población. En los estudios hidrológicos esta condición se halla en series climatológicas cortas, debido a que las variables que intervienen en el clima, como son la temperatura, humedad relativa, tensión del vapor, evaporación potencial, etc., tienen valores prácticamente definidos a nivel mensual multinanual, con pequeñas variaciones entre uno y otro año; por esta razón, series climatológicas de cinco años son suficientemente buenas. En cambio, cuando se trata de lluvias y caudales, la longitud óptima de la serie resulta casi siempre mayor que la disponible, porque oscila entre 10 y 50 años, dependiendo de la variabilidad ocasionada por el aspecto aleatorio de las lluvias y de la respuesta de la cuenca a los aguaceros.

En la mayoría de los casos es frecuente tener mejores registros de lluvias que de caudales; este hecho permite extender los registros de caudales mediante técnicas de regresión, las cuales funcionan razonablemente bien para valores anuales. También

well for annual values. Analytical methods based on the hydraulic behavior of the river and on the analysis of rainfall components can also be used; for these, it is imperative to use the cartographic information available on the basin. Through cartography, the basin's physiographic parameters are calculated (e.g., area, length of the river's watercourse, average basin width, slope of the bed, average slope of the banks, average basin elevation, etc.) and the basin's natural capacity for storing surface water can be defined.

Although it is recommended that scales of 1:10,000 up to 1:100,000 be used in mapmaking, there are cases in which this information is lacking, due to insufficient coverage of certain regions. If the study budget so permits, the necessary aerial photogrammetric work should be done to obtain restitutions of the area of interest on appropriate scales. When restitutions are not possible, the only alternative is to work on very small scales; for example, using departmental maps or an atlas, with the consequent loss of precision, especially for the calculation of lengths and slopes.

The existing information should be used as much as possible, but the soundness of the results obtained will always be subject to the quality of the data. For this reason, when data are scarce or not very reliable, sophisticated mathematical models or more elaborate methods of calculation are not recommendable.

### 3. PROGRAM OF FIELD WORK TO COMPLEMENT EXISTING INFORMATION

As a general rule, even within the most advanced project stages, there is not sufficient time to develop a program of field work which would provide all of the information required to complement the available historical records, in order to obtain hydrological series which would meet the conditions demanded for consideration of a "representative sample".

pueden utilizarse métodos analíticos, basados en el comportamiento hidráulico del río y en el análisis de las componentes de la lluvia, para lo cual es indispensable emplear la información cartográfica disponible sobre la cuenca vertiente. Con la cartografía se calculan los parámetros fisiográficos de la cuenca, la pendiente de cauce, la pendiente media de la ladera, la elevación media de la cuenca, etc., y se define la capacidad de la cuenca para almacenar en forma natural las aguas superficiales.

Aun cuando se recomienda utilizar escalas de 1:10.000 hasta 1:100.000 en la cartografía, hay casos en los cuales esta información no existe por insuficiencia en el cubrimiento de ciertas regiones. Si el presupuesto del estudio lo permite, es recomendable ejecutar los trabajos de aerofotogrametría necesarios para obtener las restituciones del área de interés a las escalas apropiadas. Cuando las restituciones no son posibles, lo único que se puede hacer es trabajar con escalas muy pequeñas, por ejemplo mapas departamentales, o Atlas, con la consiguiente pérdida de precisión, especialmente en los cálculos de longitudes y pendientes.

De todas maneras, la información existente debe utilizarse al máximo, pero el alcance de los resultados obtenidos estará siempre sujeto a la calidad de los datos. Por esta razón, los modelos matemáticos sofisticados o los métodos más elaborados de cálculo no son recomendables cuando los datos son escasos o poco confiables.

### 3. PROGRAMA DE CAMPO PARA COMPLEMENTAR LA INFORMACION EXISTENTE

Como norma general, aún dentro de las etapas más avanzadas del proyecto, no se cuenta con el tiempo suficiente para desarrollar un programa de campo que proporcione toda la información requerida para complementar los registros históricos disponibles, con miras a obtener series hidrológicas que cumplan con las condiciones exigidas para ser consideradas "muestras representativas".

Besides the time factor, there are also budget constraints. For these reasons, the program of field work should be carefully prepared and its implementation should be coordinated with office tasks.

In the field of hydrology, in addition to general reconnaissance visits to the basin and to the sites of interest for the proposed scheme, the complementary work includes installation, operation and processing of data from pluviometric and fluviometric stations, realization of liquid and solid measurements, installation of simple climatological stations, and reading and processing of records from existing stations.

It should be kept in mind that if the time used for the program of field work is very short, the information obtained will be "spot" information and should be handled as such. Thus, for example, if the daily mean flows for two months are taken, these values cannot be used as a measure of the average annual flow over a multiannual period.

The utility of the field information compiled over a short period lies in the fact that it permits gauging some of the formulas applied within the study and, in advanced project stages, sometimes serves to verify the initial assumptions which must necessarily be made when there is a paucity of information.

Finally, it is good to recommend that the field work be programmed taking into account the hydrometeorological regime of the basin and/or region in which the project is located, in order to rationalize the use of personnel. For instance, it would be wise to do daily measurements during a period in which little variation can be expected in flow; when available time is short, the measurements should be geared to determining flows during dry periods, during flooding, and under average conditions.

Además del factor tiempo se cuenta también con la limitación del presupuesto. Por estas razones, el programa de campo debe elaborarse cuidadosamente, y su desarrollo debe estar coordinado con las labores de oficina.

En el campo hidrológico, además de las visitas de reconocimiento general de la cuenca y de los sitios de interés del esquema propuesto, las labores complementarias incluyen la instalación, operación y procesamiento de datos de estaciones pluviométricas y fluviométricas, realización de aforos líquidos y sólidos, instalación de estaciones climatológicas sencillas, y lectura y procesamiento de registros de estaciones existentes.

Debe tenerse muy presente que, si el tiempo utilizado en el programa de campo es muy corto, la información obtenida resulta puntual y debe manejarse como tal. Así, por ejemplo, si se toman caudales medios diarios durante dos meses, esos valores no pueden utilizarse como medida del caudal medio anual multianual.

La utilidad de la información de campo, tomada en un periodo corto, está en que ella permite calibrar algunas de las fórmulas que se aplican dentro del estudio, y algunas veces sirve para comprobar en las etapas avanzadas del proyecto las suposiciones iniciales que necesariamente deben hacerse cuando la información existente es escasa.

Por último, es bueno recomendar que las labores de campo se programen teniendo en cuenta el régimen hidrometeorológico de la cuenca o de la región en la cual esté localizado el proyecto, con el fin de racionalizar la utilización del personal. Por ejemplo, no es conveniente realizar aforos diarios en una época en la cual se esperen pocas variaciones del caudal; los aforos, cuando el tiempo disponible es corto, deben estar dirigidos a determinar caudales de estiaje, caudales de creciente y condiciones medias.

#### 4. DETERMINATION OF THE SERIES OF MEAN FLOWS FOR ELECTRIC POWER GENERATION STUDIES

The ideal for the studies on power and energy is to have an historical time series of average daily flows at the intake site. This is not possible in most cases; however, when the series exists and is representative of the river's flow regime, the analysis of frequency makes it possible to estimate parameters defining the probable behavior of the river during the project's life span.

The information which results from the analysis of frequency can be summarized in the following parameters and graphs:

- a) Flow-duration curves. This is a graph showing the probability of occurrence of mean flows. "Probability of occurrence" is defined as the probability that an event equal to or greater than this one could occur. The duration curve has typical shapes, according to the physiographic and infiltration characteristics of the basin, and according to the period of analysis. Thus, one can speak of daily, monthly, or annual duration curves if the mean flows analyzed are daily, monthly, or annual, respectively, and of mountain or plains rivers.
- b) Mean flow. This term refers to the average annual flow over a multiannual period when there are long records. It is approximately equivalent to the average of the daily mean flows for the entire record.
- c) Average monthly flow over a multiannual period. This refers to the average monthly flows in the same month of more than one year. For example, the multiannual monthly flow in February, or the February flow, is the long-term average of the mean flows recorded in February.
- d) Variance. This is a measure of the dispersion of a

#### 4. DETERMINACION DE LA SERIE DE CAUDALES MEDIOS PARA ESTUDIOS DE GENERACION

El ideal para los estudios de potencia y energía es contar con una serie histórica de caudales medios diarios en el sitio de captación. Esto no es posible en la gran mayoría de los casos; sin embargo, cuando la serie existe y es representativa del régimen de caudales del río, los análisis de frecuencias permiten estimar parámetros que definen el comportamiento probable del río durante la vida útil de la obra.

La información que resulta del análisis de frecuencias se resume en los siguientes parámetros y gráficos:

- a) Curva de duración de caudales. Es un gráfico que presenta la probabilidad de ocurrencia de caudales medios. Se define como probabilidad de ocurrencia de un evento la probabilidad de que se presente un evento mayor o igual que ese. La curva de duración tiene formas típicas, según sean las características fisiográficas y de infiltración de la cuenca vertiente, y de acuerdo con el período tomado para análisis. Así, se habla de curvas de duración diaria, mensual o anual si los caudales medios analizados son diarios, mensuales o anuales, respectivamente; y de curvas típicas de ríos de montaña o de llanura.
- b) Caudal medio. El término se refiere al caudal medio anual multianual en un registro largo. Equivale aproximadamente al promedio de los caudales medios diarios de todo el registro.
- c) Caudal medio mensual multianual. Se refiere a los caudales medios mensuales de meses del mismo nombre. Por ejemplo, el caudal medio mensual multianual de Febrero, o caudal de Febrero, es el promedio a largo plazo de los caudales medios registrados en Febrero.
- d) Varianza. Es una medida de la dispersión de los valores de

series with respect to its average value. In the average flow analyses for energy generation, the variance can be calculated for the average daily flows for a given month, or for monthly series over multiannual periods, or for annual series over multiannual periods, as required.

- e) Series correlation. This parameter measures the degree of correlation or dependence existing between consecutive or non-consecutive terms in a series. It is an important term in the analysis of projects with storage facilities, where the sequence of flows is decisive in the determination of useful reservoir. It is also important in stochastic generation.
- f) Bias or asymmetry. In the frequency analyses for mean flows, it can be seen that the maximum values of the series under analysis are always "k" times the mean flow of the series, whereas the minimum flows are limited by zero because negative values cannot exist. This fact implies that the series of mean flows is characterized by a bias to the right, or by positive asymmetry, which can be proven mathematically in a frequency analysis, where the statistical asymmetry coefficient usually turns out positive. Nevertheless, asymmetry is reduced to the extent that the periods of analysis become longer; the "k" value is actually high in daily flow series and close to one in annual flow series. For this reason, and also because the variance has similar behavior in terms of the fact that it has a large value for daily flow series and a small value for annual series, the series of mean annual flows is assigned an asymmetry equal to zero.

Once the values have been defined and obtained from the frequency analysis, the hydrological regime can be projected to the future, in keeping with the features of the project. As a general rule, the projects are designed as run-of-the-river installations or with a reservoir. Each one of these cases is summarized below.

una serie, con respecto al valor medio de la serie. En los análisis de caudales medios para generación de energía la varianza puede calcularse para los caudales medios diarios de un mes determinado, o para series mensuales multianuales, o anuales multianuales, según se requiera.

- e) Correlación serial. Este parámetro mide el grado de correlación o dependencia que existe entre términos consecutivos o desfasados de la serie. Es un término importante en el análisis de proyectos con almacenamiento, en los cuales la secuencia de los caudales es decisiva en la determinación del embalse útil. También es importante en la generación estocástica.
- f) Sesgo o asimetría. En los análisis de frecuencias de caudales medios se observa siempre que los valores máximos de la serie analizada son "k" veces mayores que el caudal medio de la serie, mientras que los caudales mínimos están limitados por cero, porque no pueden existir valores negativos. Este hecho da a las series de caudales medios una característica propia que se define como "sesgo hacia la derecha" o "asimetría positiva" que puede comprobarse matemáticamente en el análisis de frecuencias donde, por lo general, el "coeficiente de asimetría" estadístico resulta positivo. Sin embargo, la asimetría se reduce a medida que los períodos de análisis se hacen mayores; en efecto, el valor de "k" es alto en series de caudales diarios y próximo a uno en series de caudales anuales. Por esta razón, y además porque la varianza presenta un comportamiento similar en cuanto a que tiene un valor grande para series de caudales diarios y pequeño en series anuales, se asigna a las series de caudales medios anuales una asimetría igual a cero.

Una vez definidos los valores expuestos, obtenidos del análisis de frecuencias, se hace la proyección del régimen hidrológico hacia el futuro, de acuerdo con las características del proyecto. Por norma general, los proyectos se diseñan "a filo de agua" o "con embalse"; el tratamiento de cada caso particular puede resumirse como se presenta a continuación.

#### 4.1 Run-of-the-River Sites

In this case, the intake is made through a diversion dam. Although a deposit may occasionally be formed upstream of the dam, the regulating capacity of the deposit is considered negligible. The pools used for hourly regulation are considered within this group.

The basic hydrological data for the studies on energy and power are outgrowths of the analysis of the daily flow duration curves. Hence, the "sure flow", the ranges of primary and secondary energy generation, and the percentage of defect risks can be deduced.

When existing information is not adequate for the flow analyses of the daily flows at the intake site, it is necessary to deduce the duration curve using regression techniques, flow generation models, daily flow transfers or extension of records by means of a regional analysis.

#### 4.2 Reservoir Sites

The sites having regulating reservoirs are more the exception than the rule in the case of small hydro stations. However, when topographical conditions are favorable and the analyses of demand and river capacity so require, a reservoir can be planned for.

The studies on reservoir operation are carried out with the aid of a mathematical simulation model in which the inputs are made up of sequential series of mean flows, with intervals or periods depending on the reservoir's regulating capacity. Generally speaking, work begins with monthly periods and later on, depending on the result, the most convenient period is adopted: this can end up being monthly, bi-weekly or daily. The outputs include series of mean flows that reach the generating units.

#### 4.1 Aprovechamientos a filo de agua

En este caso la toma se hace por medio de una presa derivadora. Aun cuando puede formarse ocasionalmente un depósito aguas arriba de la presa, la capacidad reguladora de ese depósito se considera despreciable. Los pondajes para regulación horaria están considerados dentro de esta clase.

Los datos hidrológicos básicos para los estudios de potencia y energía resultan del análisis de la curva de duración de caudales diarios. De esta manera, se deducen el caudal seguro, los rangos de generación de energías primaria y secundaria y los porcentajes de riesgo de falla.

Cuando la información existente no es adecuada para hacer los análisis de frecuencias de los caudales diarios en el sitio de toma, hay necesidad de deducir la curva de duración utilizando técnicas de regresión, modelos de generación de caudales, tránsito de caudales diarios o extensión de registros por medio de análisis regional.

#### 4.2 Aprovechamientos con embalse

Los aprovechamientos con embalse regulador son más la excepción que la regla en el caso de pequeñas centrales; sin embargo, cuando las condiciones topográficas son favorables y los análisis de la demanda y de la capacidad del río lo requieren, se proyecta el embalse.

Los estudios de operación del embalse se realizan con ayuda de un modelo matemático de simulación en el cual las "entradas" están conformadas por series secuenciales de caudales medios, con intervalos o períodos que dependen de la capacidad reguladora del embalse. Por lo general, se comienza a trabajar con períodos mensuales y, posteriormente, de acuerdo con los resultados, se adopta el período más conveniente, el cual puede resultar mensual, quincenal o diario. Las "salidas" conforman series de caudales medios que van a las unidades generadoras.

Since in most cases of studies on small hydro stations the historical information is poor, determination of the input series represents a problem which must be solved in keeping with the type of information available. Some of the methods which can be used are listed below.

- a) When there are records on flows in other sections of the same river, it is feasible to transfer data on flow series to the intake site; for this data transfer, it is necessary to have an estimate of the time of travel and of the flows that are generated in the sub-basin which is bounded by the section of the river between the stations considered.
- b) If there are good records on rainfall and few records on flows at the intake site or at other sites along the same river, the data transfer method can be supplemented by regression studies between flow and rainfall. Experience has shown that regressions function well for annual values but that they are deficient for monthly or daily values. In this particular case, what is recommended is that a series of annual flows be generated from annual rainfall and that on the basis of the annual flows a series of monthly flows be generated, using the features of the mean flow series.
- c) When there are records exclusively on rainfall, the only thing that can be done is to estimate the annual flows by applying hydrological balances based on records or estimates of evapotranspiration, rains and losses. The annual flows can be used to form an approximate series of monthly flows.

As can be seen, the quality of the available data determines the reliability of the historical time series; the shorter the periods of analysis, the lesser the reliability. Thus, annual flow series are better than monthly flow series, and daily flow series are not very acceptable

Como en la mayoría de los casos, en estudios de pequeñas centrales, la información histórica es deficiente, la determinación de la serie de entrada representa un problema que debe resolverse de acuerdo con el tipo de información disponible. A continuación se mencionan algunos de los métodos que pueden utilizarse:

- a) Cuando existen registros de caudales en otras secciones del mismo río, es factible hacer tránsito de caudales para llevar la serie hasta el sitio de captación; para este tránsito se requiere hacer un estimativo del tiempo de viaje y de los caudales que se generan en la subcuenca que queda limitada por el tramo del río entre las estaciones consideradas.
- b) Si existen buenos registros de lluvia y pocos registros de caudal en el sitio de captación o en otros sitios del mismo río, el método de tránsito se complementa con estudios de regresión entre caudal y lluvia. La experiencia ha demostrado que las regresiones funcionan bien para valores anuales, pero son deficientes para valores mensuales o diarios. En este caso particular lo recomendable es generar una serie de caudales anuales a partir de las lluvias anuales, y a partir de los caudales anuales generar la serie de caudales mensuales utilizando para ello las características de la serie de caudales medios.
- c) Cuando sólo existen registros de lluvia, lo único que puede hacerse es estimar caudales anuales mediante aplicación de balances hidrológicos, basados en registros o estimativos de evapotranspiración, lluvias y pérdidas. Los caudales anuales pueden utilizarse luego para formar una serie aproximada de caudales mensuales.

Como se observa, la calidad de los datos disponibles determina la confiabilidad en la serie histórica; esta confiabilidad disminuye en la medida en que se tomen períodos de análisis más cortos. Así, las series de caudales anuales son mejores que las de caudales mensuales, mientras que las de caudales diarios son

unless they grow out of limnigraphic records at the intake site.

Once the historical time series of the flows has been established, an analysis of frequencies is done and statistics are calculated to aid in estimating the parameters that will be applied in the process of generation of stochastic series to be used in the simulation model.

##### 5. INCREASES IN WATER LEVELS

As a general rule, when hydrological studies are being carried out in small basins, there are not enough records for application of the methods of analysis of frequency and duration in series of maximum flows or short-term showers. However, when these records exist, conventional techniques based on the Gumbel, Pearson or Pearson Log probability distributions can be applied, in combination with the application of the unit hydrograms deduced on the basis of an analysis of water-level increases and the corresponding rainfall.

Since a lack of suitable information is the general norm in this type of studies, the paths to be followed to determine the water-level increases for the design of spillways and derivation dams are as follows:

- a) Use of empirical formulas based on some of the physical features of the basin. Among these, it is worthwhile mentioning the Creager, Fuller, and Myers formulas. But these are not recommendable; there are better options.
- b) Application of the rational method. In addition to the difficulty of estimating an adequate runoff coefficient, their application to basins larger than 1 km<sup>2</sup> in area is not recommendable because it does not consider the effect of storage on the basin during the runoff process; this leads to significant overestimates of peak flows.

poco aceptables, a menos que resulten de registros limnigráficos en el sitio de captación.

Una vez establecida la serie histórica de los caudales se procede a hacer un análisis de frecuencias y a calcular sus estadísticos, los cuales sirven para estimar los parámetros que se aplicarán en el proceso de generación de las series estocásticas que se utilizarán en el modelo de simulación.

##### 5. CAUDALES DE CRECIENTE

Por regla general, no existen registros suficientes para aplicar los métodos de análisis de frecuencia y duración en series de caudales máximos o de aguaceros de corta duración, cuando se trata de hacer estudios hidrológicos en cuencas pequeñas. Sin embargo, cuando esos registros existen pueden aplicarse las técnicas convencionales basadas en las distribuciones de probabilidad de Gumbel, Pearson o Log Pearson, combinadas con la aplicación de los hidrogramas unitarios deducidos a partir de análisis de crecientes y sus correspondientes aguaceros.

Como la falta de información adecuada es la norma general en este tipo de estudios, los caminos a seguir para determinar los caudales de creciente para diseño de vertederos de exceso y obras de desviación son los siguientes:

- a) Uso de fórmulas empíricas basadas en algunas características físicas de la cuenca. Entre estas vale la pena mencionar las de Creager, Fuller, Myers. No son recomendables; hay opciones mejores.
- b) Aplicación del método racional. Además de la dificultad de estimar un adecuado coeficiente de escorrentía, su aplicación a cuencas de más de 1 km<sup>2</sup> de área no es recomendable porque no considera el efecto del almacenamiento en la cuenca durante el proceso de escorrentía, lo cual hace que sobreestime los caudales picos en magnitudes importantes.

- c) Hydraulic methods, application of canal-flow formulas based on the geometry of the watercourse and the hydraulic slope. The procedure is sound when it is possible to establish evidence of past water-level increases.
- d) Synthetic unit hydrograms. The determination of a synthetic hydrogram in a small basin, less than 100 km<sup>2</sup>, is reliable when there is a topographic map permitting calculation of the basin's physiographic features with a good approximation. These features are: area, length, width, slope of the waterbed, slope of the banks, lakes, drainage network and mean elevation. The hydrograms that result from application of the method of isochrones are preferable to those that use coefficients deduced from other regions; in this aspect, the hydrograms of Snyder and Taylor are not recommendable unless they have been duly adjusted. The hydrograms of Clark and the Soils Conservation Services (SCS), the development of which is found in the bibliography recommended herein, are better. The complication in applying the method lies in the selection of appropriate rainfall, but this complication is common to all of the other methods as well. Generally speaking, it is necessary to work with the daily maximum rains recorded in the basin or in the region, and to use criteria growing out of knowledge on the rainfall regime in the area, in order to convert a 24-hour rain into a short shower.

#### 6. TRANSPORT OF SEDIMENTS

Determination of the load of sediments that will reach the reservoir or the intake structures comes to constitute a difficult step within the hydrological study because information on sediments is scarcer than information on liquid flows. In addition, it must be kept in mind that construction of the diversion dam and intake works affect the river's sediment-transport regime.

- c) Métodos hidráulicos, aplicación de las fórmulas de flujo en canales, con base en la geometría del cauce y la pendiente hidráulica. Presentan un buen procedimiento cuando se logran establecer rastros dejados por crecientes históricas.
- d) Hidrogramas unitarios sintéticos. La determinación del hidrograma sintético en una cuenca pequeña, menos de 100 km<sup>2</sup>, es confiable cuando se cuenta con un plano topográfico que permita calcular las características fisiográficas de la cuenca con buena aproximación. Estas características son: área, longitud, ancho, pendiente del cauce, pendiente de la ladera, lagos, red de drenaje y elevación media. Los hidrogramas que resultan de aplicar el método de isocronas son preferibles a los que utilizan coeficientes deducidos en otras regiones; en este aspecto, los hidrogramas de Snyder y Taylor no son recomendables a menos que hayan sido debidamente calibrados. Son mejores los hidrogramas de Clark y el del Soil Conservation Service, SCS, cuyo desarrollo se encuentra en la bibliografía que se recomienda en estas notas. La complicación en la aplicación del método consiste en la escogencia de la lluvia apropiada, pero esta complicación es común a los otros métodos. Por lo general, hay necesidad de trabajar con lluvias máximas diarias registradas en la cuenca o en la región, y utilizar criterios que nacen del conocimiento que se tenga del régimen de aguaceros de la zona, para convertir una lluvia de 24 horas en un aguacero de corta duración.

#### 6. TRANSPORTE DE SEDIMENTOS

La determinación de la carga de sedimentos que va a llegar al embalse o a las estructuras de captación vuelve a constituir un paso difícil dentro del estudio hidrológico porque la información sobre sedimentos es más deficiente que la información sobre caudales líquidos. Además, debe tenerse en cuenta que la construcción de las obras de derivación y captación afecta el régimen de transporte de sedimentos en el río.

Thus, with deficient information, one cannot expect to obtain the quantity and quality of the sediments that will reach the works. As long as there is no improvement in the historical information, it is not recommendable to use sophisticated methods or mathematical models in calculating sediments.

Consequently, the only thing that can be done is to determine a probable load of sediments at an annual level, for which purpose one of the following methods can be used:

- a) To assign a specific load in tons per square kilometer per year for total sediments, on the basis of regional studies when there are measuring stations for solid flows or through the comparison of physical, geological and meteorological features of the basin under study with those of other basins for which sediment records exist.
- b) To deduce a load of sediments in suspension as a percentage of annual river erosion or loss of soil in the basin, in the event that this datum has been established. To the load of sediments in suspension is added a part which fluctuates between 20 and 30 percent of this value, in order to take into account the load at bottom, with which an approximate value for total annual load is determined. The percentages that should be used to apply this method depend on the distribution of potentially erodible areas in the basin, the distance between the sediment-producing sources and the river, the slope of the banks, the river's transport capacity, the rainfall regime, the slope of the waterbed, and the grain size of the material at bottom.

Since the ratio between solid flow and liquid flow is not unique, several simultaneous measurements will not yield greater utility in the development of the studies.

No puede pretenderse, entonces, que, con una información deficiente se logren buenos estimativos sobre la cantidad y calidad de los sedimentos que van a llegar hasta las obras. Mientras no se mejore la información histórica no es recomendable utilizar métodos sofisticados ni modelos matemáticos en el cálculo de los sedimentos.

Como consecuencia de lo anterior, lo único que puede hacerse es determinar una carga de sedimentos probable a nivel anual, para lo cual puede utilizarse uno de los siguientes métodos:

- a) Asignar una carga específica en toneladas por kilómetro cuadrado por año, para el sedimento total, con base en estudios de tipo regional cuando existan estaciones de aforo de caudales sólidos, o por medio de comparación entre las características físicas, geológicas y meteorológicas de la cuenca en estudio y otras cuencas que tengan registros de sedimentos.
- b) Deducir una carga de sedimentos en suspensión como porcentaje de la erosión pluvial o pérdida de suelo anual en la cuenca, en caso de que ese dato haya sido establecido. A la carga de sedimentos en suspensión se añade una parte que oscila entre el 20 y el 30% de ese valor, para tener en cuenta la carga de fondo, con lo cual se determina un valor aproximado de carga total anual. Los porcentajes que deben utilizarse para aplicar este método dependen de la distribución de áreas potencialmente erosionables en la cuenca, distancia entre la fuente productora de sedimentos y el río, pendiente de la ladera, capacidad de transporte del río, régimen de lluvias, pendiente del cauce y granulometría del material de fondo.

Como la relación entre caudal sólido y caudal líquido en una sección de aforos no es única, la realización de pocos aforos simultáneos no representa mayor utilidad en el desarrollo de los estudios.

#### 7. BIBLIOGRAPHY/BIBLIOGRAFIA

Ciriani, T.A., Maione, U., Wallis, J.R. Mathematical Models for Surface Water Hydrology. John Wiley & Sons, 1977.

Fritz, J.J. Small and Mini Hydropower Systems. McGraw-Hill Company, 1984.

Linsley, R.K., Franzini, J. Water Resource Engineering. McGraw-Hill, 3rd edition, 1979.

Linsley, R.K., Kohler, Paulhus. Hydrology for Engineers. McGraw-Hill, 3rd Edition, 1980.

Silva M., Gustavo. Hidrología Básica. Conferencias Universidad Nacional de Bogota, 1984.

U.S. Department of the Interior. Bureau of Reclamation. Diseño de presas pequeñas. CECSA, México, 1979.

Viessman, W., Knapp, Lewis. Introduction to Hydrology. Harper & Row Publishers, 2nd edition, 1977.

## GENERATING SETS FOR SMALL HYDROPOWER STATIONS\*

Zulcy de Souza 1/

### SUMMARY

The aim of the present article is to establish criteria for the selection of generating sets for SHP, in order to facilitate the economic analysis.

Traditional rotating configurations for the transformation of hydraulic energy into mechanical energy, as well as the coupling of these to different types of stators in order to constitute water turbines, are also reviewed.

### 1. HYDRAULIC TURBINES FOR SHP

Since in SHP the generating sets-- comprised by turbines, regulators and generators-- have a cost equivalent to between 20 and 40% of the overall cost of the SHP, this cost being divided in principle in two, between the turbine plus the regulator and the respective generator, it is necessary to use sets, particularly of turbines, which, in addition to having a low cost, offer:

---

\* Paper presented at the Second Latin American Course on Design of Small Hydropower Stations (SHP), Bucaramanga, Colombia, October 28-November 15, 1985.

1/ Professor, Hydrodynamic Laboratory for SHP, Federal School of Engineering of Itajuba, Minas Gerais, Brazil.

## GRUPOS GENERADORES PARA PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS\*

Zulcy de Souza 1/

### RESUMEN

En el presente trabajo se propone establecer criterios para la selección de grupos generadores para PCH, de modo de facilitar el análisis económico.

Se examinan también las geometrías rotativas tradicionales para transformar la energía hidráulica en energía mecánica, así como el acoplamiento de estas con diversos tipos de estatores para constituirse en turbinas hidráulicas.

#### 1. TURBINAS HIDRAULICAS PARA PCH

Ya que en las PCH los grupos generadores-- que comprenden turbinas, reguladores y generadores-- tienen un costo equivalente a entre 20 y 40% del costo de la PCH en su conjunto, siendo este costo dividido en principio en dos, entre la turbina más el regulador y el generador respectivo, es necesario usar grupos, particularmente de turbinas, que, además de tener un bajo costo, ofrezcan:

---

\* Trabajo presentado al II Curso Latinoamericano de Diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), Bucaramanga, Colombia, 28 de Octubre-15 de Noviembre/1985.

1/ Profesor, Laboratorio Hidrodinámico para PCH, Escuela Federal de Ingeniería de Itajubá, Minas Gerais, Brasil.

- sturdy, light construction;
- minimum number of components and simple geometry;
- minimum maintenance requirements;
- facility of component substitution;
- operation free of noise, vibration and cavitation over the full field of operation, with the rapid obtention of operational stability free from load variations; and
- fabrication in series.

The set of figures presented herewith illustrate from the most common rotating configurations used to transform hydraulic energy into mechanical energy, up to the most sophisticated SHP.

In Brazil, most of the SHP utilize turbines having single or double Francis runners and horizontal shafts. Currently, research institutes and manufacturers are studying the introduction into the market of mini hydropower stations which have generating sets based on Michell-Banki turbines.

## 2. DATA FOR THE SELECTION OF GENERATING SETS

The ELETROBRAS-DNAEE manual on SHP establishes the following preliminary data:

The installed power capacity, in kW, is obtained from the expression:

$$P = g \cdot n_t \cdot n_g \cdot Q \cdot H_L \quad (1)$$

where:

$g = 9.81 \text{ m/s}^2$  = acceleration of gravity

$n_t$  = total turbine efficiency; when data are lacking, take  $n_t = 0.77$

- construcción robusta, de bajo peso;
- número mínimo de componentes y geometría simple;
- necesidades mínimas de mantenimiento;
- facilidad de sustitución de componentes;
- operación exenta de ruidos, vibraciones y cavitación en todo el campo de carga, con la obtención rápida de estabilidad operacional exenta de variaciones de carga; y,
- fabricación seriada.

El conjunto de figuras presentadas a continuación muestran desde las geometrías rotativas comunes para transformar la energía hidráulica en energía mecánica, hasta las PCH más sofisticadas.

En Brasil, la mayor parte de las PCH utilizan turbinas de eje horizontal, con rotores tipo Francis simple y doble. En la actualidad, los institutos de investigación y los fabricantes estudian la introducción en el mercado de las microcentrales hidroeléctricas que cuentan con grupos generadores integrados por turbinas Michell-Banki.

## 2. DATOS PARA LA SELECCION DE LOS GRUPOS GENERADORES

El manual para PCH de ELETROBRAS-DNAEE establece los siguientes datos preliminares:

La potencia instalada, en kW, es obtenida por la expresión:

$$P = g \cdot n_t \cdot n_g \cdot Q \cdot H_L \quad (1)$$

donde:

$$g = 9,81 \text{ m/s}^2 = \text{aceleración de la gravedad}$$

$n_t$  = rendimiento total de la turbina; cuando faltan datos, tomar  $n_t = 0,77$

$n_g$  = generator efficiency; when data are lacking, take  
 $n_g = 0.95$

So that  $g \cdot n_t \cdot n_g = 7.16 \text{ m/s}^2$  is:

$$P = 7.16 \cdot Q \cdot H \quad (2)$$

$Q(\text{m}^3/\text{s})$  = design flow or discharge, calculated as follows:

- a - The daily 95%-duration flow ( $Q_{95}$ ) is determined.
- b - For an interconnected system,  $Q_{95}$  or another value is adopted, with the respective justifications.
- c - For isolated systems, the flow required to satisfy the maximum load of the isolated system is calculated.

$$Q = \frac{P_r}{7,16 \cdot H_L} \quad (3)$$

d - In the case of  $Q_n \leq Q$ , the flow design is taken as:

$$Q = Q_n \quad \text{or} \quad Q = Q_{95}$$

e - In the case of  $Q_n \leq Q_{95}$ , there is a daily regularization, calculating a volume for the reservoir; when elements are lacking, use the expression:

$$V = \frac{A_b \cdot L}{3} \quad (4)$$

$n_g$  = rendimiento del generador; cuando faltan datos, tomar  $n_g$   
= 0,95

Luego,  $g \cdot n_t \cdot n_g = 7,16 \text{ m/s}^2$  es:

$$P = 7,16 \cdot Q \cdot H_L \quad (2)$$

$Q(\text{m}^3/\text{s})$  = flujo o descarga de diseño, calculado de la siguiente manera:

- a - Se determina el flujo diario de 95% de duración ( $Q_{95}$ ).
- b - Para un sistema interconectado, se adopta  $Q_{95}$  u otro valor con las respectivas justificaciones.
- c - Para sistemas aislados, se calcula el flujo requerido para atender la carga máxima del sistema aislado.

$$Q_n = \frac{P_r}{7,16 \cdot H_L} \quad (3)$$

d - En el caso de  $Q_n \leq Q_{95}$ , se adopta como el flujo de diseño:

$$Q = Q_n \quad \text{o} \quad Q = Q_{95}$$

e - En el caso de  $Q_n > Q_{95}$ , se hace una regularización diaria, calculando un volumen para el reservorio; cuando faltan elementos para la expresión:

$$V = \frac{A_b \cdot L}{3} \quad (4)$$

$V$  ( $m^3$ ) - volume of the reservoir

$A_b$  ( $m^2$ ) - area of the wetted section in the reservoir area

$L$  (m) - length of the reservoir

f - The regularized volume and the increase in the regularized flow is calculated.

$$V_r = V/3 = A_b \cdot L/9; Q = V_r / 86400 \quad (5)$$

g - The regularized flow is calculated:

$$Q_r = Q_{95} + \Delta Q \quad (6)$$

- for  $Q_n \leq Q_r$ , adopt  $Q = Q_n$

- for  $Q_n > Q_r$ , adopt  $Q = 2Q_r$ , covering the shortages with another source of energy

$H$  (m) - height of the net head, obtained from the height of the gross head  $H$ , by subtracting the sum of the load losses in the intake system.

When data are lacking, take:

-  $H_L = 0.97H$  for a distance between the water intake and the powerhouse less than 80 m;

-  $H_L = 0.96H$  for that distance between 80 and 230 m;

-  $H_L = 0.95H$  for a distance between 320 and 800 m.

$V$  ( $m^3$ ) - volumen de reservorio

$A_b(m^2)$  - área de la sección mojada en el lugar del embalse

$L$  ( $m$ ) - largo del reservorio

f - Se calcula el volumen regularizado y el incremento del flujo regularizado.

$$V_r = V/3 = A_b \cdot L/9; \Delta Q = V_r/86400 \quad (5)$$

g - Se calcula el flujo regularizado:

$$Q_r = Q_{95} + \Delta Q \quad (6)$$

- para  $Q_n \leq Q_r$ , adoptar  $Q = Q_n$
- para  $Q_n > Q_r$ , adoptar  $Q = 2Q_r$ , supliendo las faltantes con otra fuente de energía

$H_L(m)$  - altura de la caída neta, obtenida a partir de la altura de la caída bruta  $H$ , restando la suma de las pérdidas de carga en el sistema de admisión.

Al faltar datos, tomar:

- $H_L = 0,97H$  para una distancia entre la toma de agua y la casa de máquinas menor que 80 ( $m$ );
- $H_L = 0,96H$  para aquella distancia comprendida entre 80 y 230 ( $m$ )
- $H_L = 0,95H$  para una distancia entre 320 y 800 ( $m$ )

The height of the gross head  $H$  is the difference between the height of the water level in the reservoir and the height of the water level in the discharge canal.

Preliminarily, the natural difference in level in the development site is taken and added to the difference in level created by the height of the reservoir.

With  $Q$  and  $H_L$ , and establishing the number of turbines (in principle 1 or 2, since maximum power capacity is 5 MW) by means of the graph in the figure, one can have a preliminary idea of the type. In the case that it should fall within the range of the Kaplan or helical-flow turbines, it is recommended that an attempt be made to substitute for these using double- or twin-rotor Francis turbines, using the same graph, but with a per-rotor flow equal to half the per-turbine flow. In Brazil, double- or twin-rotor Francis turbines have a cost well below that of Kaplan or helical-flow turbines, and have a larger field of operation than the latter.

Another important datum is minimum barometric height in the discharge canal, and also the consumption load curve.

### 3. ROTATION - SPECIFIC SPEED - CAVITATION - SUCTION HEIGHT

#### 3.1 Rotation

In Brazil, generation is 60 cycles per second. Therefore, for synchronous generators, the rotation in rpm is subject to the number of poles  $z_p$  of the generator, given the expression:

$$n = \frac{7200}{z_p} \quad (7)$$

Preferably, the turbine-generator set should be mounted on one single horizontal shaft.

La altura de la caída bruta  $H$  es la diferencia entre la cota del nivel del agua en el reservorio y la cota del nivel del agua en el canal de desacarga.

Preliminarmente, se toma el desnivel natural del lugar del aprovechamiento sumado al desnivel creado por la altura del embalse.

Con  $Q$  y  $H_L$ , estableciendo el número de turbinas (en principio 1 ó 2, en vista de que la potencia máxima es 5 MW) a través del gráfico de la figura, se tiene una idea preliminar del tipo. En el caso de que cayera dentro del campo de las Kaplan o hélice, se recomienda tratar de sustituirlas por Francis de rotor doble o gemelas, utilizando el mismo gráfico, pero con un flujo por rotor igual a la mitad del flujo por turbina. La Francis doble o las gemelas en el Brasil tienen un costo bien por debajo del de la Kaplan o hélice, además de tener un mayor campo de carga que esta última.

Otro dato importante es la altura barométrica mínima en el canal de descarga y también la curva de la carga de consumo.

### 3. ROTACION - VELOCIDAD ESPECIFICA - CAVITACION - ALTURA DE SUCCION

#### 3.1 Rotación

En Brasil se utiliza la generación en 60 ciclos por segundo. Por lo tanto, para generadores sincrónicos su rotación en rpm está sujeta al número de polos  $z_p$  del generador, por la expresión:

$$n = \frac{7200}{z_p} \quad (7)$$

De preferencia, el grupo turbina-generador debe ser montado en un solo eje horizontal.

Preliminarily, rotation can be obtained from the expressions:

- Pelton runners - one injector

$$n_1 = 6 \cdot H_L^{0.75} \cdot Q^{-0.5} \quad (8)$$

$$0.28 \cdot n_1 \leq n \leq 1.7 \cdot n_1$$

- Michell-Banki runners - one compartment

$$n_1 = 38.3 \cdot H_L^{0.75} \cdot Q^{-0.5} \quad (9)$$

$$0.43 \cdot n_1 \leq n \leq 1.6 \cdot n_1$$

- Simple Francis runners

$$n = 450 \cdot H_L^{0.25} \cdot Q^{-0.5} \quad (10)$$

- Helical-flow runners

$$n = 600 \cdot H_L^{0.25} \cdot Q^{-0.5} \quad (11)$$

In these expressions:

$n$  (rpm) - turbine rotation

$H_L$  (m) - height of net head

Preliminarmente, la rotación puede ser obtenida por las expresiones:

- Rotores tipo Pelton - un inyector

$$n_1 = 6 \cdot H_L^{0,75} \cdot Q^{-0,5} \quad (8)$$

$$0,28 \cdot n_1 \leq n \leq 1,7 \cdot n_1$$

- Rotores tipo Michell-Banki - un compartimiento

$$n_1 = 38,3 \cdot H_L^{0,75} \cdot Q^{-0,5} \quad (9)$$

$$0,43 \cdot n_1 \leq n \leq 1,6 \cdot n_1$$

- Rotores tipo Francis - simple

$$n = 450 \cdot H_L^{0,25} \cdot Q^{-0,5} \quad (10)$$

- Rotores tipo hélice

$$n = 600 \cdot H_L^{0,25} \cdot Q^{-0,5} \quad (11)$$

En estas expresiones se tiene:

$n$  (rpm) - rotación de la turbina

$H_L$  (m) - altura de la caída neta

$Q(\text{m}^3/\text{s})$  - flow through the rotor or turbine injector

In the case that rotation turns out to be less than 600 rpm, an economic study will probably indicate that the best solution is to use a system of amplification, so that the rotation of the generator will be 1800 or 3600 rpm.

The amplifiers can use gears or systems of belts and pulleys.

The amplification ratio between the generator rotation  $n_g$  and the turbine  $n_t$  being  $r = n_g/n_t$ , the following chart is recommended for the selection of the type of amplifier.

| TRANSMISSION<br>RATIO | $P \leq 200 \text{ kW}$ | $200 \text{ kW}$  |
|-----------------------|-------------------------|---|
| $1 \leq r \leq 2$     | PC                      | Difficult solution<br>special low-rotation<br>generator |
| $r > 2$               | PC - EN                 | EN  |

PC - systems of belts and pulleys  
EN - gears

Amplification with gears is costly due to the lifetime, of around 100,000 hours of operation for both the gears as well as the bearings. Efficiency is greater than 96% if maintenance is adequate.

The system of belts and pulleys offers a lower cost, simple maintenance and an efficiency which can go as high as 98%. Nonetheless, the lifetime of the belts rarely exceeds 30,000 hours of operation.

$Q$  ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) - flujo por el rotor o por el inyector de la turbina

En el caso de que la rotación resulte menor que 600 rpm, probablemente un estudio económico indique que la mejor solución es utilizar un sistema de amplificación, de modo que la rotación del generador sea 1800 ó 3600 rpm.

Los amplificadores pueden tener engranajes o sistemas de poleas y correas.

Siendo  $r = n_g / n_t$  la relación de amplificación entre la rotación del generador  $n_g$  y de la turbina  $n_t$ , se tiene el siguiente cuadro, recomendado para la selección del tipo de amplificador.

---

| RELACION DE<br>TRANSMISION | $p \leq 200 \text{ kW}$ | $200 \text{ kW}$ |
|----------------------------|-------------------------|------------------|
|----------------------------|-------------------------|------------------|

---

|                   |    |   |
|-------------------|----|---|
| $1 \leq r \leq 2$ | PC | Solución difícil,<br>generador especial de<br>baja rotación |
|-------------------|----|---|

---

|         |         |    |
|---------|---------|----|
| $r > 2$ | PC - EN | EN |
|---------|---------|----|

---

PC - sistemas de poleas y correas  
EN - engranajes

La amplificación con engranajes es costoso debido a su vida útil, de alrededor de 100.000 horas de funcionamiento tanto para los engranajes como para los rodamientos. El rendimiento es siempre mayor que 96% si el mantenimiento es adecuado.

El sistema de poleas y correas ofrece un menor precio, sencillez de mantenimiento y un rendimiento que puede llegar a 98%. Sin embargo, la vida útil de las correas raramente excede 30.000 horas de funcionamiento.

### 3.2 Specific Speed or Specific Number of Revolutions

Each type of turbine is characterized by the magnitude of the so-called "specific speed", determined on the basis of the magnitudes  $Q$  and  $H_L$  and conditioning it to be dimensionless with a rotation  $n$  as a parametric value. Given  $n_q$  as the specific speed of rotation, with a dimensionless analysis, one has:

$$n_q = k \cdot n \cdot Q^a \cdot H_L^b \quad \text{or} \quad \{L^0 T^0\} = \{T^{-1}\} \cdot \{L^{3a} \cdot T^{-a}\} \cdot \{L^{2b} \cdot T^{-2b}\}$$

$$0 = 3a + 2b$$

$$0 = -1 -a -2b \quad \text{solving, the system ends up:}$$

$$a = 1/2 \text{ and } b = -3/4, \text{ so that for } k = 1:$$

$$n_q = n \cdot \frac{Q^{1/2}}{H_L^{3/4}} \quad (12)$$

Physically speaking, this value represents the speed of rotation in rpm which a turbine installed with a head  $H_L$  of 1 m would have, permitting a flow  $Q$  of 1  $m^3/s$ .

Likewise, one can arrive at a specific speed with the basic values: rotation  $n$  (rpm); power at the axis  $P_e$  (cv) and head  $H_L$  (m):

$$n_s = n \cdot \frac{P_e^{1/2}}{H_L^{5/4}} \quad (13)$$

### 3.2 Velocidad Específica o Número Específico de Revoluciones

El tipo de turbina se caracteriza por la magnitud de la denominada "velocidad específica", determinada a partir de las magnitudes  $Q$  y  $H_L$ , condicionándola a ser adimensional al tener una rotación  $n$  como magnitud paramétrica. Siendo  $n_q$  la rotación específica, con un análisis dimensional, se puede escribir:

$$n_q = k \cdot n \cdot Q^a \cdot H_L^b \text{ o } |L^0 T^0| = |T^{-1}| \cdot |L^{3a} \cdot T^{-a}| \cdot |L^{2b} \cdot T^{-2b}|$$

$$0 = 3 \cdot a + 2b$$

$$0 = -1 -a - 2b \quad \text{resolviendo, el sistema resulta:}$$

$$a = 1/2 \text{ y } b = -3/4, \text{ resultando para } k = 1:$$

$$n_q = n \cdot \frac{Q^{1/2}}{H_L^{3/4}} \quad (12)$$

Físicamente, esta magnitud representa la velocidad de rotación, en rpm, que tendría una turbina instalada con una caída  $H_L$  de 1 m, permitiendo un flujo  $Q$  de 1  $m^3/s$ .

Se puede llegar, asimismo, a una velocidad específica con las magnitudes básicas: rotación  $n$  (rpm); potencia al eje  $P_e$  (cv) y caída  $H_L$  (m):

$$n_s = n \cdot \frac{P_e^{1/2}}{H_L^{5/4}} \quad (13)$$

This specific speed physically represents the rotation in rpm that a turbine installed with a head of 1 m would have, supplying 1 cv of power at the axis.

Such a velocity  $n_g$  has the drawback that it is necessary to know what the total turbine efficiency is in order to determine type. Despite this drawback, this expression has been preferred by turbine researchers, manufacturers and users over that supplied by (12) and by the equivalent in the international system.

$$n_{qA} = 10^3 \cdot n \cdot \frac{Q^{1/2}}{\gamma^{3/4}} \quad (14)$$

Among the specific speeds, there are the following relations:

$$n_s = 1.214 \cdot n_t^{0.5} \cdot n_{qA}$$

$$n_{qA} = 0.824 \cdot n_t^{0.5} \cdot n_s$$

$$n_{qA} = 3 \cdot n_q$$

$$n_s = 3.642 \cdot n_t^{0.5} \cdot n_q \quad (15)$$

The types of turbines characterized by the specific speed of the rotors have the following limits:

Esta velocidad específica físicamente representa la rotación, en rpm, que tendría una turbina instalada con una caída de 1 m, suministrando en el eje una potencia de 1 cv.

Tal velocidad  $n_g$  tiene el inconveniente de exigir conocer el rendimiento total de la turbina para determinar su tipo. A pesar de este inconveniente, esta expresión ha sido preferida por investigadores, fabricantes y usuarios de turbinas sobre aquella suministrada por la (12) y por su equivalente en el Sistema Internacional.

$$n_{qA} = 10^3 \cdot n \cdot \frac{Q^{1/2}}{\gamma^{3/4}} \quad (14)$$

Entre estas velocidades específicas existe las siguientes relaciones:

$$n_s = 1,214 \cdot n_t^{0,5} \cdot n_{qA}$$

$$n_{qA} = 0,824 \cdot n_t^{0,5} \cdot n_s$$

$$n_{qA} = 3 \cdot n_q$$

$$n_s = 3,642 \cdot n_t^{0,5} \cdot n_q \quad (15)$$

Los tipos de turbinas caracterizadas por la velocidad específica de sus rotores cuentan con los siguientes límites:

$4 \leq n_{qA} \leq 30$  - Pelton, one injector

$25 \leq n_{qA} \leq 42$  - Pelton, two injectors

$50 \leq n_{qA} \leq 180$  - Michell-Banki

$60 \leq n_{qA} \leq 150$  - Slow Francis

$140 \leq n_{qA} \leq 260$  - Normal Francis

$250 \leq n_{qA} \leq 400$  - Fast Francis

$150 \leq n_{qA} \leq 550$  - Double Francis

$350 \leq n_{qA} \leq 900$  - Helical-flow or Kaplan

$650 \leq n_{qA} \leq 1200$  - Bulb - tube - peripheral

In the graph  $H = f(n_{qA})$ , an effort is made to illustrate these ranges as a function of height; for Michell-Banki turbines, heads much smaller than the one in the graph can be used.

### 3.3 Cavitation - Suction Height

Considering that water changes phases in response to the curve of vapor tension, the values of which are:

$4 \leq n_{qA} \leq 30$  - Pelton de un inyector

$25 \leq n_{qA} \leq 42$  - Pelton de dos inyectores

$50 \leq n_{qA} \leq 180$  - Michell-Banki

$60 \leq n_{qA} \leq 150$  - Francis lenta

$140 \leq n_{qA} \leq 260$  - Francis normal

$250 \leq n_{qA} \leq 400$  - Francis rápida

$150 \leq n_{qA} \leq 550$  - Francis doble

$350 \leq n_{qA} \leq 900$  - Hélice o Kaplan

$650 \leq n_{qA} \leq 1200$  - Bulbo - tubo - periférica

En el gráfico  $H = f(n_{qA})$  se procura representar estos campos en función de la altura; para las turbinas Michell-Banki se pueden usar caídas bastante más pequeñas que las constantes en el gráfico.

### 3.3 Cavitación - Altura de succión

Considerando que el agua cambia de fase obedeciendo la curva de tensión del vapor, cuyos valores son:

|              |    |     |      |      |      |      |      |      |      |
|--------------|----|-----|------|------|------|------|------|------|------|
| $P_v/\gamma$ | m  | 10  | 4.68 | 1.97 | 1.12 | 0.73 | 0.42 | 0.23 | 0.12 |
| t            | °C | 100 | 80   | 60   | 50   | 40   | 30   | 20   | 10   |

Considering that, in this change of phase, the specific mass of water goes from  $1000 \text{ kg/m}^3$  to a value of around  $1 \text{ kg/m}^3$ , thus increasing specific volume inversely,

Considering that this fact causes the formation of bubbles of vapor and gases which, on reaching regions of higher pressure inside the turbine and its suction pipe, pass into the liquid phase, giving rise to the phenomenon known as "cavitation" which should be avoided or attenuated due to the destructive effects of a reduction in power.

In Figure "a" one can see the so-called positive suction height or unchoked installation, and in Figure "b" the negative or choked version. Taking section 1 of Figure "a" as the pressure in the interior of the turbine, the minimum energy in this section in meters of column of water should be:

$$E_{\min} = \frac{P_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} + \frac{P}{\gamma} \quad (16)$$

Applying Bernoulli between 1 and 2, one has:

$$\frac{P_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} + h_s = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g} + h_{p12} \quad (17)$$

|                |    |     |      |      |      |      |      |      |      |
|----------------|----|-----|------|------|------|------|------|------|------|
| $P_v / \gamma$ | m  | 10  | 4,68 | 1,97 | 1,12 | 0,73 | 0,42 | 0,23 | 0,12 |
| t              | °C | 100 | 80   | 60   | 50   | 40   | 30   | 20   | 10   |

Considerando que, en este cambio de fase, la masa específica del agua pasa de  $1.000 \text{ kg/m}^3$  a un valor en torno a  $1 \text{ kg/m}^3$ , aumentando inversamente su volumen específico,

Considerando que tal hecho ocasiona la formación de burbujas de vapor y de gases que, alcanzando regiones de presión más elevadas en el interior de la turbina y de su tubo de succión, pasan a la fase líquida, provocando el fenómeno denominado "cavitación" que debe ser evitado o atendido debido a los efectos destructivos de la caída de potencia.

En la Figura "a" se puede apreciar la denominada altura de succión positiva o instalación no ahogada y en la Figura "b" la negativa o ahogada. Tomando en la Figura "a" la sección 1 como la de presión en el interior de la turbina, la energía mínima en esta sección en metros de columna de agua debe ser:

$$E_{\min} = \frac{P_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} + \frac{P_v}{\gamma} \quad (16)$$

Aplicando Bernouilli entre 1 y 2, se tiene:

$$\frac{P_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} + h_s = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g} + h_{p12} \quad (17)$$

Combining (16) with (17) and making:

$$\frac{P_2}{\gamma} = \frac{P_a}{\gamma} \approx 10 - 0.00122 \cdot H_b$$
$$\frac{v_2^2}{2g} \approx 0$$

$$\frac{E_{min}}{H_L} = \sigma_{min}, \text{ results in:}$$

$$h_s = 10 - 0.00122 \cdot H_b - \sigma_{min} \cdot H_L - h_{p12} + \frac{P_v}{\gamma} \quad (18)$$

Taking  $P_v/\gamma - h_{p12} \approx 0$ , one has for the maximum height of suction for which no cavitation is produced:

$$h_{smax} = 10 - 0.00122 \cdot H_b - \sigma_{min} \cdot H_L \quad (19)$$

The Thoma cavitation coefficient can be taken at the point of project design.

- Francis rotors

$$\sigma_{min} = 0.025 \cdot (1 + 10^{-4} \cdot n_q A^2) \quad (20)$$

- Helical-flow or Kaplan rotors

$$\sigma_{min} = 3.28 \cdot 10^{-6} \cdot n_q A^2 - 1.65 \cdot 10^{-3} \cdot n_q A + 0.549 \quad (21)$$

Combinando (16) con (17) y haciendo:

$$\frac{P}{\gamma} = \frac{a}{\gamma} \approx 10 - 0,00122 \cdot H_b$$

$$\frac{v_2^2}{2g} \approx 0$$

$$\frac{E_{min}}{H_L} = \sigma_{min}, \text{ resulta}$$

$$h_s = 10 - 0,00122 \cdot H_b - \sigma_{min} \cdot H_L - h_{p12} + \frac{P_v}{\gamma} \quad (18)$$

Tomando  $P_v/\gamma - h_{p12} \approx 0$ , se tiene para la máxima altura de succión para la cual no se produzca cavitación:

$$h_{s_{max}} = 10 - 0,00122 \cdot H_b - \sigma_{min} \cdot H_L \quad (19)$$

El coeficiente de cavitación de Thoma puede ser tomado en el punto de proyecto.

- Rotores tipo Francis

$$\sigma_{min} = 0,025 \cdot (1 + 10^{-4} \cdot n_{qA}^2) \quad (20)$$

- Rotores tipo hélice o Kaplan

$$\sigma_{min} = 3,28 \cdot 10^{-6} \cdot n_{qA}^2 - 1,65 \cdot 10^{-3} \cdot n_{qA} + 0,549 \quad (21)$$

#### 4. TECHNICAL CRITERIA FOR SELECTION OF THE GENERATING GROUP

The figure illustrates the curves for relative efficiency, as a function of the relative power of the different types of turbines, when these work with constant head and pressure.

The SHP load curve and this figure provide another element for selection of the group or groups of generators which will best meet the aims of the SHP.

Many times, the large variations in load call for selection of generating groups with a larger number of units or less efficiency, so that they will have an adequate lifetime.

#### 5. TYPICAL EXAMPLE

##### Data:

Choose a generating group for an isolated SHP, with  $H = 22 \text{ m}$ ;  $Q = 12 \text{ m}^3/\text{s}$ ;  $P_r = 1780 \text{ kW}$ ; distance between the water intake and the powerhouse =  $240 \text{ m}$ ;  $H_b = 800 \text{ m}$ ;  $h_{S\min} = 3.0 \text{ m}$ .

##### Solution:

- Net head. With  $240 \text{ m}$ , we have:

$$H_L = 0.96 \cdot H = 0.96 \cdot 22 = 21.1 \text{ m}$$

- Installed power capacity. On the basis of (2), we have:

$$P = 7.16 \cdot Q \cdot H_L = 7.16 \cdot 12 \cdot 21.1 = 1.813 \text{ kW}$$

#### 4. CRITERIOS TECNICOS PARA LA SELECCION DEL GRUPO GENERADOR

En la figura están representadas las curvas de rendimiento relativo, en función de la potencia relativa para los diversos tipos de turbinas, cuando estas trabajan con una altura de caída y presión constantes.

A partir de la curva de carga de la PCH y de este gráfico, se tiene otro elemento para la selección del grupo o grupos de generadores que mejor atiendan las finalidades de la PCH.

Muchas veces, las grandes variaciones de carga obligan la selección de grupos generadores con un mayor número de unidades o un rendimiento menor, para que puedan tener una vida útil adecuada.

#### 5. EJEMPLO TIPICO

##### Datos:

Escoger un grupo generador para una PCH aislada, con  $H = 22$  m;  $Q = 12 \text{ m}^3/\text{s}$ ;  $P_r = 1780 \text{ kW}$ ; distancia entre la toma de agua y la casa de máquinas = 240 m;  $H_b = 800 \text{ m}$ ;  $h_{s\min} = 3,0 \text{ m}$ .

##### Solución:

- Caída neta. Con 240 m, se tiene:

$$H_L = 0,96 \cdot H = 0,96 \cdot 22 = 21,1 \text{ m}$$

- Potencia instalada. Por la (2), se tiene:

$$P = 7,16 \cdot Q \cdot H_L = 7,16 \cdot 12 \cdot 21,1 = 1.813 \text{ kW}$$

- Minimum flow to satisfy the power needs of the isolated system.

On the basis of (3), we have:

$$Q_n = \frac{P_r}{7.16 \cdot H_L} = \frac{1780}{7.16 \cdot 21.2} = 11.3 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

$Q_n = 12 \text{ (m}^3/\text{s)}$  will be used, yielding a 6.6% power reserve.

- Type of turbine: From the graph in the figure, we obtain a helical-flow or Kaplan turbine, which is expensive; for that reason, if possible, a generating group with a double-rotor Francis turbine will be used.
- Rotation of the group: On the basis of (10), with the entry of half the inflow, due to the fact that there is a double rotor, we have:

$$n = 450 \cdot H_L^{0.25} \cdot Q^{-0.5} = 450 \cdot 21.1^{0.25} \cdot 6^{-0.5} = 393.8 \text{ rpm}$$

In order to avoid start-up with a speed amplifier, two generating groups with double-rotor Francis turbines will be used. Therefore, the rotation of each group will be:

$n = 450 \cdot 21.1^{0.25} \cdot 3^{-0.5} = 567$  or  $n = 600$  rpm, taking the generator, according to (7), with the following number of poles:

$$z_p = \frac{7200}{n} = \frac{7200}{600} = 12 \text{ poles}$$

- Flujo mínimo para atender la potencia del sistema aislado.

Por la (3), se tiene:

$$Q_n = \frac{P_r}{7,16 \cdot H_L} = \frac{1780}{7,16 \cdot 21,2} = 11,3 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

Será usado  $Q_n = 12 \text{ (m}^3/\text{s)}$ , resultando en una reserva de 6,6% de potencia.

- Tipo de turbina: Por el gráfico de la figura resulta la turbina tipo hélice o Kaplan, de costo alto, motivo por el cual será usado, si es posible, un grupo generador con una turbina tipo Francis de rotor doble.
- Rotación del grupo: Por la (10), con la entrada de la mitad del flujo, debido a que es un rotor doble, se tiene:

$$n = 450 \cdot H_L^{0,25} \cdot Q^{-0,5} = 450 \cdot 21,1^{0,25} \cdot 6^{-0,5} = 393,8 \text{ rpm}$$

Para evitar el accionamiento con un amplificador de velocidad, serán usados dos grupos generadores con turbinas tipo Francis de rotor doble. Por lo tanto, la rotación de cada grupo resulta:

$$n = 450 \cdot 21,1^{0,25} \cdot 3^{-0,5} = 567 \text{ o } n = 600 \text{ rpm, teniendo el generador, según la (7), el siguiente número de polos:}$$

$$z_p = \frac{7200}{n} = \frac{7200}{600} = 12 \text{ polos.}$$

- Specific speed: On the basis of (14), we have:

$$n_{qA} = 10^3 \cdot n \cdot \frac{Q^{0,5}}{\gamma^{0,75}} = 10^3 \cdot \frac{600}{60} \cdot \frac{3^{0,5}}{(9.81 \cdot 21.1)^{0,75}} = 317$$

which value indicates the rapid Francis rotor.

- Suction height: On the basis of (20), we have:

$$\sigma_{\min} = 0.025 \cdot (1 + 10^{-4} \cdot n_{qA}^2) = 0.025 \cdot (1 + 3.17^2) = 0.276$$

From (19), we have:

$$h_{s_{\max}} = 10 - 0.00122 \cdot H_b - \sigma_{\min} \cdot H_L = 10 - 0.00122 \cdot 800 - 0.276 \cdot 21.1 = 3.2 \text{ m.}$$

Since this value is larger than the required minimum, the final solution to the problem is: two generating groups, alike, with horizontal shafts and each one with a power capacity at the generator wheel heads of 907 kW and a rotation of 600 rpm; these are double-rotor rapid Francis turbines.

- Velocidad específica: Por la (14), se tiene:

$$n_{qA} = 10^3 \cdot n \cdot \frac{Q^{0,5}}{\gamma^{0,75}} = 10^3 \cdot \frac{600}{60} \cdot \frac{3^{0,5}}{(9,81 \cdot 21,1)^{0,75}} = 317$$

valor que indica el rotor Francis rápido.

- Altura de succión: Por la (20), se tiene:

$$\sigma_{\min} = 0,025 \cdot (1 + 10^{-4} \cdot n_{qA}^2) = 0,025 \cdot (1 + 3,17^2) = 0,276$$

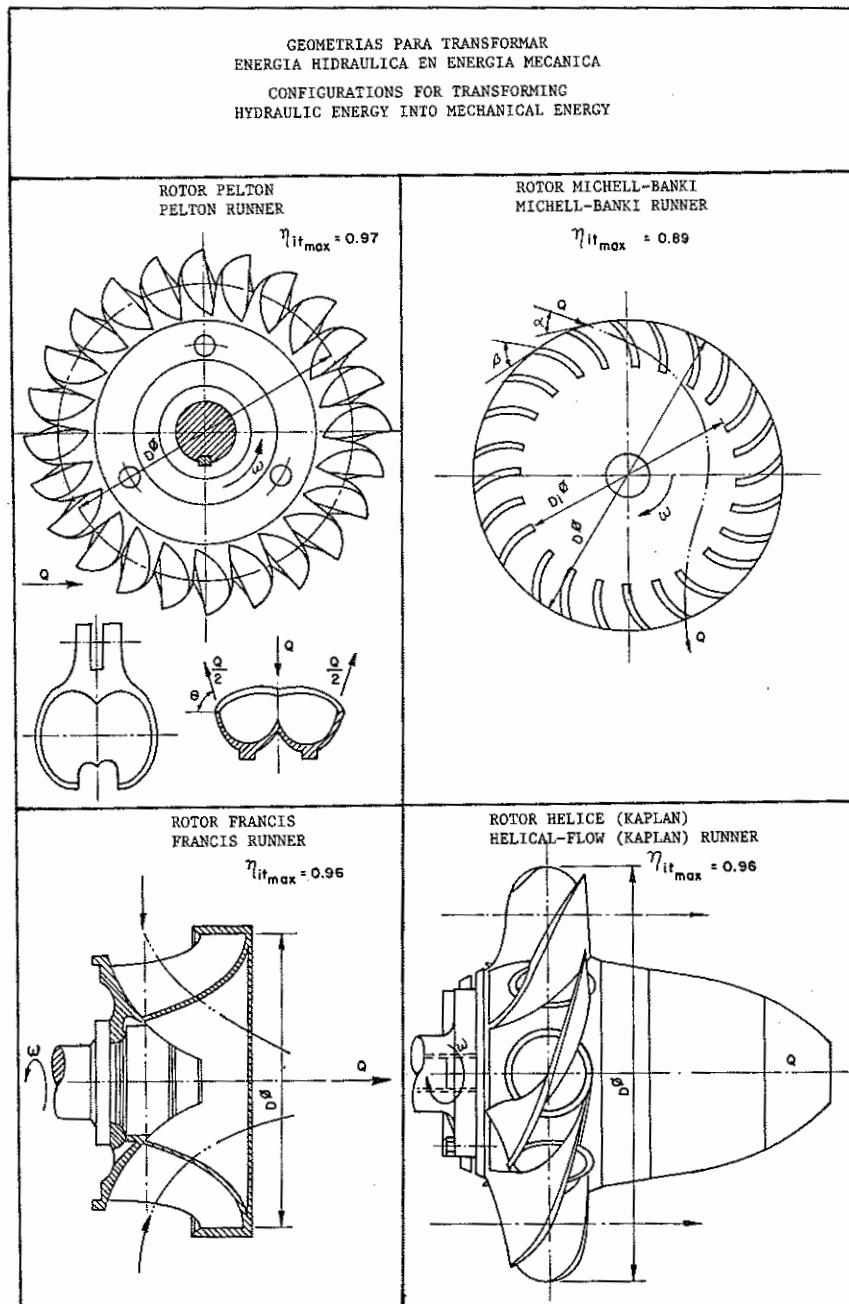
Por la (19), se tiene:

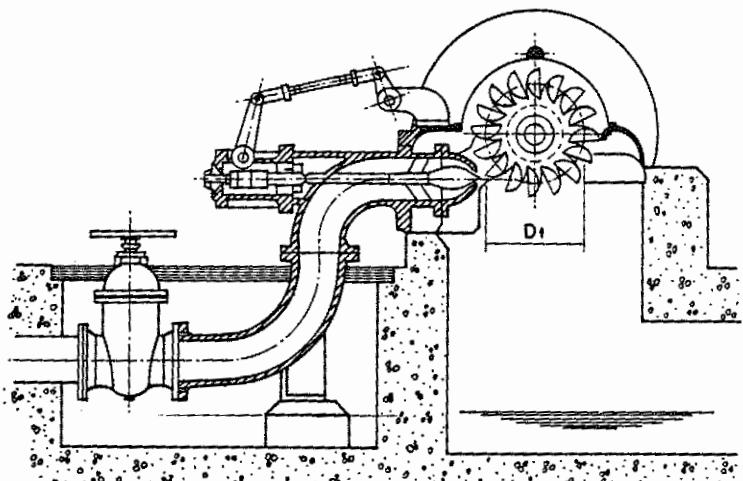
$$h_{s_{\max}} = 10 - 0,00122 \cdot H_b - \sigma_{\min} \cdot H_L = 10 - 0,00122 \cdot 800 \\ - 0,276 \cdot 21,1 = 3,2 \text{ m.}$$

Como este valor está por encima del mínimo exigido, la solución final del problema es: dos grupos generadores iguales, de eje horizontal, cada uno con una potencia en los bornes de rueda del generador de 907 kW y una rotación de 600 rpm; estas son turbinas "Francis rápida" de rotor doble.

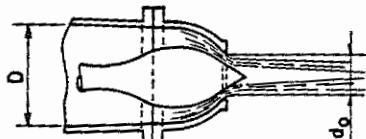
## 6. BIBLIOGRAPHY/BIBLIOGRAFIA

- ABNT. Normas de Turbinas para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Sao Paulo, Brasil.
- Hernández Bazo, Carlos Alberto. Diseño y Estandarización de Turbinas Michell-Banki, Quito, Septiembre 1980.
- Bran, R./Souza, Z. Máquinas de Flujo. 2da edición. Al Livro Técnico S/A, Rio de Janeiro, Brasil, 1984.
- ELETROBRAS. Proposta de PNPCH, Departamento de Generación de Energía de ELETROBRAS, Rio de Janeiro, Brasil, 1983.
- ELETROBRAS-DNAEE. Manual de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Rio de Janeiro, Brasil, Febrero 1982.
- JOMECA. Catálogos. Sao Paulo, Brasil.
- Kanger, F. Staphenhorst, F.W.E. The Ossberger Cross-Flow Turbine.
- King, R.M. Mini Hydro Development for Small Areas: Water Power and Dam Construction. January 1979.
- Lindner. Catálogo. Joacaba, Santa Catarina, Brasil.
- Lourenco, C.A. Apuntes de clase. ELETROBRAS, Rio de Janeiro, Brasil.
- MacIntyre, A.J. Máquinas Motrices Hidráulicas. Guanabara Dois, Rio de Janeiro, Brasil, 1983.
- McGuican, Dermot. Small-scale Water Power. A. Wheaton & Co. Ltd., Great Britain, 1978.
- OLADE. Manual de Diseño, Estandarización y Fabricación de Equipos para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Vol. I, OLADE, Quito, Ecuador, 1983.
- Ossberger Synchronous Generating. Catálogos.
- Souza, Zulcy, et.al. Centrales Hidro y Termoeléctricas. Editora Edgard Bucher Ltd., Sao Paulo, Brasil, 1982.
- Tenot, André. Turbinas Hidráulicas y Reguladores Automáticos de Velocidad. Tomo III. Lib. de L'Enseignement Technique, Paris, 1935.
- Souza, Z./Almeida, M.T. Cálculo Hidrodinámico y Mecánico de la Turbina Michell-Banki por Microcomputador. COBEM 85 - ITA, Sao Jose dos Campos, Sao Paulo, Brasil, 1985.

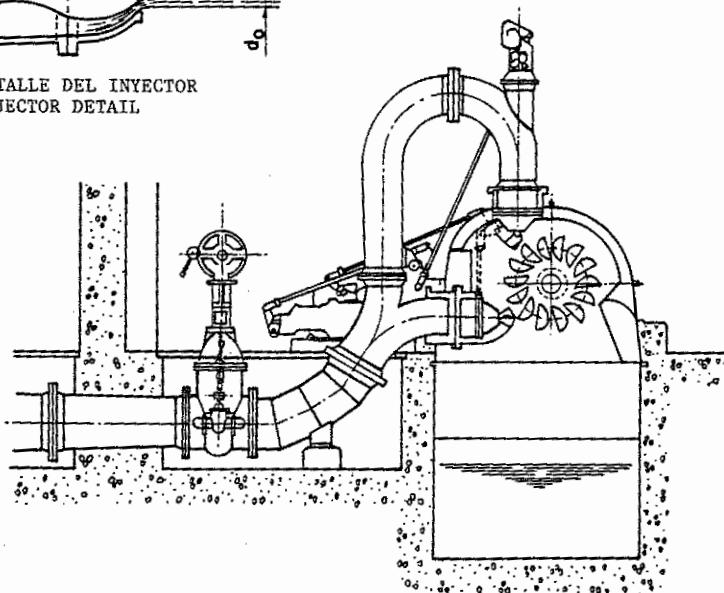




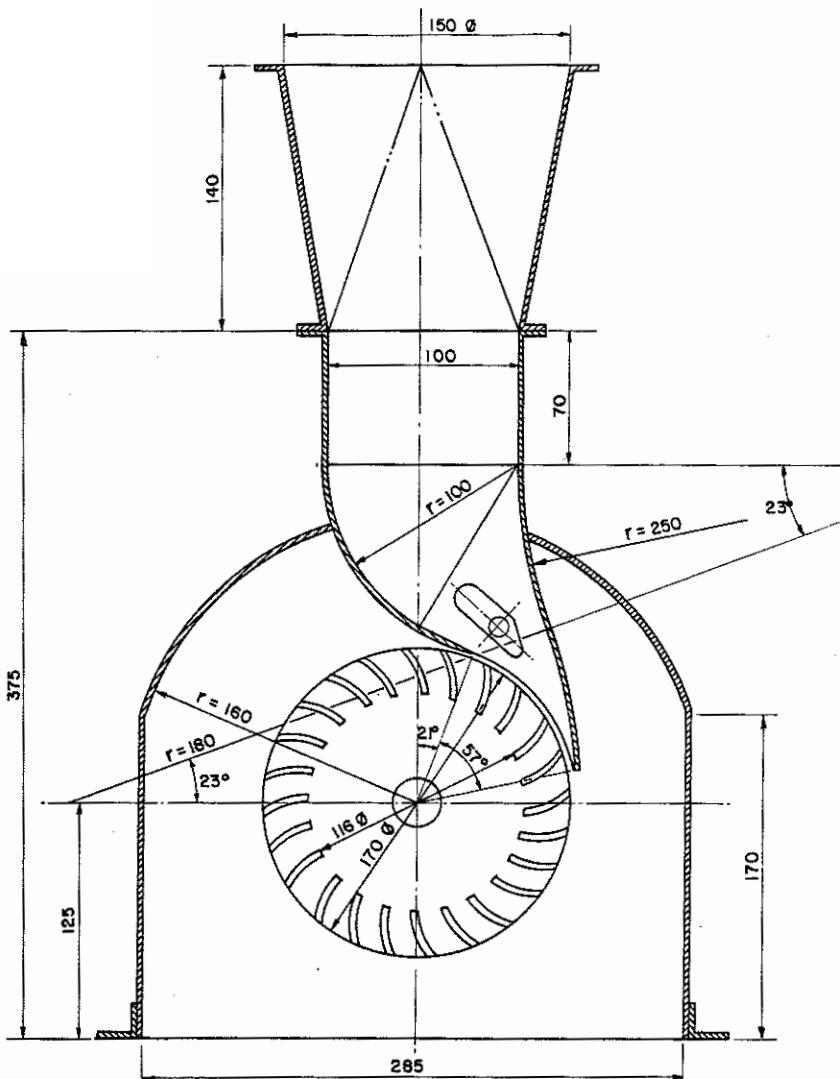
TURBINA PELTON DE UN INYECTOR  
ONE-Injector PELTON TURBINE



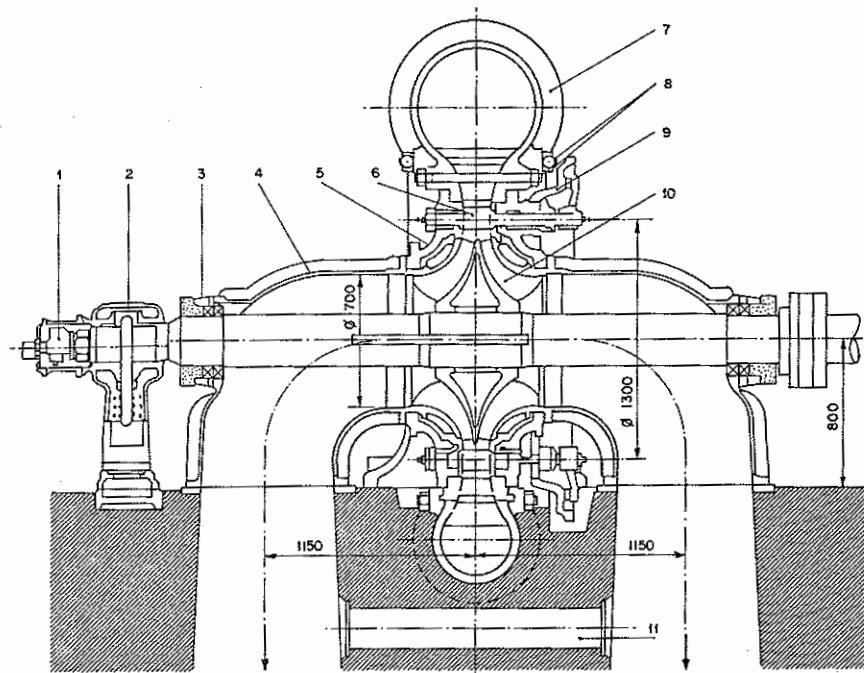
DETALLE DEL INYECTOR  
Injector DETAIL



TURBINA PELTON DE DOS INYECTORES  
TWO-Injector PELTON TURBINE

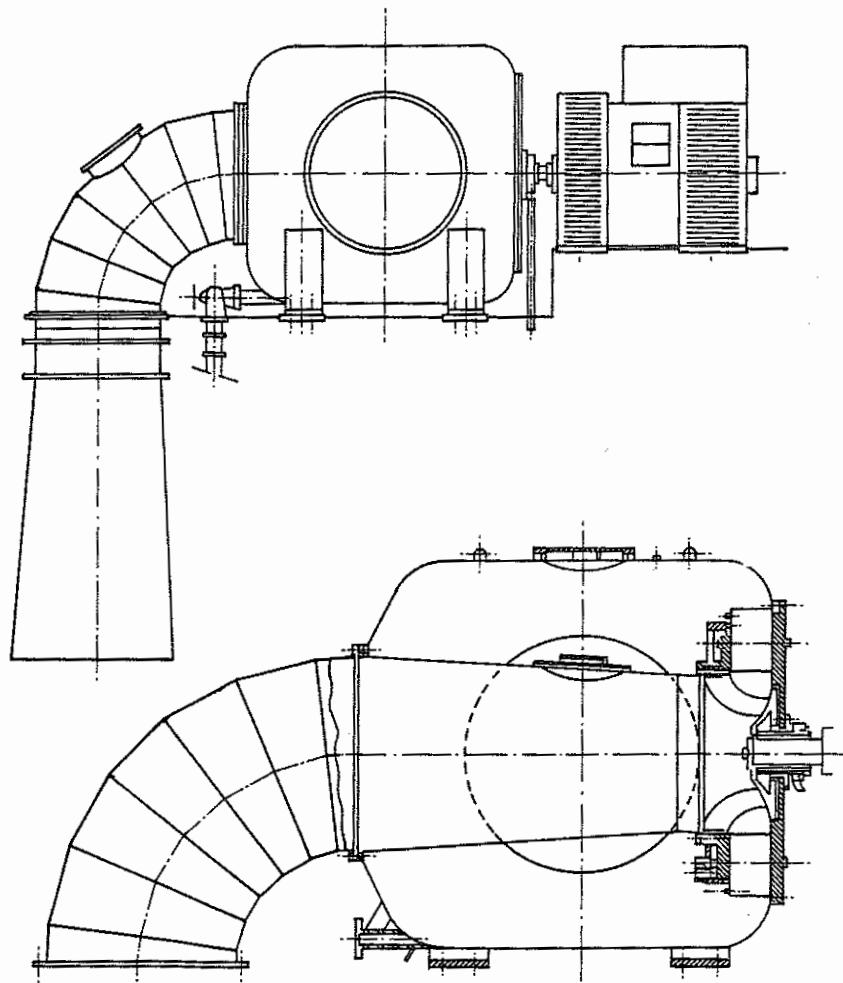


TURBINA MICHELL-BANKI  
MICHELL-BANKI TURBINE  
 $P_E = 4 \text{ CV}$

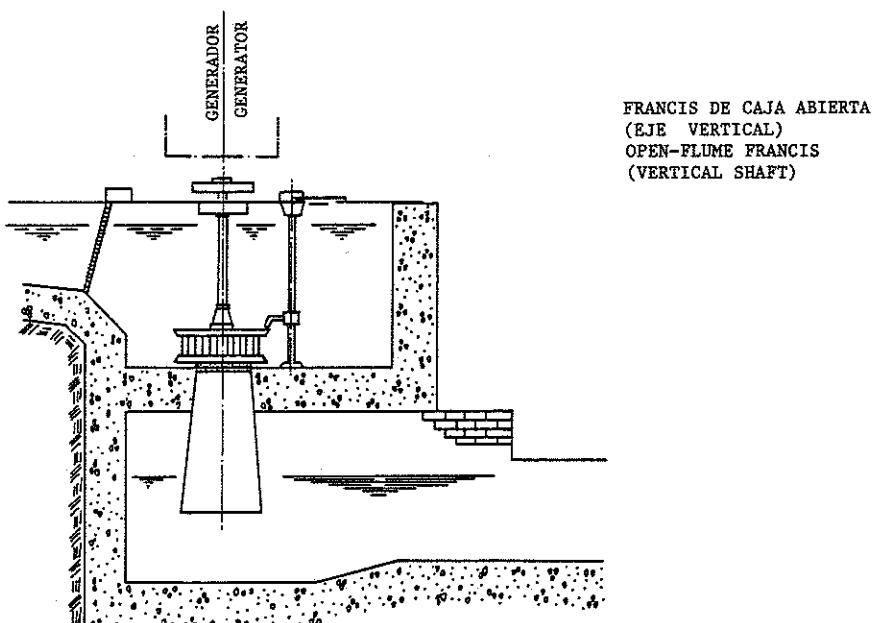
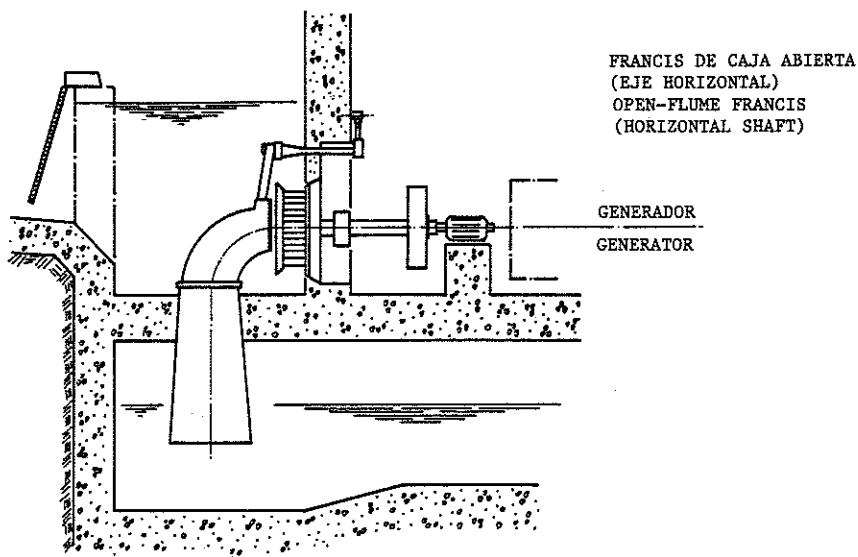


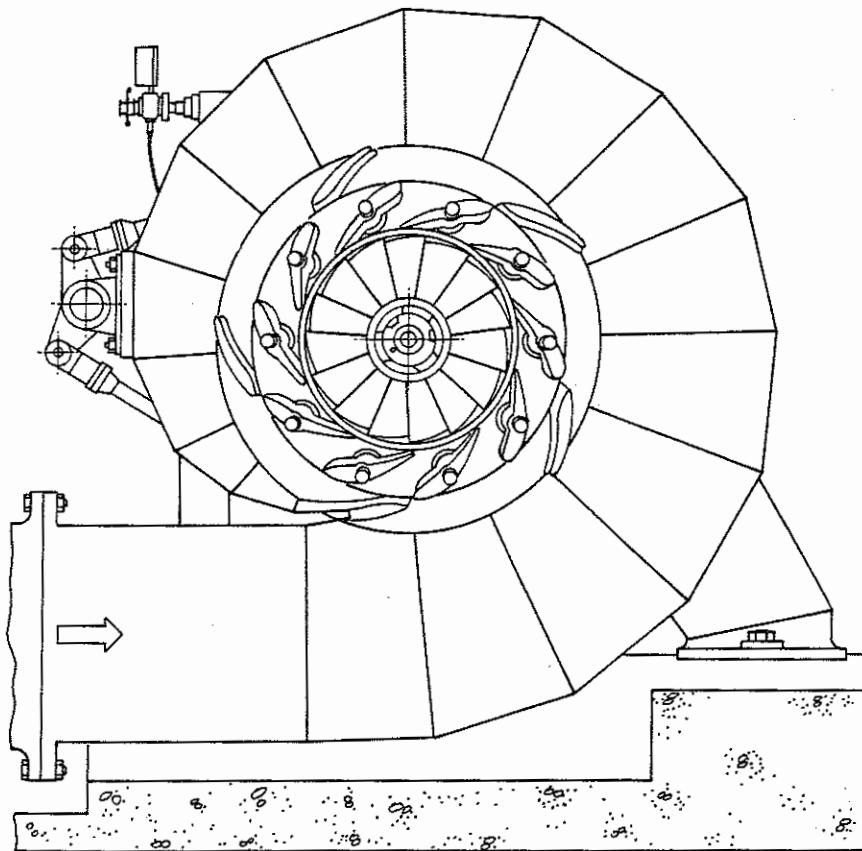
Corte longitudinal de una turbina de rotor doble o gemelo tipo Francis. 1. Taquímetro  
2. Cojinete 3. Retenedor 4. Tubos de succión 5. Carcasa 6. Alabe directriz 7. Es-  
piral 8. Bandas 9. Anillo de regulación 10. Rotor 11. Chimenea de equilibrio

Longitudinal section of a Francis turbine with a dual or twin runner. 1. Tachometer  
2. Bearing 3. Retainer 4. Suction pipes 5. Casing 6. Regulating vane 7. Spiral  
8. Belts 9. Regulating ring 10. Runner 11. Surge tank



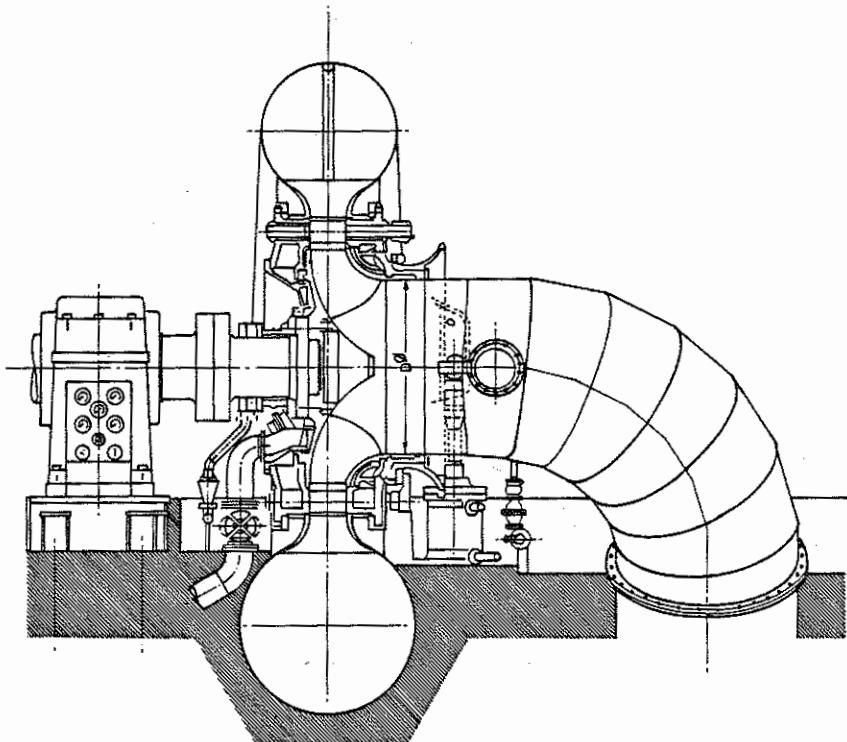
TURBINA FRANCIS EN CAJA CILINDRICA  
FRANCIS TURBINE IN CYLINDRICAL HOUSING





TURBINA FRANCIS ESPIRAL  
SPIRAL FRANCIS TURBINE

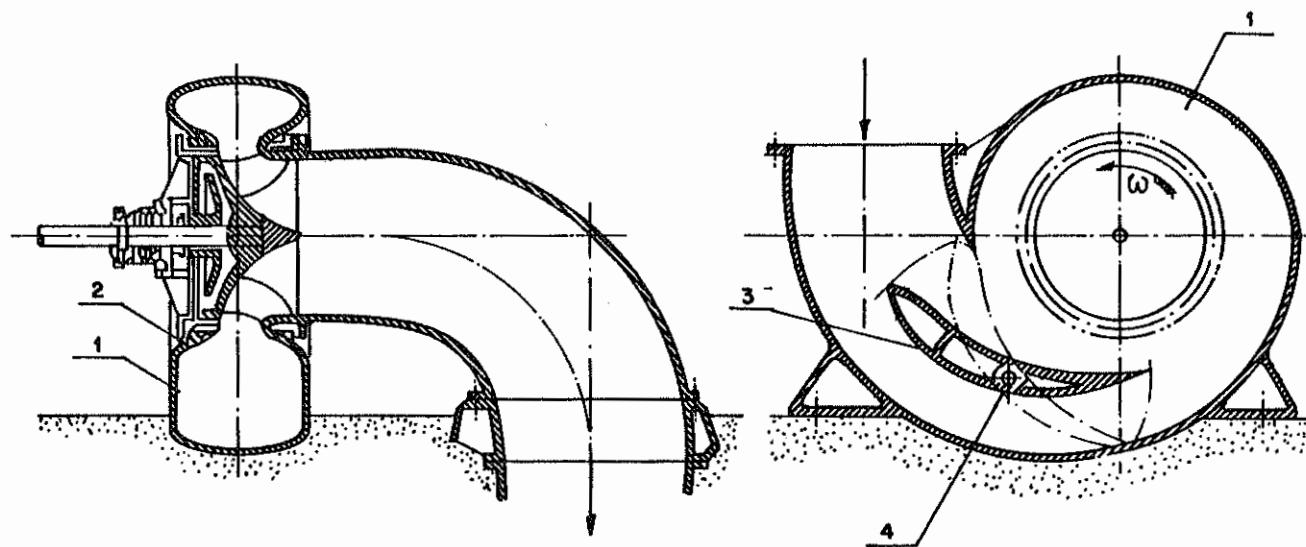
CORTE TRANSVERSAL  
CROSS-SECTION



TURBINA FRANCIS ESPIRAL  
SPIRAL FRANCIS TURBINE

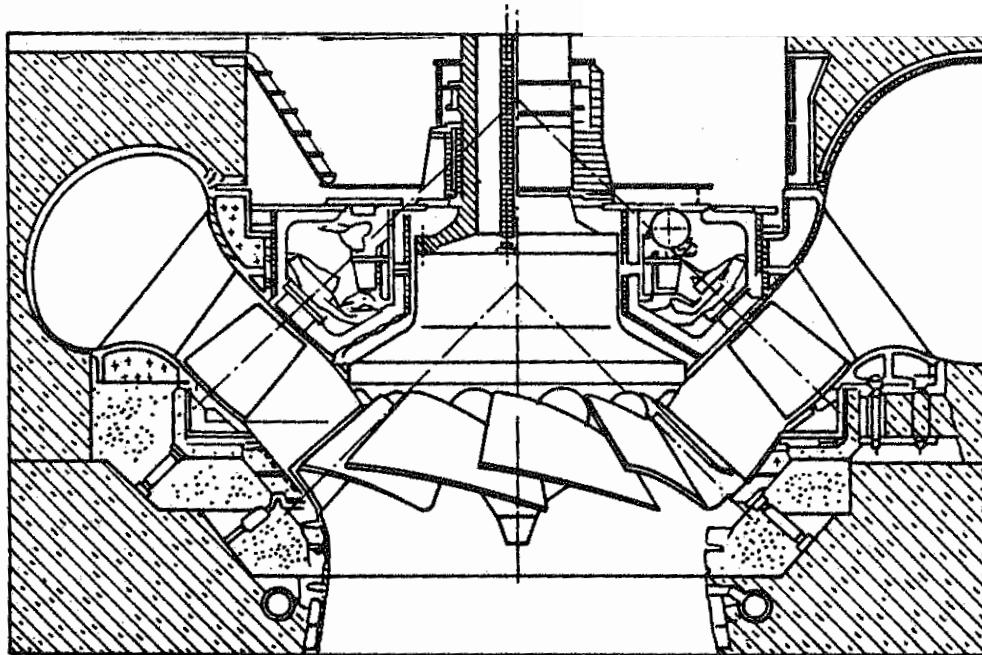
CORTE LONGITUDINAL  
LONGITUDINAL SECTION

150

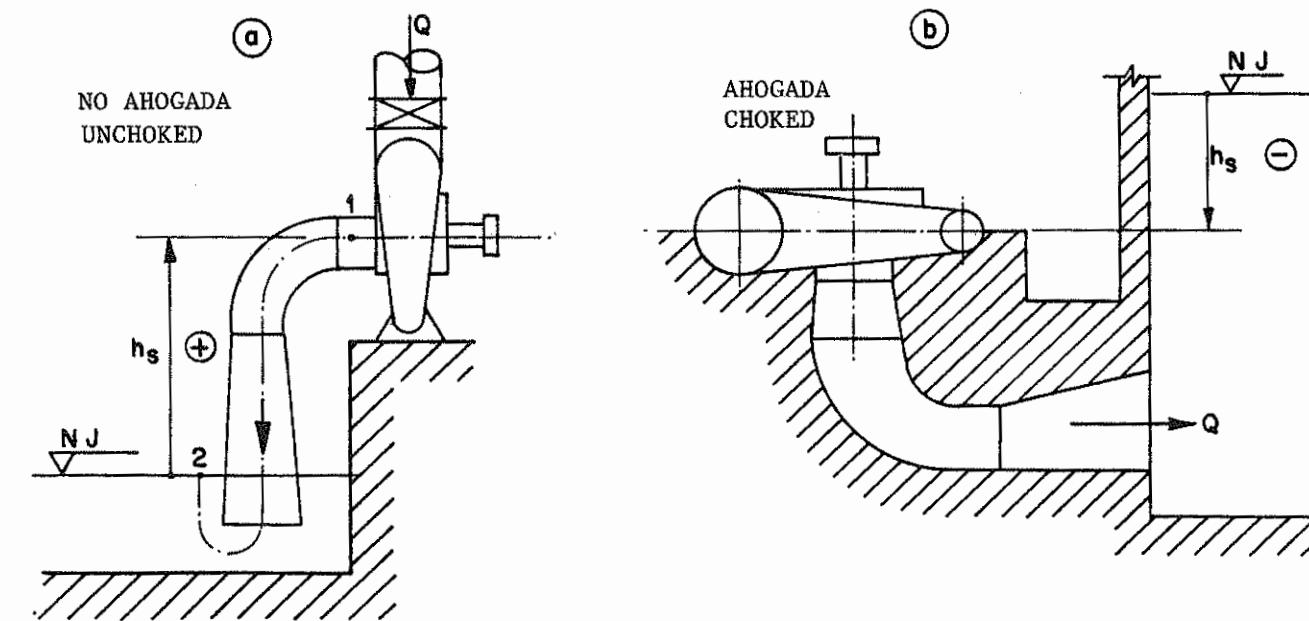


TURBINA FRANCIS CON TORBELLINO  
FRANCIS TURBINE WITH WHIRLPOOL

151

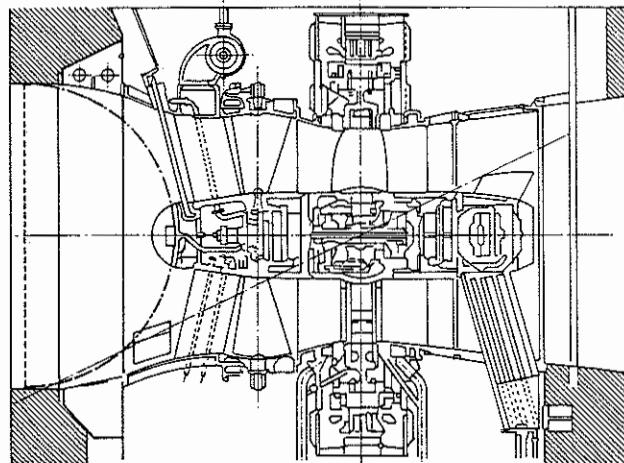


TURBINA DARIAZ  
DARIAZ TURBINE

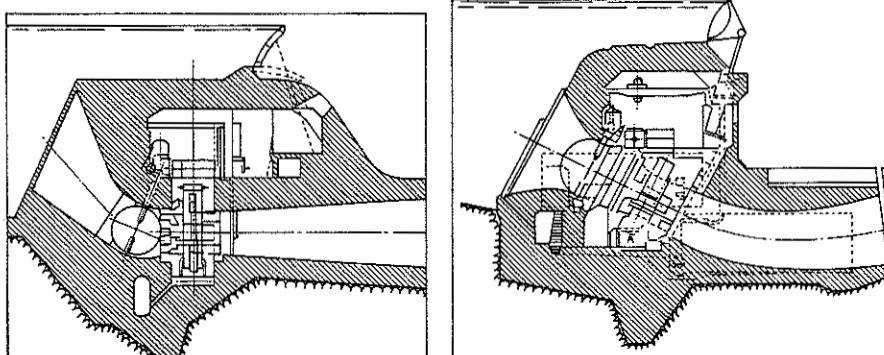


TIPOS DE INSTALACION RELATIVOS A LA  
ALTURA DE SUCCION  $h_s$

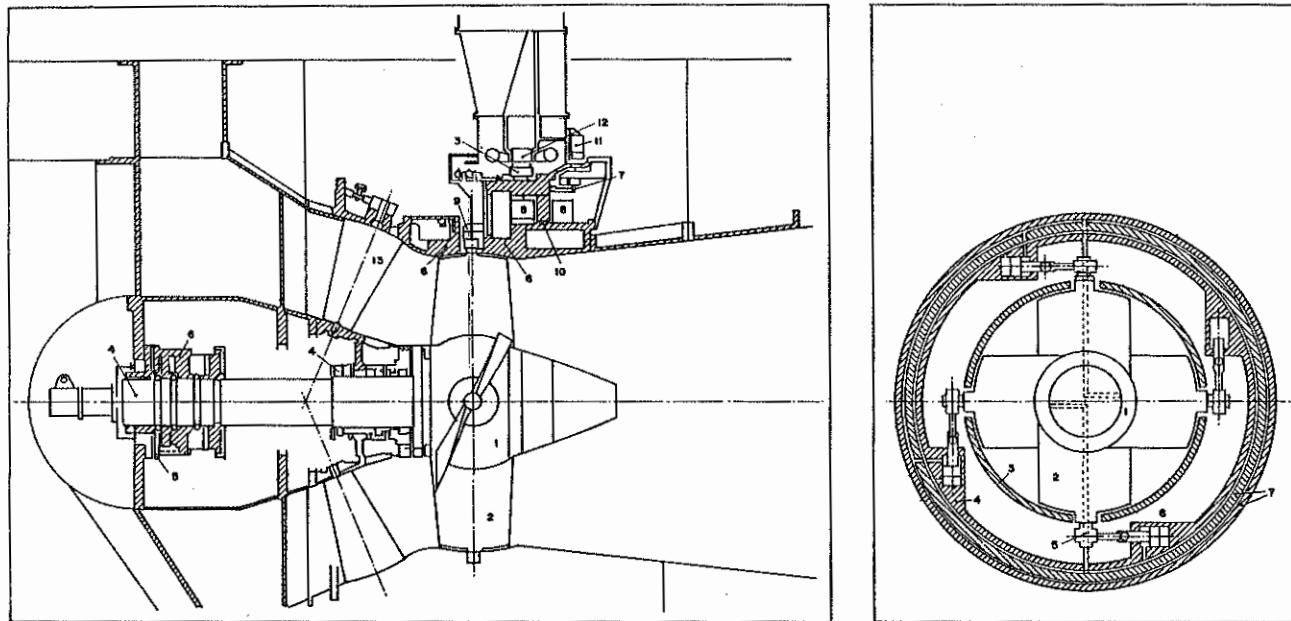
TYPES OF INSTALLATION RELATIVE TO  
SUCTION HEIGHT  $h_s$



TURBINA PERIFERICA O STRAFLO  
PERIPHERAL OR STRAFLO TURBINE



CENTRAL PERIFERICA O STRAFLO  
PERIPHERAL OR STRAFLO STATION



1 - Hub with air  
 2 - Runner pitch  
 3 - Alternator poles  
 4 - Radial turbine bearing  
 5 - Axial turbine bearing  
 6 - Closing valve

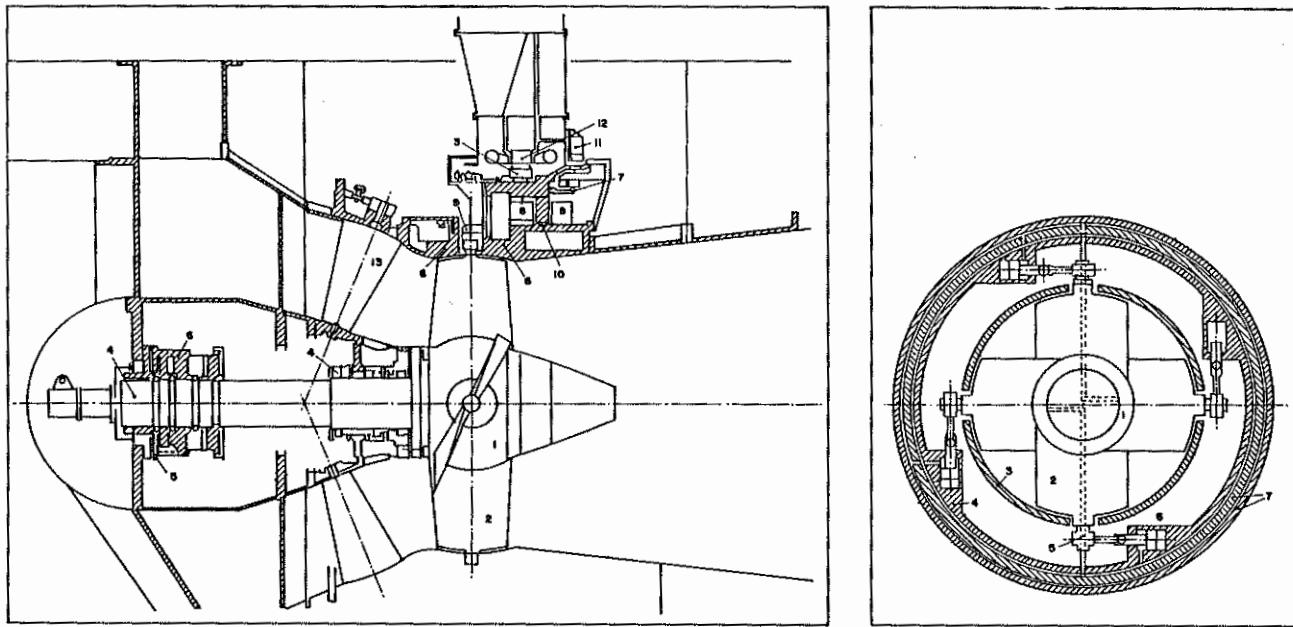
7 - Radial alternator bearing  
 8 - Axial alternator bearing  
 9 - Tangential balance mechanism  
 10 - Support bearing

11 - Brake  
 12 - Alternator stator  
 13 - Distributor blades

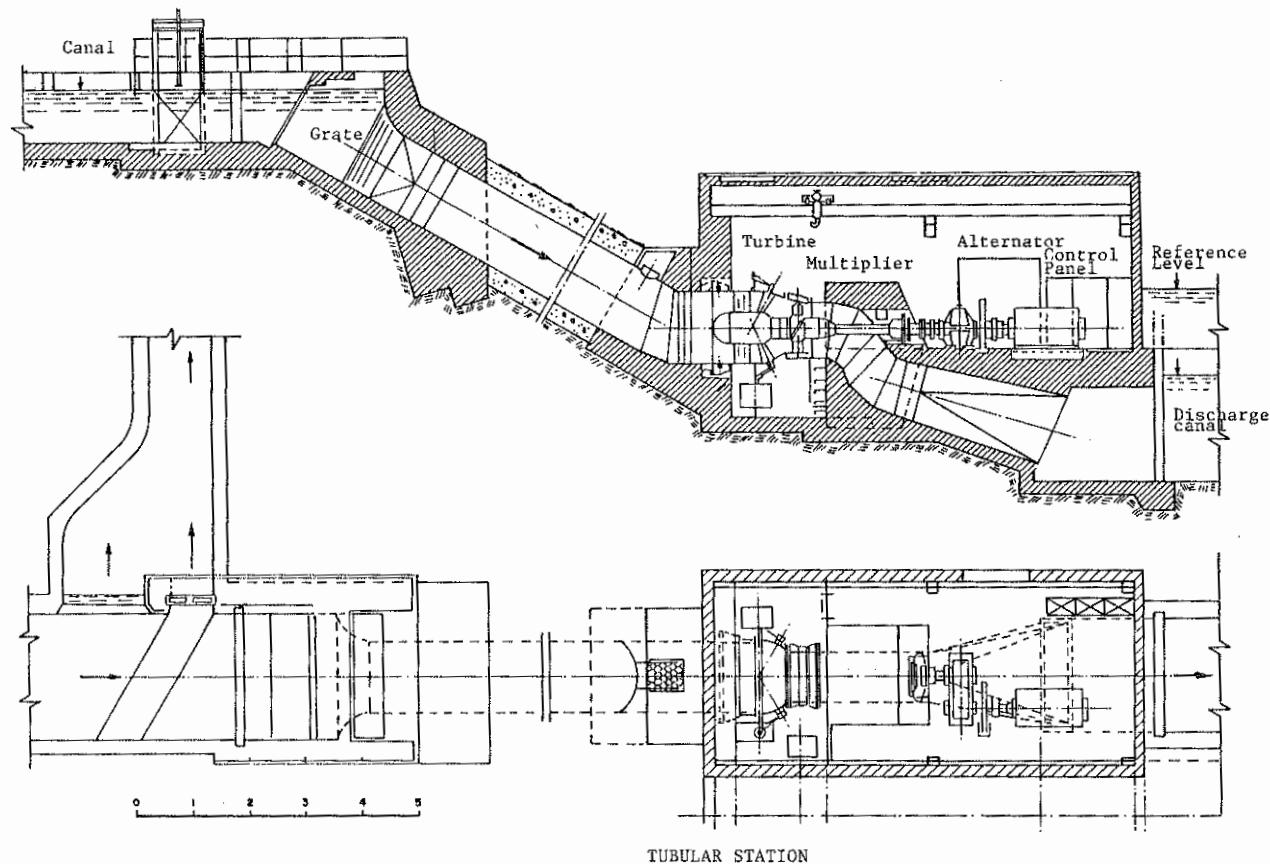
1 - Hub  
 2 - Runner pitch  
 3 - Runner crown  
 4 - Outside crown (polar alternator wheel)  
 5 - Joint  
 6 - Equilibrium piston for tangential stress  
 7 - Surge tank

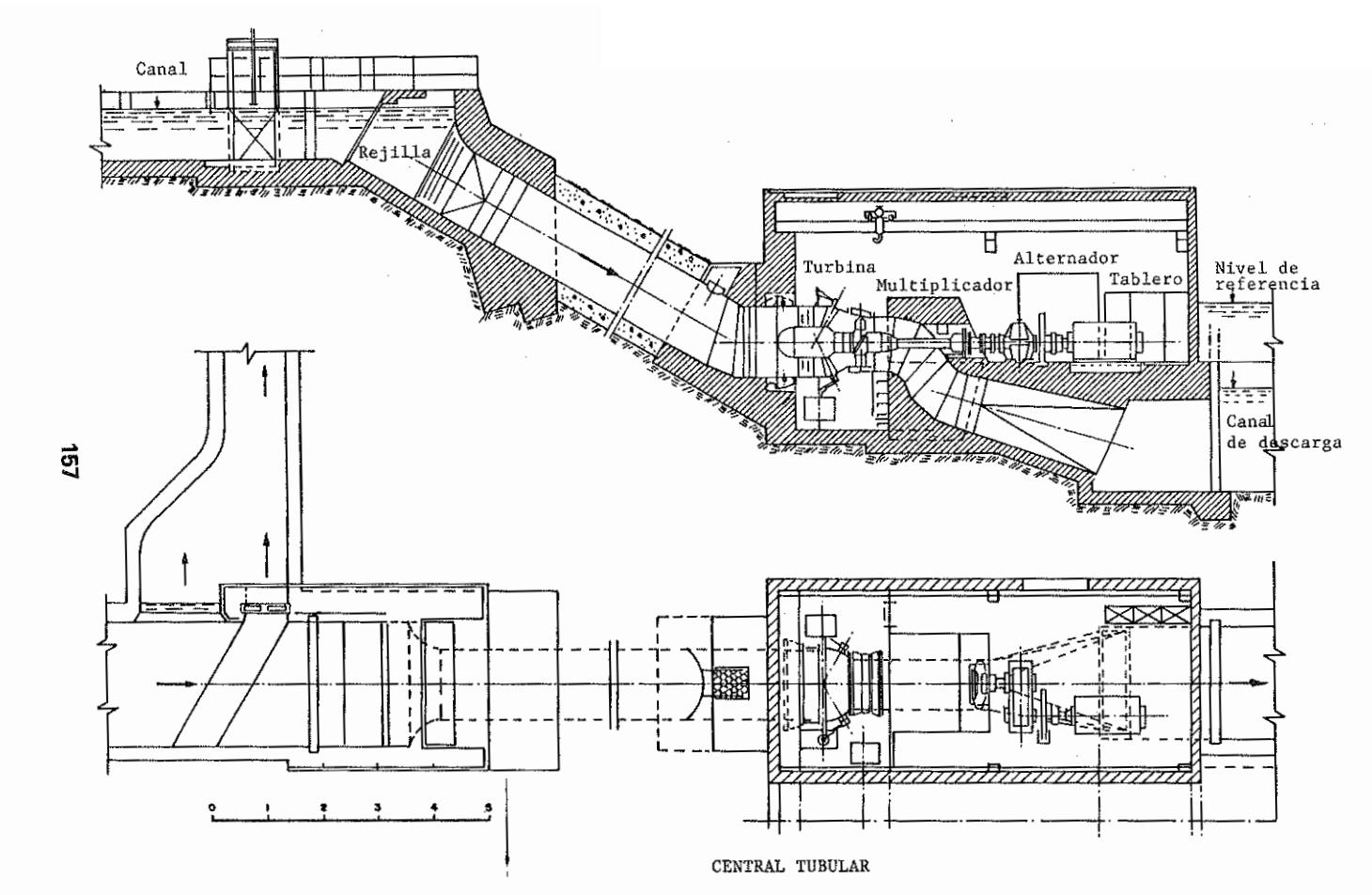
PERIPHERAL OR STRAFLO STATION

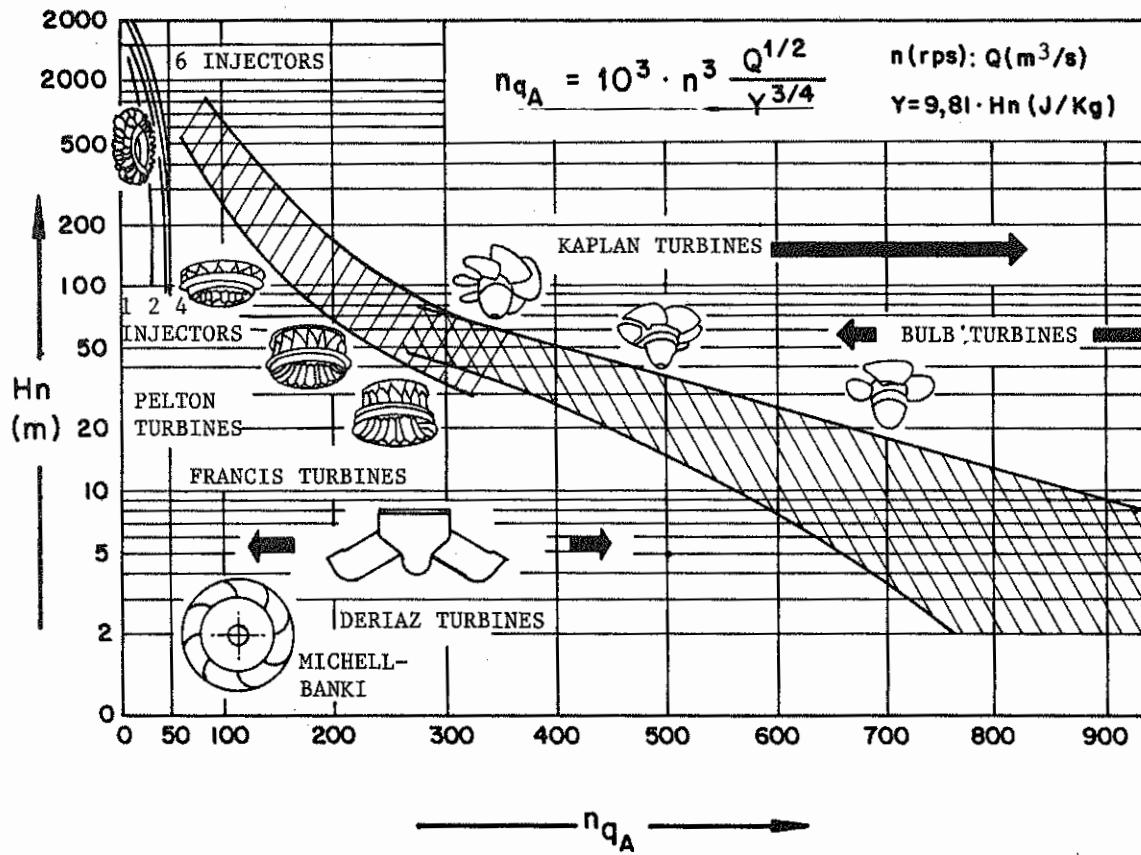
155

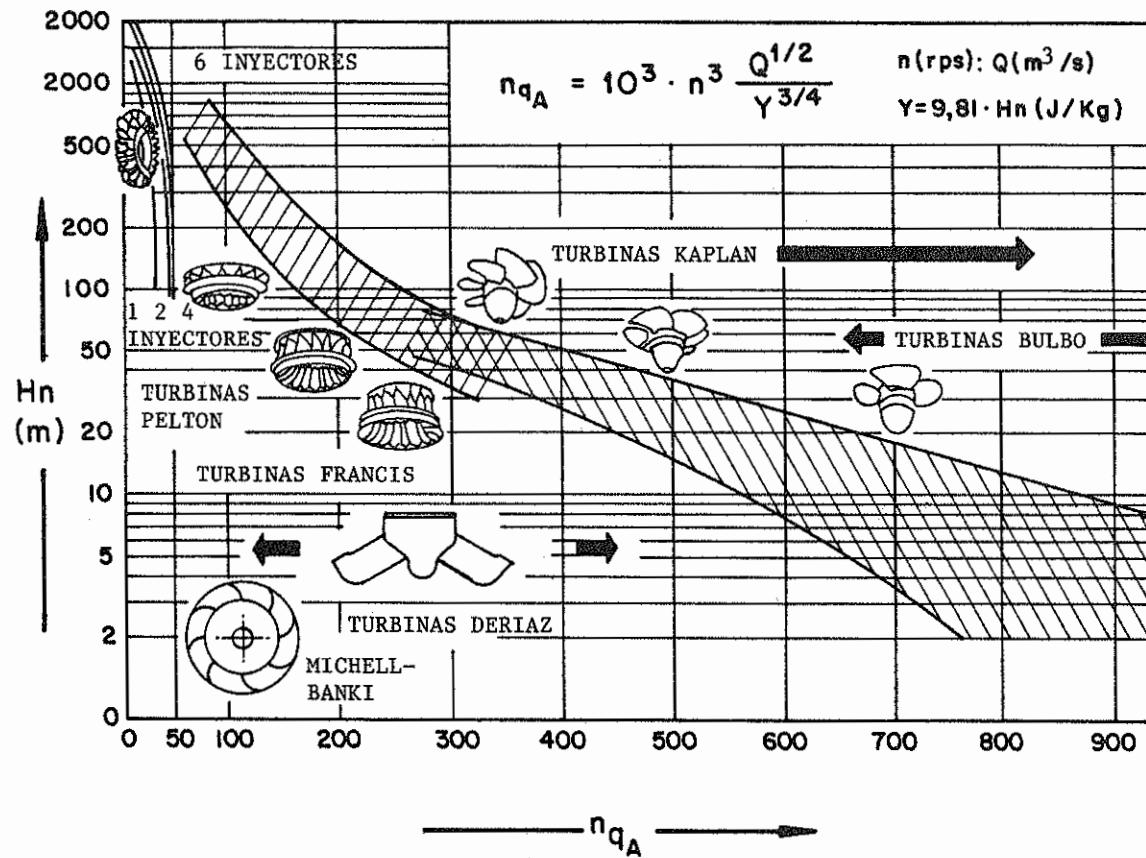


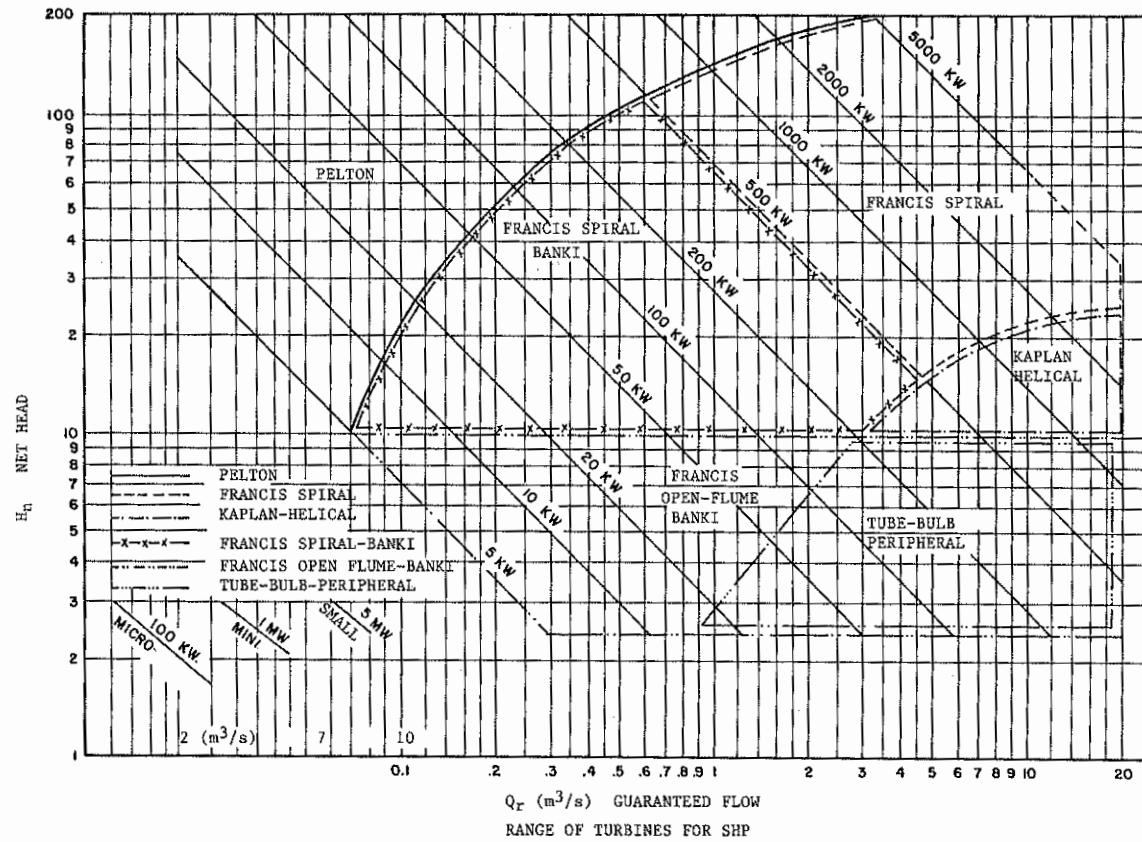
- |                           |                                     |                  |   |
|---------------------------|-------------------------------------|------------------|---|
| 1 - Cubo con aire         | 7 - Cojinete radial del alternador  | 11 - Freno       | 1 - Cubo                                  |
| 2 - Paso del rotor        | 8 - Cojinete axial del alternador   | 12 - Estator del | 2 - Paso del rotor                        |
| 3 - Polos del alternador  | 9 - Mecanismo tangencial de equili- | alternador       | 3 - Corona del rotor                      |
| 4 - Cojinete radial de la | brio                                | 13 - Alabes del  | 4 - Corona exterior (rueda polar del      |
| turbina                   | 10- Cojinete de apoyo               | distribuidor     | alternador)                               |
| 5 - Cojinete axial de la  |                                     |                  | 5 - Junta                                 |
| turbina                   |                                     |                  | 6 - Pistón de equilibrio de los esfuerzos |
| 6 - Válvula de cierre     |                                     |                  | tangencial                                |
|                           | CENTRAL PERIFERICA O STRAFLO        |                  | 7 - Chimenea de equilibrio                |

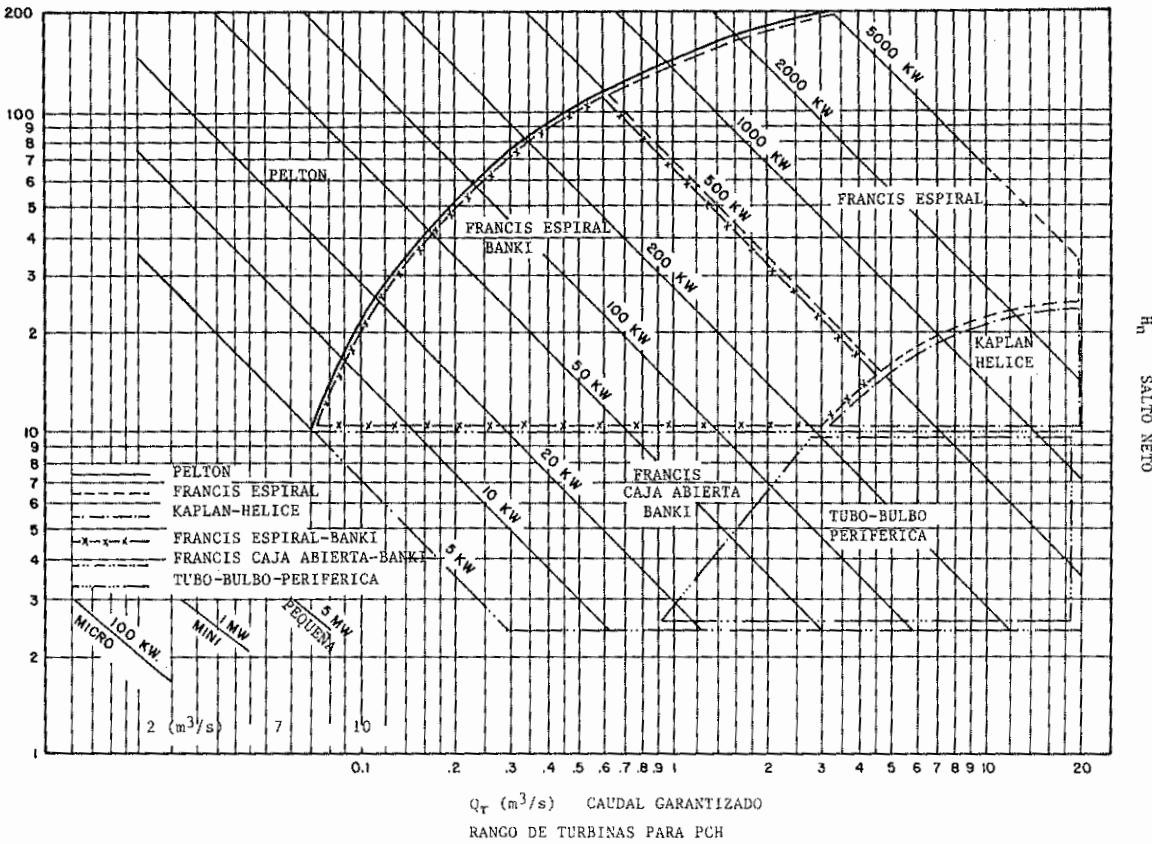


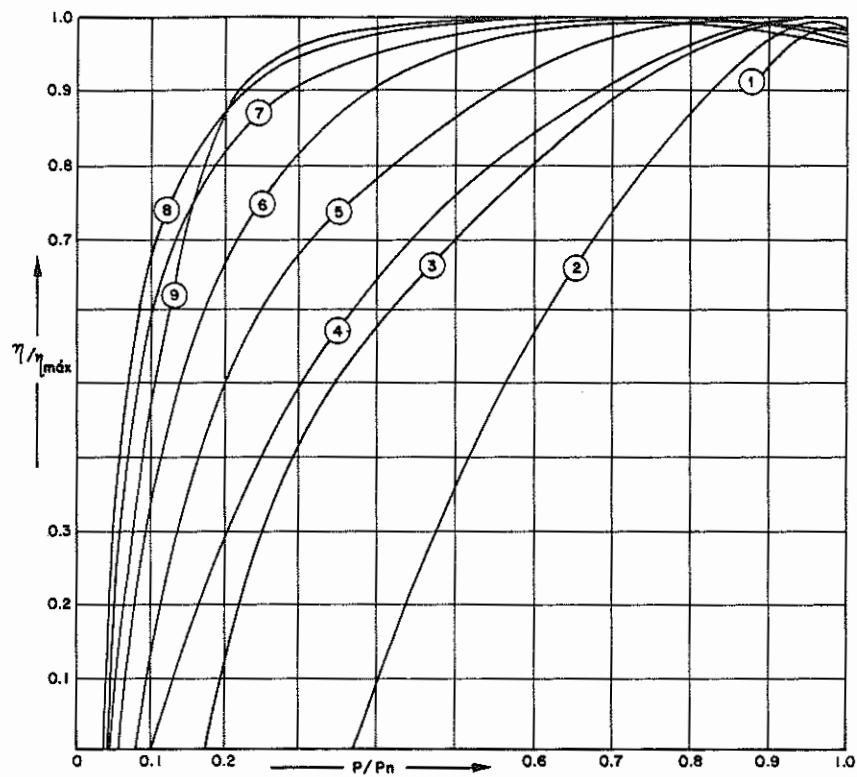






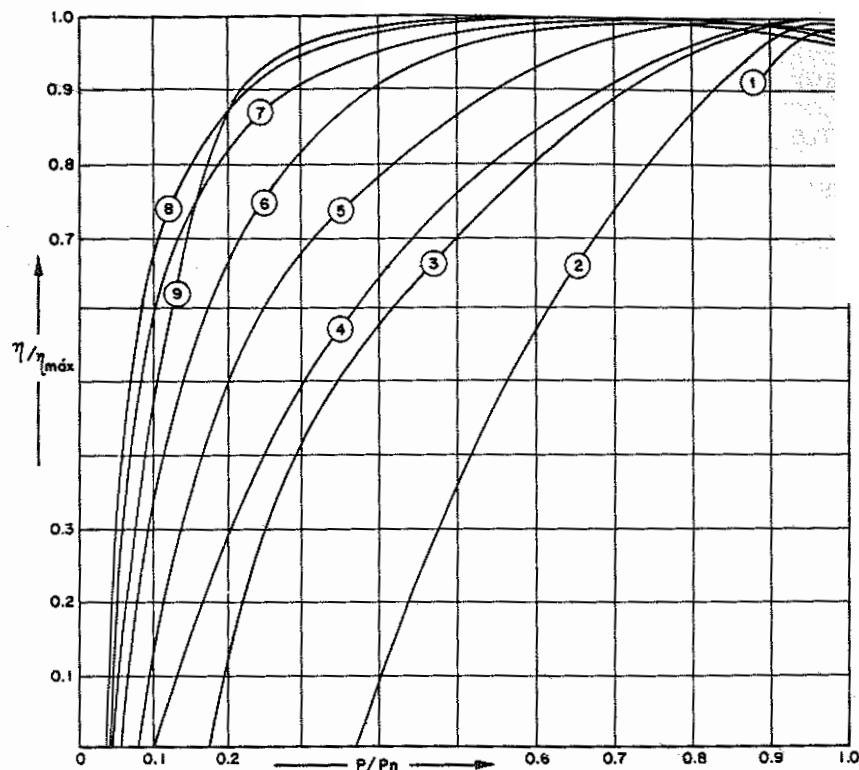






1 - HELICAL WITH STATIONARY DISTRIBUTOR    2 - HELICAL WITH REGULATABLE  
 DISTRIBUTOR    3 - KAPLAN WITH STATIONARY DISTRIBUTOR    4 - FAST FRANCIS  
 5 - NORMAL FRANCIS    6 - SLOW FRANCIS    7 - PELTON    8 - MICHELL-BANKI  
 9 - KAPLAN WITH REGULATABLE DISTRIBUTOR

RANGE OF OPERATION OF TURBINES HAVING  
CONSTANT HEADS AND ROTATION



1 - HELICE CON DISTRIBUIDOR FIJO    2 - HELICE CON DISTRIBUIDOR REGULABLE  
 3 - KAPLAN CON DISTRIBUIDOR FIJO    4 - FRANCIS RAPIDA    5 - FRANCIS NORMAL  
 6 - FRANCIS LENTA    7 - PELTON    8 - MICHELL-BANKI    9 - KAPLAN CON DISTRIBUIDOR REGULABLE

CAMPO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS TURBINAS CON ROTACION  
Y ALTURA DE SALTO CONSTANTES

### SUBSCRIPTION FORM

NAME \_\_\_\_\_

TITLE \_\_\_\_\_

INSTITUTION \_\_\_\_\_

ADDRESS \_\_\_\_\_

CITY/STATE OR PROVINCE \_\_\_\_\_

COUNTRY \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

PLEASE SEND ME THE **ENERGY MAGAZINE**. I AM ENCLOSING A CHECK  
IN THE AMOUNT OF US\$ \_\_\_\_\_ ACCORDING TO THE  
FOLLOWING SCHEDULE:\*

ONE YEAR (3 ISSUES) US\$ 50.00

TWO YEARS (6 ISSUES) US\$ 90.00

MAKE CHECK PAYABLE TO: **OLADE**

\_\_\_\_\_  
CUT OUT AND SEND TO "**ENERGY MAGAZINE**", OLADE,  
P.O. BOX 6413 C.C.I., QUITO, ECUADOR.

\* PRICES VALID UNTIL 31.12.86

## FORMULARIO DE SUSCRIPCION

NOMBRE \_\_\_\_\_  
TITULO \_\_\_\_\_  
INSTITUCION \_\_\_\_\_  
DIRECCION \_\_\_\_\_  
CIUDAD/ESTADO/PROVINCIA \_\_\_\_\_  
PAIS \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

AGRADEZCO ENVIARME LA **REVISTA ENERGETICA**. ADJUNTO CHEQUE  
POR LA CANTIDAD DE US\$ (O SUCRES) \_\_\_\_\_ SEGUN  
LA ESCALA SIGUIENTE:\*

|                        | <b>ECUADOR</b> | <b>OTROS PAISES</b> |
|------------------------|----------------|---------------------|
| UN AÑO (3 EDICIONES)   | S/. 8.000,00   | US\$50,00           |
| DOS AÑOS (6 EDICIONES) | S/.15.000,00   | US\$90,00           |

ENVIAR CHEQUE A NOMBRE DE: **OLADE**

RECORRER Y ENVIAR A: "**REVISTA ENERGETICA**", OLADE,

CASILLA DE CORREO 6413 C.C.I., QUITO, ECUADOR.

\* PRECIOS VIGENTES HASTA EL 31.12.86