

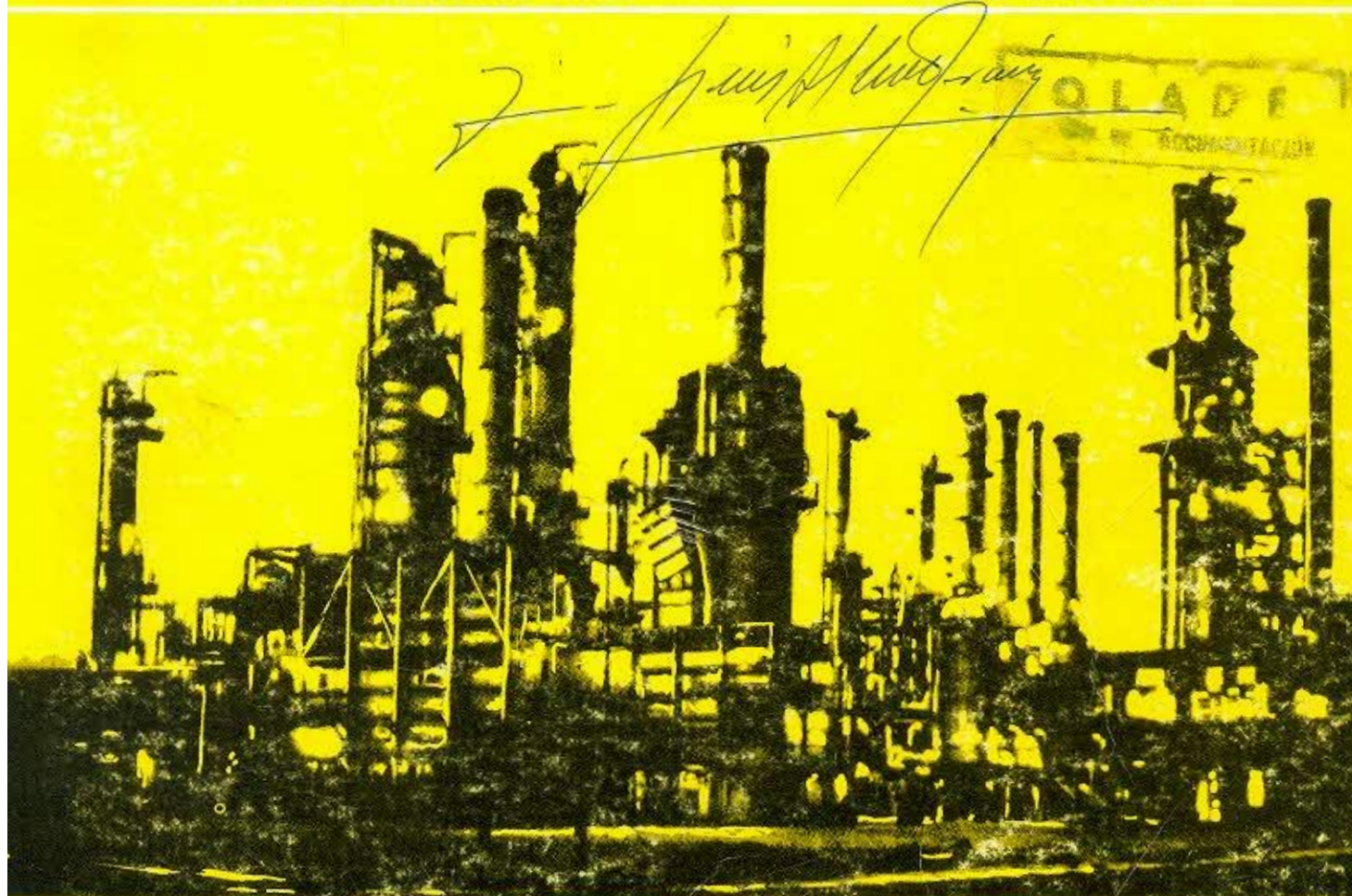


**ORGANIZACION  
LATINOAMERICANA  
DE ENERGIA**

**SECRETARIA PERMANENTE**

BOLETIN ENERGETICO No. 2

MARZO-MAYO 1977



**ORGANO DE DIVULGACION TECNICA**

**DEPARTAMENTO DE INFORMACION**

**Y ESTADISTICA**

BOLETIN  
ENERGETICO No. 2  
MARZO/MAYO 1977  
ORGANO DE DIVULGACION  
TECNICA



SECRETARIA PERMANENTE

*Ing. Carlos Miranda Pacheco*  
Secretario Ejecutivo

DEPARTAMENTO DE INFORMACION  
Y ESTADISTICA

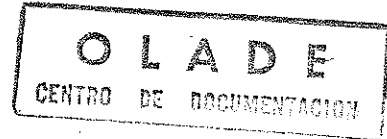
*Manuel Mejía Calderón*  
Técnico de Información

*María Bañados Contador*  
Asistente de Información

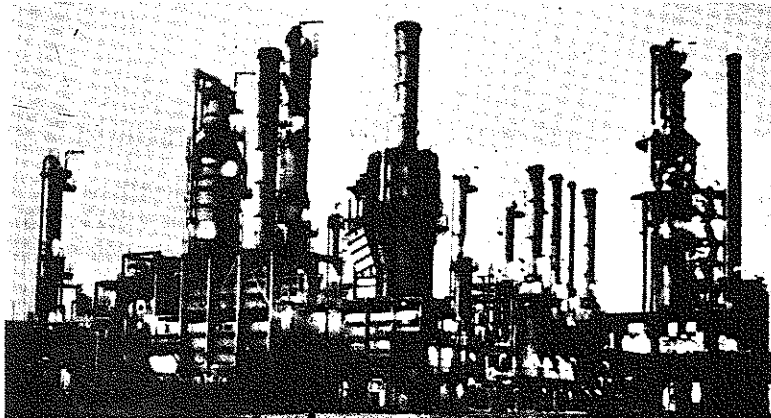
*Diana Cevallos Monrayo*  
Secretaria

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

# CONTENIDO



El Desarrollo Eléctrico en el Ecuador .....	Pág. 3	9 ✓
Programa Petroquímico Ecuatoriano .....	Pág. 21	10 ✓
Programación de la Industria Petroquímica en el Ecuador .....	Pág. 29	11 ✓
La Represa Hidroeléctrica de Salto Grande .....	Pág. 43	12 ✓
Panorama Económico Energético de Venezuela .....	Pág. 49	13 ✓
Planificación del Sector Energético de Bolivia .....	Pág. 59	14 ✓
La Importancia de los Balances Energéticos Nacionales .....	Pág. 67	15 ✓
 DOCUMENTOS .....	Pág. 73	6 ✓
 Directorio de Ministros de Energía y Petróleo de América Latina y de Coordinadores de OLADE .....	Pág. 89	
 Carta al Lector .....	Pág. 93	



N. de la R.— Las colaboraciones deben dirigirse al Departamento de Información y Estadística de la OLADE:

CASILLA 119 — A

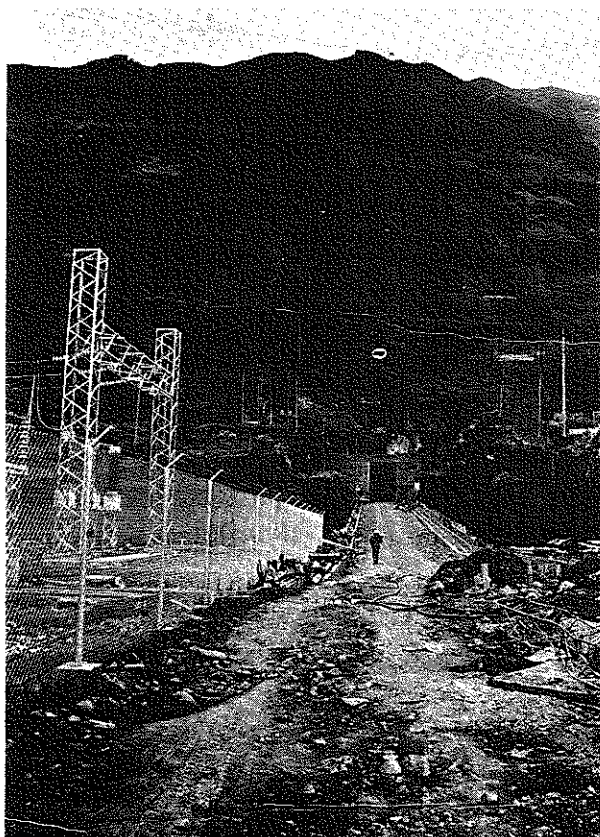
QUITO — ECUADOR

Vista nocturna de la refinera de Concón. Empresa Nacional de Petróleo (ENAP) — CHILE.

Foto: Amador Nacuse Valenzuela

# EL DESARROLLO ELECTRICO EN EL ECUADOR

● RAUL MALDONADO RUALES



*Subestación de transformación en el Proyecto Hidroeléctrico Piavambo, que generará una potencia de 70 M.W.*

## 1. La importancia de la Electrificación en el desarrollo económico de un País

*Tradicionalmente se ha determinado que existe una interrelación tan importante entre el desarrollo económico de un País y su nivel de electrificación, que se puede decir sin lugar a dudas que es imposible alcanzar un nivel socio-económico adecuado si no se dispone de energía eléctrica en cantidad y a precios razonables.*

*En efecto existe en todos los países una alta correlación entre el consumo eléctrico y varios indicadores macro-económicos como son el producto nacional bruto, el Ingreso Nacional per cápita, el Producto Industrial, etc.*

*Países como Estados Unidos, Canadá y Suecia de ingresos superiores a US\$ 3.000/hab. —año, tienen consumos eléctricos superiores a los 9.000 kWh/hab. —año. Para países de menor desarrollo económico como son Hungría, España, Venezuela y Chile entre otros, de ingresos de 500 a 1.000 dólares/hab. —año, corresponden consumo eléctrico también menores: 1.000 a 1.500 kWh/hab. —año. Finalmente, los países de aún menor desarrollo económico, como*

*RAUL MALDONADO RUALES*

**JEFE DE LA DIVISION DE PLANIFICACION  
DEL INSTITUTO ECUATORIANO DE  
ELECTRIFICACION.**

- Profesor de Cálculo Diferencial e Integral de la Escuela Técnica de Ingenieros del Ejército.
- Profesor de Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia, Escuela Politécnica del Litoral.
- Estudios Especiales: Definición de Alternativas de Interconexión Nacional; Evaluación Económica de Alternativas; Presupuesto de Inversión, Estudios realizados en la Sede de la Compañía Consultora MOTOR-COLLUMBUS - Baden, Suiza.
- Ex - Jefe del Grupo INECEL de Contraparte de la Misión Técnica Suiza, para la programación de las Obras del Sistema Nacional Interconectado.
- Ex - Profesor de la Escuela Politécnica Nacional.
- Secretario del Comité Ecuatoriano de la Conferencia Mundial de la Energía.
- Delegado del Ecuador a la V y VI Reunión de Expertos de la Organización Latinoamericana de Energía.

**THE ELECTRIC DEVELOPMENT IN  
ECUADOR**

In seven chapters and four graphics, this article presents a documented study about the Electric Development in Ecuador, mainly with reference to the projections of demand, sources of energy, selection of investments, work programs, investment budget and financing.

It is established that the main sources of energy originates from hydraulic and hydrocarbon resources, estimating for the first one a gross potential within the range of 50 thousand MW, from which it is considered profitable not less than 20 MW. Regarding the hydrocarbon resources available for production of electric energy, those are obtained mainly from refining residues from the refineries located in the Santa Elena Península, Esmeraldas and Oriente.

Also, a budget for investments for the performance of work is detailed, which form part of the Interconnected National System, which amounts to 1.733 million dollars.

la mayoría de los países africanos de ingresos inferiores a 100 US\$/hab. —año, tienen consumos eléctricos que no alcanzan a 100 kWh/hab. —año.

Por otra parte, si se hace un análisis dinámico se observará, que a través del tiempo, el desarrollo económico de los países, va acompañado de un correspondiente incremento del consumo eléctrico per cápita, dependiendo esta correlación de la estructura productiva de cada País.

Así por ejemplo, una correlación múltiple entre el consumo eléctrico nacional y el Producto Interno Bruto (PIB) para el Ecuador señala la relación:

$$E_t = 167.9 + 5.107 * P_t^{0.3916} * e^{0.1031.t} \quad (1) \text{ en donde,}$$

$E_t$  = Consumo eléctrico del año  $t$ .

$P_t$  = producto del año  $t$ .

$e$  = constante neperiana (2.718283...)

$t$  = indicador del año, a partir de 1962.

Esta expresión tiene un coeficiente de correlación de 0.9999 y un error tipo del 2.1 o/o de consumo medio en el período, es decir la correlación es extraordinariamente buena.

Los valores que han servido de base para la anterior correlación son los siguientes:

AÑO	GWh	PIB (millones de \$/. 1970)
1962	456.7	21451
1963	489.2	21720
1964	523.6	23099
1965	570.4	25374
1966	608.5	26058
1967	660.1	27431
1968	750.6	29014
1969	850.4	30573
1970	948.8	32706
1971	1049.6	33958
1972	1117.1	35827
1973	1256.3	38167
1974	1430.5	50659
1975	1649.6	43315
1976	1963.0	46144
Tasa Crec. (o/o)	10.98	5.62

Derivando la expresión:  $E = k_1 + k_2 P^a \cdot e^{bt}$ , se tiene:

$$\frac{dE}{dt} = k_2 P^a \cdot e^{bt} \cdot b + e^{bt} \cdot k_2 a \cdot P^{a-1} \cdot \frac{dP}{dt}$$

$$\frac{dE}{dt} = k_2 P^a \cdot e^{bt} \left( b + \frac{a}{P} \cdot \frac{dP}{dt} \right)$$

$$\frac{dE}{dt} = (E - k_1) \left( b + \frac{a}{P} \frac{dP}{dt} \right)$$

$$\frac{1}{E} \frac{dE}{dt} = \left( 1 - \frac{k_1}{E} \right) \cdot \left( b + \frac{a}{P} \frac{dP}{dt} \right)$$

$$g_E = \left( 1 - \frac{k_1}{E} \right) ( b + a \cdot g_P )$$

reemplazando los valores de  $k$ ,  $a$  y  $b$  tenemos:

$$g_E = (1 - 167.9) \cdot (0.1031 + 0.3916 g_p) \quad (2)$$

En donde  $g_E$  y  $g_p$  son las tasas continuas de crecimiento de la demanda eléctrica y del PIB respectivamente. Esta expresión indica que existe una proporcionalidad directa entre  $g_E$  y  $g_p$ .

Si hacemos  $k = 1 - \frac{167.9}{E}$  : el valor de  $k$  dependerá del valor  $E$ .

Si tomamos el valor de  $E$  para 1976 ( $E = 1963$  GWh)  
 $k = 0.91$ . A medida que  $E$  aumenta,  $k$  tiende a 1. Parametrizando la ecuación (2), para distintos valores de  $k$ , tomando en consideración la relación que existe entre la tasa continua y la tasa discreta:

$$g = \ln (1 + r)$$

en donde  $g$  es la tasa continua y  $r$  la discreta, y asumiendo que la tasa de crecimiento del PIB será del 10 o/o, de acuerdo al Plan Integral de Transformación y Desarrollo del Ecuador; tendremos los siguientes valores:

T A B L A I

K	$r_p$	$g_p$	$r_E$	$g_E$
0.90	0.1	0.095	0.134	0.126
0.95	0.1	0.095	0.142	0.133
1.00	0.1	0.095	0.150	0.140

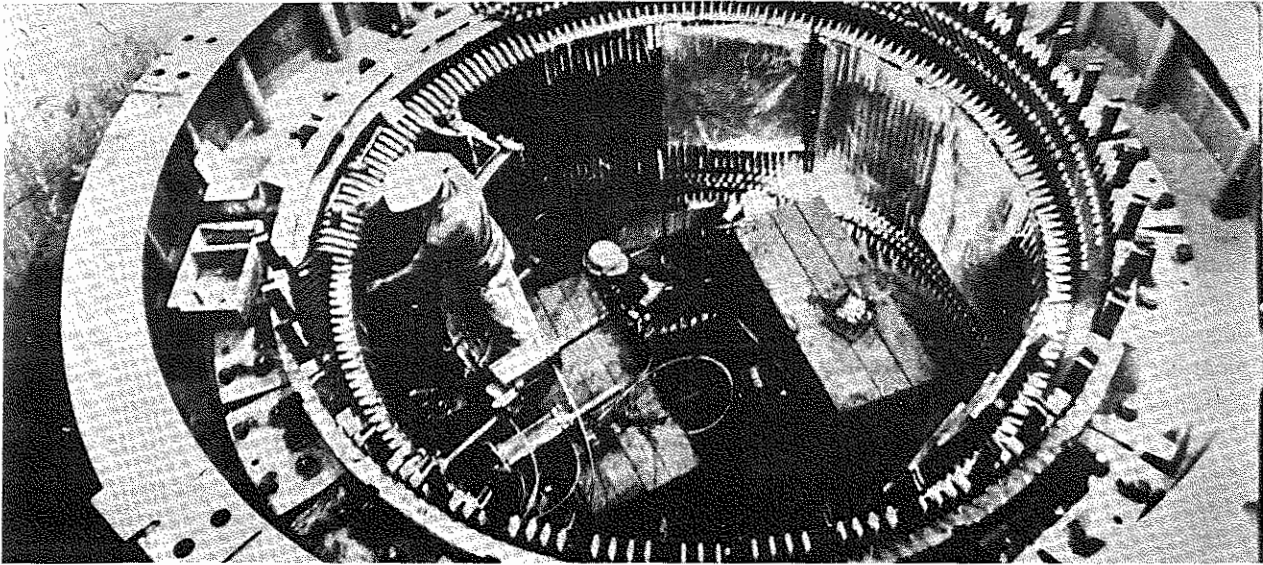
## 2. La Proyección de la Demanda Eléctrica en el Ecuador

En el capítulo anterior se ha demostrado la interrelación existente entre el crecimiento económico de un País y su crecimiento eléctrico, y se puede concluir razonablemente los siguientes aspectos:

- Los valores de demanda eléctrica ( $E$ ), serán en todo caso mayores en el futuro, lo cual significa que  $k$  será mayor que 0.9 y menor que 1.
- Los valores de  $E$  serán tales que el valor de  $k$  estará alrededor de 0.95.
- Hay que aceptar la propuesta del Plan de Transformación y Desarrollo del Ecuador en el sentido de que el PIB crecerá con un 10 o/o, pues ésta es una decisión política, expresada en forma cuantitativa.
- En consecuencia de lo anterior, y analizando la Tabla I, se concluye que le corresponde a la Energía una tasa de crecimiento del 14.2 o/o, acumulativa anual.

En consecuencia la proyección de la demanda eléctrica será:

AÑO	<u>Demanda de Energía</u> (GWh)	<u>f.c.</u>	<u>Demanda Máxima</u> (MW)
1976	1963.0	0.5	448
1977	2241.7	0.5	512
1978	2560.0	0.5	584
1979	2923.6	0.5	667
1980	3338.8	0.5	762
1981	3812.8	0.5	870
1982	4354.3	0.5	994
1983	4972.6	0.5	1135
1984	5678.7	0.5	1296
1985	6485.1	0.5	1480
Tasa Crec.	14.2 o/o		14.2 o/o



### 3. Fuentes de Energía

Entre las fuentes de energía hábiles para la producción de energía eléctrica que se han identificado y cuantificado, tenemos solamente los recursos hidráulicos e hidrocarburíferos.

Sabemos que el Ecuador es rico en recursos geotérmicos, y además es posible la utilización de la energía solar, eólica, maremotriz, etc.; pero, no se han iniciado aún los estudios para cuantificar estos recursos.

Por otra parte, la producción de energía eléctrica, a partir de reactores nucleares, aún está en la etapa de estudios preliminares.

#### 3.1 RECURSOS HIDRAULICOS

Los estudios de INECEL para investigar los recursos hidráulicos se han realizado a los siguientes niveles:

- Inventario
- Estudio Preliminar
- Estudio de Prefactibilidad
- Estudio de Factibilidad
- Estudio de Diseño (Proyecto Ejecutivo)

##### a) Nivel de Inventario

A nivel de inventario INECEL ha estudiado 8 cuencas hidráulicas y se ha determinado el siguiente potencial hidráulico.

<u>CUENCA:</u>	<u>POTENCIA</u> MW	<u>GENERACION</u> GWh
Pastaza	2060	9023
Santiago	4660	20410
Jubones	750	3285
Esmeraldas	1800	7884
Napo	4500	19710
Mira	650	2847
Catamayo-Chira	650	2847
Guayas	780	3416
<b>TOTAL:</b>	<b>15850</b>	<b>69422</b>

b) Nivel de Estudio Preliminar

En las cuencas analizadas se han definido proyectos a nivel de estudio preliminar, así como también otros proyectos que fueron analizados en forma independiente, y son los siguientes:

<u>PROYECTO</u>	<u>POTENCIA</u> MW	<u>GENERACION</u> GWh
Pisayambo	200	788
Paute	1260	5518
Toachi	300	1520
Jubones	330	1445
Montúfar	150	657
Guayllabamba	1500	6570
Coca	4500	19710
Chimbo	460	2014
Pastaza	600	2628
Mira	500	2190
Zamora-Sabanilla	400	1752
Blanco	200	876
<b>TOTAL :</b>	<b>10400</b>	<b>45668</b>

c) Nivel de Estudios de Prefactibilidad

Los proyectos hidráulicos que han sido estudiados a nivel de Prefactibilidad son los siguientes:

<u>PROYECTO</u>	<u>POTENCIA</u> MW	<u>GENERACION</u> GWh
Pisayambo	200	788
Paute	1260	5518
Toachi	300	1520
Jubones	330	1445
Montúfar	150	657
Guayllabamba	1100	4818
Coca	4500	19710
Chimbo	460	2014
Zamora-Sabanilla	400	1752
<b>TOTAL :</b>	<b>8700</b>	<b>38222</b>

d) Nivel de Estudios de Factibilidad

Los proyectos estudiados a nivel de factibilidad son los siguientes:

<u>PROYECTO</u>	<u>POTENCIA</u> MW	<u>GENERACION</u> GWh
Pisayambo	70	260
Paute I, II Etapa	1000	4380
Toachi	300	1520
Jubones	330	1445
Montúfar	150	657
Guayllabamba	300	1314
Coca	400	1752
<b>TOTAL :</b>	<b>2550</b>	<b>11328</b>



e) Nivel de Diseño

A nivel de diseño se tienen los siguientes proyectos:

PROYECTO	POTENCIA MW	GENERACION GWh
Pisayambo	70	260
Paute I Etapa	500	3000
Toachi	300	1520
<b>TOTAL:</b>	<b>870</b>	<b>4780</b>

Se estima que el potencial hidráulico bruto del País es del orden de 50.000 MW, de los cuales se considera que pueden ser aprovechables no menos de 20.000 MW.

En el supuesto de que la demanda eléctrica crecería con el 12 o/o y se desarrollarían solamente los recursos hidráulicos, se podría abastecer la demanda hasta el año 2010.

### 3.2 RECURSOS HIDROCARBURIFEROS

Entre los recursos hidrocarbúricos que se disponen para la producción de energía eléctrica está principalmente el Residuo de Refinación, proveniente de las Refinerías de la Península de Santa Elena, Esmeraldas y Oriente.

Si bien el País dispone de otros combustibles (gas licuado, gasolinas, kerosene, kerex, turbo fuel, diesel, etc.) su utilización para la producción de energía eléctrica se ha previsto solamente en casos especiales, como es el del diesel que, aunque se lo valore a precio internacional, conviene su utilización en turbinas de gas, para cubrir las horas de máxima demanda. (4 h/día aproximadamente).

De la información proporcionada por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, se concluye que las disponibilidades de Residuo de Refinación serán las siguientes:

#### Barriles por día Calendario

AÑO	Demanda	Oferta	Disponibilidades	Potencia
			Saldo	Equival. MW (*)
1976	9.088	12.456	3.368	84.2
1977	9.724	27.462	17.738	443.0
1978	10.404	32.257	21.853	546.0
1979	11.133	32.257	21.124	528.0
1980	11.912	32.257	20.345	508.0
1981	12.746	32.257	19.511	487.0
1982	13.638	32.257	18.619	465.0
1983	14.593	32.257	17.664	442.0
1984	15.614	32.257	16.643	416.0
1985	16.707	32.257	15.550	388.0

(\*) Se ha calculado asumiendo una eficiencia de 10 kWh/gal. y un factor de planta de 0.7 por ser centrales a vapor.

#### 4. Selección de las Inversiones.

Para determinar el Programa de Obras, cuyo costo total actualizado sea mínimo, INECEL utiliza un modelo basado en la técnica de programación lineal, que se describe a continuación.

##### 4.1 MODELO DE SELECCION DE INVERSIONES

El propósito de este Modelo es determinar las instalaciones y sus características generales que entre todas las alternativas disponibles, permitan abastecer los consumos eléctricos previstos para un período futuro de 12 años, subdividido en 4 períodos iguales, a costo total actualizado mínimo y para cualquier sistema de precios que se especifique. El objetivo no sólo es conocer la estructura de la solución óptima, sino más bien los proyectos que se incluyen en las distintas soluciones cercanas al óptimo y sus correspondientes diseños generales.

De acuerdo a los resultados de este Modelo, es posible cambiar el diseño de los anteproyectos de modo de hacerlos más favorables para las necesidades del sistema y realimentar el Modelo con esta nueva información.

El Modelo de Selección de Inversiones, como se mencionó anteriormente, está basado en la técnica de programación lineal, que como se sabe, se puede representar así:

Minimizar  $Z = CX$   
bajo las restricciones  $AX = B$   
 $X \geq 0$ , donde:

$Z$  : función objetivo

$C$  : conjunto de coeficientes de costos

$X$  : conjunto de variables

$A$  : matriz de coeficientes de las ecuaciones

$B$  : vector requerimiento, o de términos constantes de las ecuaciones.

En el problema que nos ocupa:  $X$  representa el conjunto de capacidades instalables en los distintos proyectos, o las variables de explotación de ellos, tales como la generación de una planta térmica, aporte extraído de un embalse, transporte de la energía entre dos puntos, etc.;  $C$  agrupa los costos unitarios de las distintas variables;  $AX = B$  representa el conjunto de restricciones a que están sometidas las variables, un grupo importante de ellas corresponden a las condiciones para abastecer los consumos previstos y el resto a requisitos técnicos y físicos de las instalaciones.

Esquemáticamente, el Modelo representa el consumo eléctrico concentrado en 2 nudos (Zona Norte y Zona Sur) interconectados eléctricamente y a los cuales se considera ligadas las centrales de generación existentes y las futuras de las zonas de influencia de dichos nudos. (Ver Gráfico No 1).

El Modelo define la alternativa de equipamiento óptima para cada período, capaz de abastecer incremento de consumo de ese período. (Ver Gráfico No 2).

Las alternativas de generación, necesarias para servir los incrementos de consumo, se representan por grupos de variables que corresponden por ejemplo a la generación proveniente de las plantas hidráulicas y/o termoeléctricas existentes; la instalación de nuevas centrales hidroeléctricas y/o termoeléctricas; la transmisión de energía entre los nudos, etc.

##### 4.2 REPRESENTACION DEL CONSUMO ELECTRICO

La curva de demanda anual del Sistema es representada por 5 productos de consumo:

1. Demanda máxima anual.
2. Consumo de energía del período crítico (seco). Este consumo debe ser abastecido con los aportes de las plantas en condiciones de alta seguridad hidrológica (energía firme del período seco).
3. Consumo de energía del período no crítico (húmedo). Este consumo debe ser abastecido con los aportes de las plantas en condiciones de alta seguridad hidrológica (energía firme del período húmedo).
4. Consumo de energía del período crítico. Este consumo debe ser abastecido con el aporte de las plantas en condiciones de hidrología media del período.

5. Consumo de período no crítico. Este consumo debe ser abastecido con el aporte de las plantas en condiciones de hidrología media del período.

La exigencia de cubrir los dos primeros tipos de consumo fija la capacidad y seguridad del Sistema. Las condiciones de abastecer los 3 restantes tipos de consumo con producciones medias o esperadas, miden la economía del suministro eléctrico.

#### 4.3 REPRESENTACION DE LAS PLANTAS GENERADORAS FUTURAS

##### 4.3.1 Centrales Hidroeléctricas

Como alternativas se han incluido en cada nudo los proyectos hidroeléctricos estudiados a nivel de prefactibilidad o sea aquellos cuyas características básicas de producción (potencia y energía) se conocen con razonable precisión.

Cada proyecto da origen a una curva de costo y a 4 curvas de producción (firme en periodos crítico y no crítico y promedio en periodos crítico y no crítico), en función de la capacidad que se instale. Estas curvas se han linealizado definiendo 3 variables de capacidad por proyecto, las que pueden tomar valores definidos en rangos que dan origen a diseños de plantas de base, intermedias y sobreequipamiento. Mediante restricciones adecuadas se impide la instalación de subcentrales de sobreequipamiento e intermedias (de menores costos unitarios) mientras no se haya hecho la instalación de base.

Debido a que los proyectos hidroeléctricos poseen embalses, se han incluido variables de explotación que consideran la transferencia de energía entre períodos de acuerdo a las necesidades del consumo.

Los aportes de cada una de las subcentrales a los distintos productos de consumo corresponden a la energía producida por unidad de capacidad instalada, expresadas como potencia media, y a éstos se les ha denominado coeficientes de aporte.

Las restricciones técnicas en las cuales intervienen las variables definidas para las centrales hidroeléctricas son de distinto tipo. Las variables de capacidad de las subcentrales de pasada y las variables de trasposos de energía tienen un límite superior. Además, se han establecido las condiciones para que las generaciones no sobrepasen la capacidad neta instalada ni sean menores a los mínimos necesarios por condiciones de seguridad de servicio.

Todas las variables y restricciones definidas deben identificarse según sea el período (de 3 años) que se suponen disponibles.

##### 4.3.2 Centrales Termoeléctricas

Las alternativas térmicas se representan en el Modelo, en forma genérica, y no como proyectos definidos. De esta forma se han incluido variables de plantas convencionales (vapor y gas) y nucleares en cada uno de los nudos Norte y Sur. La variable de capacidad relacionada con las centrales termoeléctricas lleva el costo de unidades cuyo tamaño se ha definido de acuerdo a la demanda máxima que tiene que abastecerse.

Las variables de explotación de las plantas térmicas corresponden a cada uno de los productos de consumo anual que se han especificado.

Existen dos tipos de restricciones técnicas en estas centrales. El primero se ha establecido para limitar la generación de los distintos productos dentro de las posibilidades de la curva de carga y de las necesidades de mantenimiento. El segundo, para limitar las fluctuaciones diarias a las que son posibles para las plantas de vapor y nucleares.

#### 4.4 REPRESENTACION DE LAS PLANTAS EXISTENTES

Los costos fijos, tanto de capital como de operación, de las plantas existentes no intervienen en la determinación del desarrollo óptimo del Sistema. Pero sí participa en dicha optimización, el costo variable de la operación futura que se haga de estos medios actuales de producción. Por una parte la oferta inicial del período en estudio depende de la operación implícita de las plantas termoeléctricas e hidroeléctricas existentes; lo que condiciona las magnitudes de las ampliaciones necesarias del Sistema. Por otro lado, no necesariamente las normas actuales de operación tendrán que seguir siendo óptimas en el futuro, cuando se hayan incorporado nuevas fuentes de energía con sus propias características.

Por la razón anterior, se han incluido un grupo de variables de explotación, similares a las señaladas para las

plantas futuras y que permite operar a las plantas hidroeléctricas y térmicas existentes de acuerdo a lo que convenga en cada período.

#### 4.5 REPRESENTACION DEL SISTEMA DE TRANSMISION

La transmisión de potencia y energía en un determinado período, entre los nudos Norte y Sur, a través de la línea de interconexión, se representa por medio de variables siendo una de ellas, la variable de capacidad que indica la ampliación que se debe hacer del Sistema de Transmisión en el período en cuestión.

Se introducen también variables para representar cada uno de los 5 productos de consumo eléctrico, citados anteriormente, en las cuales se incorporan las pérdidas debidas a la transmisión.

Se considera que el costo de operación de la transmisión sólo incluye gastos fijos, siendo ésta la única variable que se incluye en la función objetivo con su respectivo coeficiente de costo.

#### 4.6 RESULTADOS DEL MODELO DE SELECCION DE INVERSIONES

El Modelo de Selección de Inversiones, como ya se ha dicho, determina un conjunto de plantas, que dentro de todas las posibilidades, son las económicamente más atractivas para el rango de variación de los parámetros económicos utilizados. Además, indica las flechas aproximadas en que dichos proyectos deben instalarse y la magnitud de las ampliaciones que debe hacerse del Sistema de Transmisión, y características generales de su operación.

Esta información sirve de base para definir anteproyectos con un mayor detalle de las obras y para proponer finalmente programas concretos para ser estudiados en profundidades y comparados económicamente en la forma tradicional.

En el Modelo desarrollado en la forma descrita tiene el siguiente tamaño.

vectores líneas:	restricciones	372
	función de costo	1
vectores columnas:	variables	345

El problema se ha procesado en un Computador IBM 360/50 de 256 K, utilizando el Programa de Computación Mathematical Programming System (MPS).

Por último, se debe señalar que el grado de confiabilidad de los resultados depende de la exactitud de la información utilizada, debiendo por tanto presentarse especial atención en su obtención.

### 5. Programa de Obras

Utilizando la técnicas de Selección de Inversiones, antes descritas, se ha definido el siguiente Programa de Obras para el período 76-86:

#### 5.1 GENERACION (Ver Gráfico No 3)

<u>PROYECTO</u>	<u>TIPO</u>	<u>CAPACIDAD</u>	<u>FECHA DE PUESTA EN SERVICIO</u>
Salitral	Gas	29.0	Dic./76
Guangopolo	Diesel	30.0	Jun./77
Pisayambo	Hidro	69.2	Ene./78
Salitral	Vapor No 1	70.0	Jun./78
Salitral	Vapor No 2	70.0	Ene./80
Santo Domingo	Gas No 1	100.0	Ene./81
Paute I Fase A	Hidro	300.0	Jun./82
Paute I Fase B	Hidro	200.0	Jun./83
Santo Domingo	Gas No 2	100.0	Ene./85
Santo Domingo	Gas No 3	100.0	Ene./86
Toachi	Hidro	300.0	Dic./86
TOTAL :		1368.2	

## 5.2 TRANSMISION (Ver Gráfico No 4)

### a) Sistema de Transmisión Pisayambo

LINEAS	TENSION	LONGITUD	FECHA ENTRADA EN OPERACION
Pisayambo-Quito	138 kV.	107 km.	Dic./76
Pisayambo-Ambato	138 kV.	26 km.	Dic./76
Quito-Ibarra	138 kV.	80 km.	Jun./78
Ambato-Riobamba	138 kV.	50 km.	Jun./79

### b) Sistema de Transmisión Paute

LINEAS	TENSION	LONGITUD	FECHA ENTRADA EN OPERACION
Guayaquil-Quito	230 (138) kV.	300 km.	Jun./79
Quevedo-Portoviejo	138 kV.	120 km.	Ene./81
S. Domingo-Esmeraldas	138 kV.	150 km.	Ene./81
Pascuales-Sta. Elena	138 kV.	135 km.	Ene./81
Paute-Pascuales	230 kV.	200 km.	Ene./82
Paute-Cuenca	138 kV.	125 km.	Ene./82
Milagro-Babahoyo	138 kV.	40 km.	Ene./82
Milagro-Machala	138 kV.	130 km.	Ene./83
Cuenca-Loja	138 kV.	110 km.	Ene./83
Paute-Méndez	138 kV.	50 km.	Ene./84

## 5.3 TRANSFORMACION

SUBESTACION	CAPACIDAD	TENSIONES	FECHA DE OPERACION
Ibarra	50 MVA	138/69/34.5 kV.	Dic./78
Riobamba	20 MVA	138/69 kV.	Jun./79
Salitral	90 MVA	138/69 kV.	Jun./79
Quevedo	20 MVA	138/69 kV.	Jun./79
Santa Rosa (*)	—	138 kV.	Jun./79
Portoviejo	40 MVA	138/69 kV.	Ene./81
Esmeraldas	20 MVA	138/69 kV.	Ene./81
Santa Elena	20 MVA	138/69 kV.	Ene./81
Quevedo	40 MVA	230/138 kV.	Ene./82

(\*) Subestación de Seccionamiento.

<u>SUBESTACION</u>	<u>CAPACIDAD</u>	<u>TENSIONES</u>	<u>FECHA OPERACION</u>
Santo Domingo	40 MVA	230/138/69 kV.	Ene./82
Santa Rosa	225 MVA	230/138 kV.	Ene./82
Milagro	90 MVA	230/138/69 kV.	Ene./82
Molino	450 MVA	230/138 kV.	Ene./82
Cuenca	40 MVA	138/69 kV.	Ene./82
Babahoyo	20 MVA	138/69 kV.	Ene./82
Machala	40 MVA	138/69 kV.	Ene./83
Loja	20 MVA	138/69 kV.	Ene./83
Méndez	5 MVA	138/69 kV.	Ene./84

#### 6. Presupuesto de Inversiones (\*)

El Presupuesto de Inversiones para la ejecución de las obras que forman parte del Sistema Nacional Interconectado alcanza a la suma de 1733 millones de dólares, de acuerdo al siguiente detalle:

	<u>( millones de US\$ )</u>		
	<u>Moneda Local</u>	<u>Divisas</u>	<u>Total</u>
a) Estudios y Diseños	21.0	15	36.0
b) Construcción			
– Hidroeléctricos			
Pisayambo 70 MW	34.0	9	43.0
Paute 500 MW	125.0	210	335.0
Toachi 300 MW	261.0	223	484.0
Guayllabamba 400 Mw (**)	266.0	186	452.0
Subtotal :	686.0	628	1314.0
– Termoeléctricos			
Diesel Quito 30 MW	2.0	1	3.0
Vapor Salitral 140 MW	18.0	50	68.0
Gas Sto. Domingo. 300 MW	12.0	73	85.0
Subtotal :	32.0	124	156.0
– Transmisión			
Sistema Nacional de Trans.	61.0	142	203.0
c) Inversiones Generales	14.0	10	24.0
d) T O T A L :	814.0	919	1733.0

(\*) El Presupuesto de Inversiones se ha calculado tomando como base los presupuestos a Diciembre/76 y agregando un escalamiento del 12 o/o para moneda local y 7 o/o para divisas.

(\*\*) Construcción Parcial.

## 7. Financiamiento

El Plan de Obras para la conformación del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano requerirá en el período 77 – 86, un desembolso de 2.666 millones de dólares, de acuerdo con el siguiente cuadro de Fuentes y Usos de Fondos:

### 7.1 Fuentes de Fondos:

	<u>Millones</u>	<u>o/o</u>
	<u>US\$</u>	
a) Ingresos de Explotación	834.0	31
b) Regalías del Petróleo (*)	950.0	36
c) Préstamos Externos	<u>882.0</u>	<u>33</u>
d) Total :	2666.0	100

### 7.2 Usos de Fondos (\*\*)

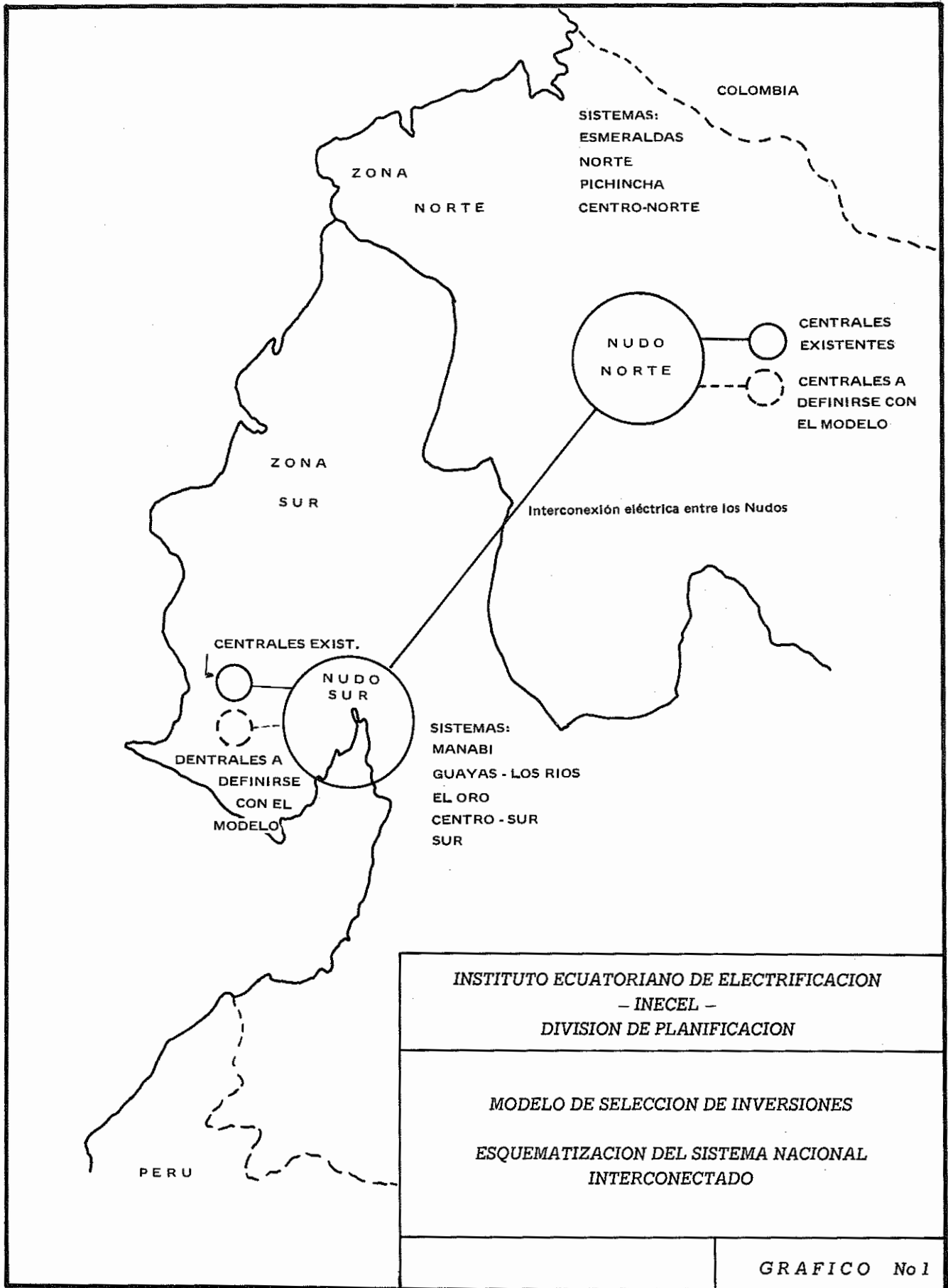
a) Administración	129.0	5
b) Inversiones en el S.N.I.	1733.0	65
– Estudios y Diseños	36.0	
– Centrales Hidroeléct.	1314.0	
– Centrales Termoeléct.	156.0	
– Sist. Nac. de Transmis.	203.0	
– Inversiones Generales	24.0	
c) Servicio de la deuda	701.0	26
d) Saldo al final del período	<u>103.0</u>	<u>4</u>
e) T O T A L :	2666.0	100

Como puede observarse, el Plan Eléctrico Ecuatoriano es totalmente factible desde el punto financiero, pues el País financiará las dos terceras partes (2/3) del total de los requerimientos, y solamente se requieren créditos externos para el un tercio (1/3) restante.

(\*) Calculado en base de adoptar las siguientes hipótesis:

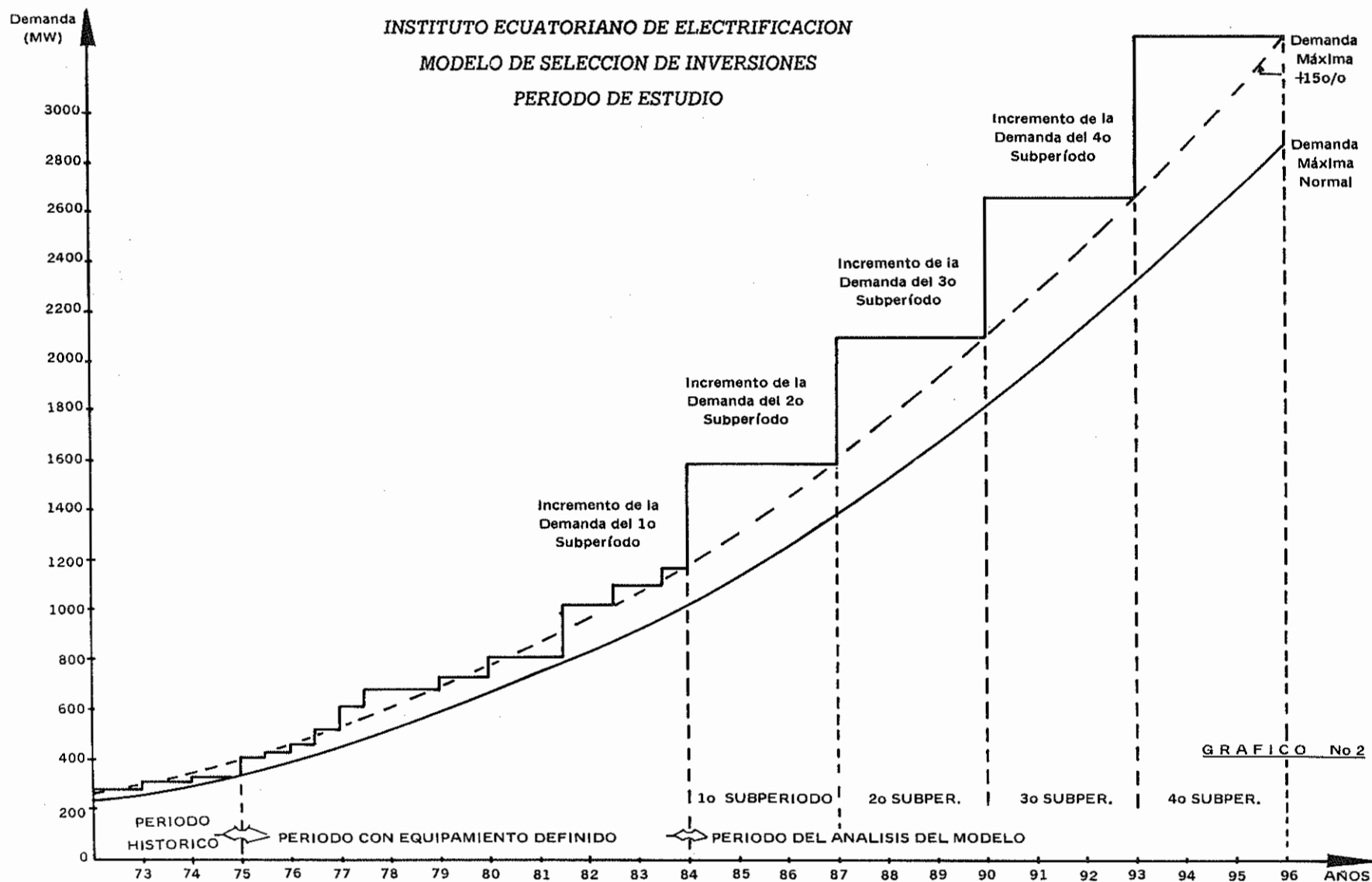
- Que la tasa de la producción será del 3 o/o acumulativa anual; y,
- Que el precio del petróleo subirá con el 7 o/o, que corresponde a la tasa de inflación de la divisa.

(\*\*) Las inversiones se han establecido asumiendo un escalamiento del 12 o/o para moneda local y 7 o/o para la divisa.





**INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION**  
**MODELO DE SELECCION DE INVERSIONES**  
**PERIODO DE ESTUDIO**



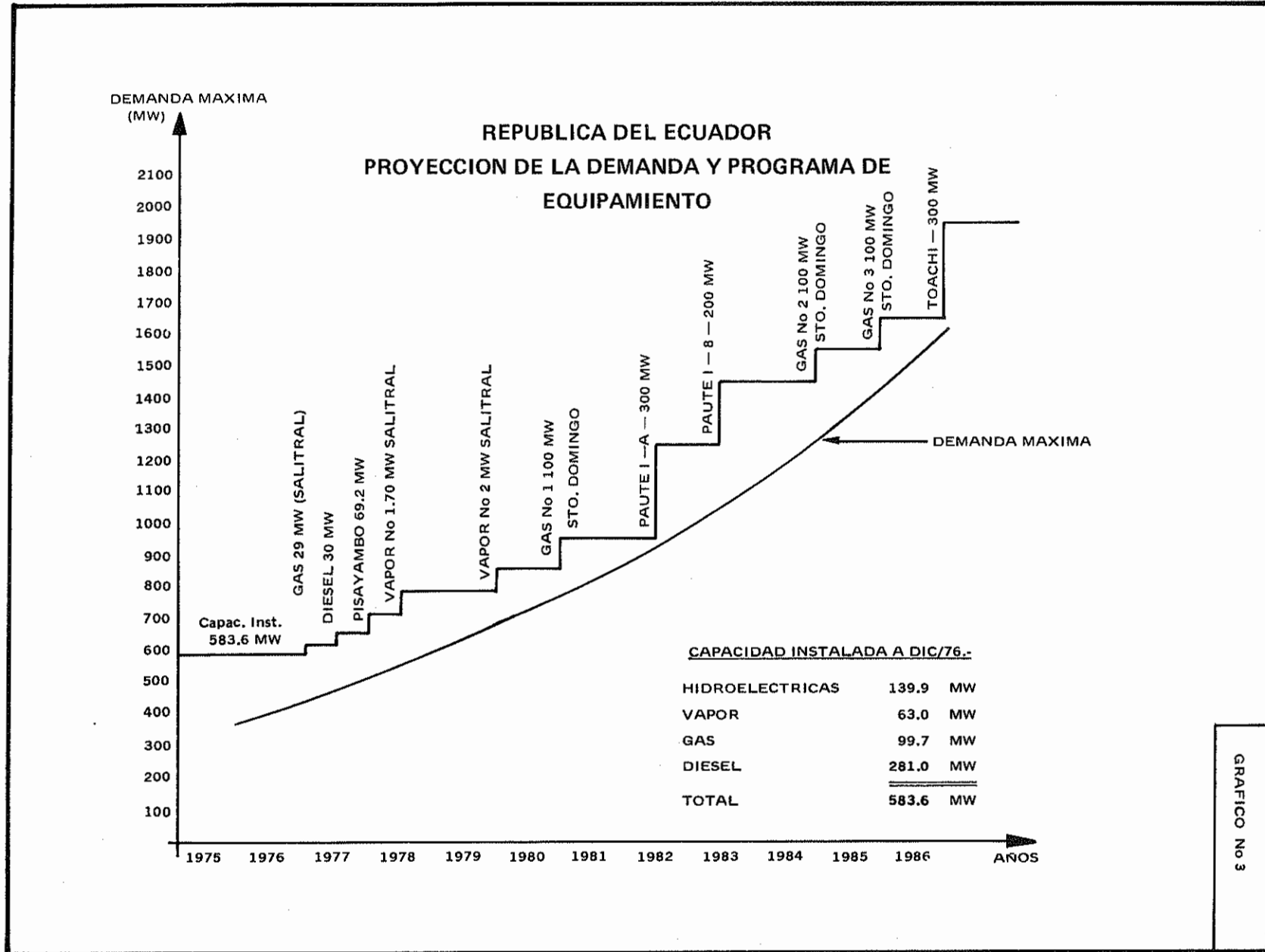
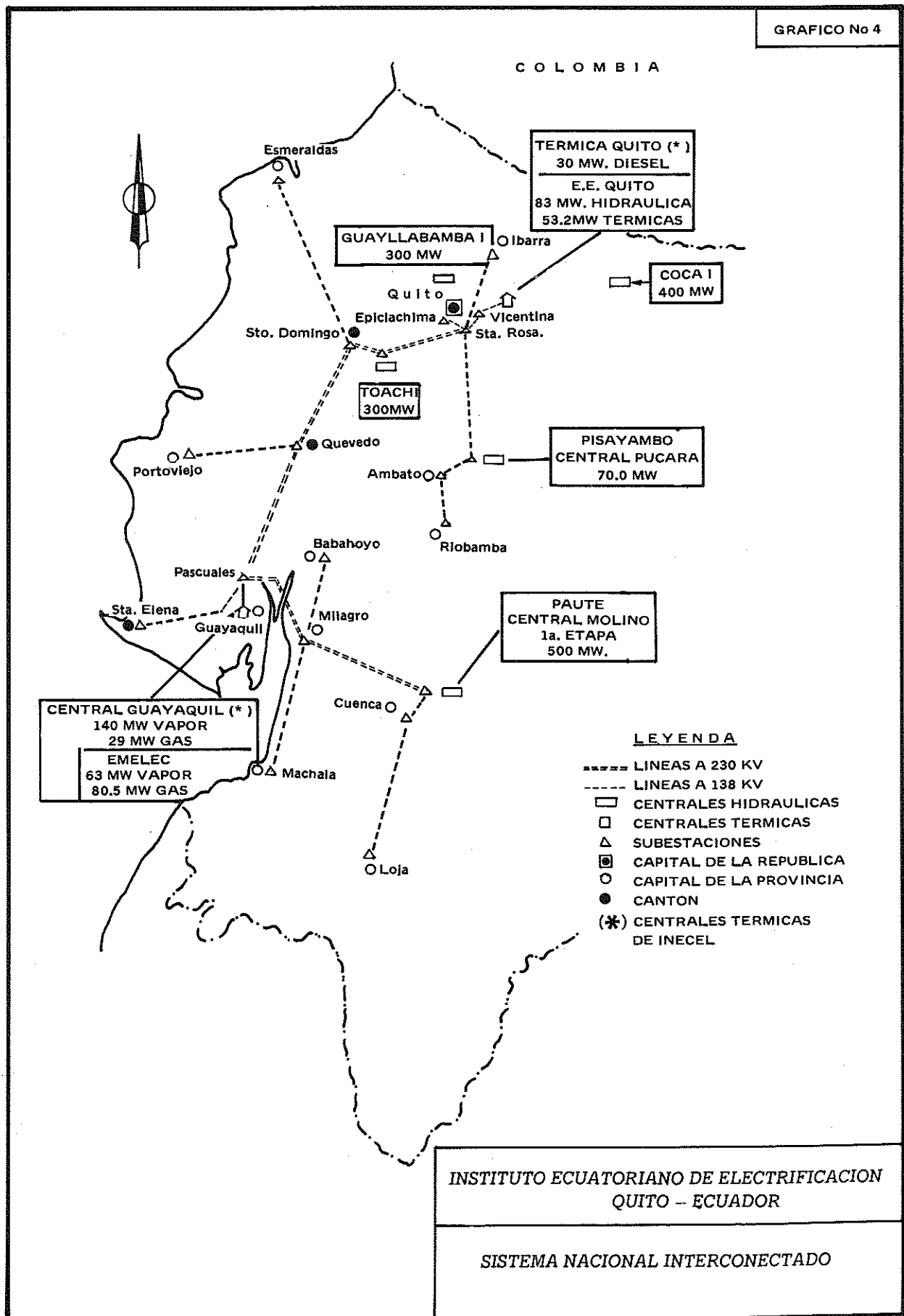


GRAFICO No 3

COLOMBIA



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION  
QUITO - ECUADOR

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

# PROGRAMA PETROQUIMICO ECUATORIANO

## ANTECEDENTES:

El Ecuador, merced al descubrimiento de importantes yacimientos de petróleo en la región Oriental y de gas en la plataforma continental, ha pasado a convertirse en el segundo exportador de petróleo en orden de importancia en Latinoamérica.

Tomando en cuenta que los recursos hidrocarbúricos no son renovables y que su aplicación en la energética, además de no constituir su más notable empleo, pueden encontrar fuentes económicamente competitivas en los años futuros, el país ha resuelto desarrollar la industria petroquímica a través del incremento de la industrialización de los recursos hidrocarbúricos de las fuentes que pertenecen a la nación.

## ESTUDIOS DE MERCADO REALIZADOS

Las conclusiones vertidas en los diferentes trabajos constituyen la base de la estructuración del programa petroquímico nacional y como tal, me referiré a ellas.

Se ha considerado que para determinar una estrategia adecuada de desarrollo de la petroquímica, es necesario examinar en el cuadro mundial de la energía las variaciones de mercado que han aparecido o tienden a aparecer en la relación entre la materia prima y la energía por un lado y la materia prima y los productos petroquímicos por otro.

Las consecuencias de la crisis mundial de la energía pueden tener influencias profunda sobre las características del mercado en la coyuntura actual y futura. En el actual panorama internacional, hay una tendencia de traslado de los importantes problemas del marketing del dominio de la comercialización de los productos petroquímicos, al dominio del de las materias primas petroquímicas.

En los países industrializados, importadores de petróleo se reconsideran actualmente los programas de desarrollo de la industria petroquímica mundial, adoptando ritmos más pequeños que se encuentran a un nivel inferior al que representa el crecimiento de la demanda.

El fenómeno anotado es coincidente con los programas de nuevas capacidades en varias plantas petroquímicas que planifican los países exportadores de petróleo, en los cuales la provisión de materias primas está asegurada.

Se han detectado déficits a nivel mundial en las fracciones de nafta y de gas licuado tanto en el campo de los combustibles, como en el de materiales básicos de la industria petroquímica.

La deficiencia de la oferta en relación a la demanda se refiere a los productos claves petroquímicos, así

*MARCO SALVADOR ORTIZ*

DIRECTOR DEL CENTRO DE REFINACION Y PETROQUIMICA DE LA UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR.

- Petroquímico III del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos.
- Profesor de Refinación de Petróleo y Petroquímica de la Escuela de Ingeniería Química de la Universidad Central del Ecuador.
- Ingeniero Químico (1963).- Universidad Central del Ecuador.
- Estudios Especiales: Instituto Francés del Petróleo 1960 - 1961; Instituto del Petróleo y Gas de Bucarest 1967 - 1968.
- Ex Profesor de Química de Petróleo y Refinación de Petróleo de la Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Ex Representante Alterno del Ecuador al Comité Petroquímico de la Junta del Acuerdo de Cartagena.
- Miembro del Colegio de Ingenieros Químicos del Ecuador.

ECUADORIAN PETROCHEMICAL PROGRAM

From a short review of the market situation, at a world, as well as Latin American levels, the author states in this study the scope of the Ecuadorian petrochemical program and the specific characteristics of this industry.

Previous to a description of the national complex, the study mentions the problems that will present a firm petrochemical development with regard to the basic infrastructure required by the country, especially on materials of the basic industry .

From studies performed at official level, it is concluded that the link that the petrochemical programming has in the development of the natural resources of the country, allows to state that the establishment of this industry should not be understood as a simple work assigned to an institution or to a group of specialists, but as a national task.

At the same time, the possibilities of availability of raw materials in Ecuador are analyzed for the manufacture of basic petrochemicals. Are also stated some general consideration about the allowments that the country has obtained within the Andean Pact for the development of its petrochemical industry.

en 1980 el déficit mundial de 10 millones de toneladas de etileno representará un 20o/o de la demanda para ese año. En los básicos aromáticos también el faltante será sustancial y el desbalance en los productos intermedios y finales guardará relación con la deficiencia de dichos básicos.

Fenómeno de marcada consecuencia del anterior, constituye el gran crecimiento en la demanda de naves cisternas especializadas en el transporte de productos básicos, intermedios y finales petroquímicos. El crecimiento de los costos navales y de transporte marítimo ha sido paralelo al de las ventas de los productos químicos y ha repercutido ya sobre la industria manufacturera ecuatoriana, elevando los costos de producción a niveles sin precedentes, lo que ha afectado la economía del consumidor. Este elemento por tanto, no debe pasar desapercibido en la programación de la petroquímica ecuatoriana que está en capacidad de robustecer y favorece el desarrollo de una industria de elaboración de materiales petroquímicos a niveles de países de mayor desarrollo que el nuestro. Considerando además, que el negocio del transporte en flotas petroleras puede ser de gran atractivo económico también para los países de menor desarrollo como el Ecuador.

Los estudios de mercado revelan una gran limitación del mercado nacional y una evidente ventaja comparativa a favor de Venezuela y Ecuador, en el mercado de los países andinos, como propietarios de importantes recursos naturales; sin desestimar eso sí, el desarrollo de Colombia y Chile y en menor grado de Perú, países que han logrado instalar unas pocas plantas de productos químicos contando además con una infraestructura más avanzada, pero a pesar de esto, parece que continuarán siendo importadores de petróleo.

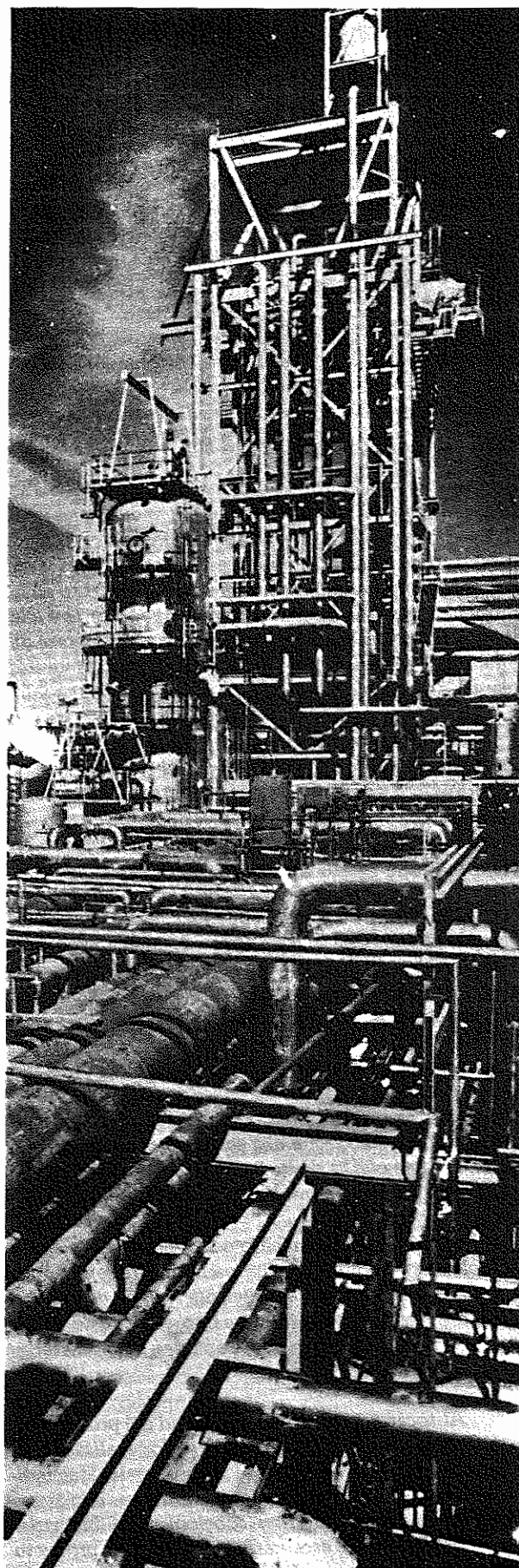
En los demás países latinoamericanos se ha encontrado la siguiente situación particular:

Brasil es un país importador neto de hidrocarburos que a pesar de los complejos de Sao Paulo y Bahía que se encuentra implementando, presenta grandes déficits.

En Argentina, en virtud del atraso que han sufrido varios de sus proyectos, hacia 1980 presenta un cierto desequilibrio entre la oferta y la demanda en favor de esta última.

México en cambio, contará con excedentes de producción, justificados por los nuevos descubrimientos de depósitos de hidrocarburos realizados en el último tiempo y puede llegar a constituirse en un competidor de los demás exportadores de productos petroquímicos.

El fenómeno originado por la crisis energética internacional en definitiva, se traduce como una oportunidad para los países productores, cuya economía se ha fundamentado en la exportación de materias primas, con lo cual, por lo menos una parte de los com-



petidores potenciales, va a estar formado por los propios países petroleros.

#### Caracteres Específicos de la Industria Petroquímica.

Antes de hablar de la estructuración concreta del complejo petroquímico ecuatoriano, es necesario decir que en los planes preliminares elaborados se han discutido suficientemente los siguientes factores, que entre otros, definen en forma completamente precisa a la industria petroquímica:

Existen ventajas de localizar a las plantas petroquímicas en las inmediaciones de los grandes centros de refinación de crudo o de depósitos de gas y en las zonas de fácil acceso directo a los mercados más importantes.

La integración de la producción petroquímica se realiza desde los grandes complejos industriales que comprenden las refinerías hasta los productos finales, pasando por la gama de intermedios y productos básicos, esta concentración logra un apreciable efecto en la disminución de las inversiones en lo que se refiere a la infraestructura física los servicios y en el transporte de diferentes materias que intercambian las diferentes plantas del complejo.

La industria petroquímica se caracteriza por la intensidad en el uso del capital, de tal manera que por cada hombre ocupado, se pueden estimar inversiones superiores a los 300.000 dólares, frente a una inversión promedio de 35.000 dólares por hombre ocupado en el resto de la industria manufacturera.

Las altas inversiones requeridas para la implantación de la industria petroquímica, la rápida evolución tecnológica y la competencia, han operado de tal manera que el crecimiento del tamaño de las plantas ha sido exageradamente dinámico.

La experiencia en el desarrollo industrial ha demostrado que las inversiones en los activos fijos no crecen en forma directamente proporcional a la capacidad de las plantas, sino según una ecuación exponencial con un exponente que va desde 0.6 hasta 0.86, dando como resultado una curva asintótica.

El continuo crecimiento de las capacidades en los complejos petroquímicos, ha permitido reflejar en los costos de manufacturas el suficiente margen de rentabilidad a pesar del aumento incruento en el costo de los equipos, de los intereses a los capitales, de las materias primas y de la mano de obra.

Al tocar el punto de la capacidad del primer básico olefínico, el etileno, estudios varios realizados en Europa, Japón, U.S.A. y otros países, revelan que indistintamente del lugar donde se construya, con la excepción de algunos gigantes conglomerados industriales, la capacidad que aseguraría por unidad de producto los costos de inversión y producción más bajos, sería la

de 300.000 toneladas/año.

En varios países latinoamericanos, las producciones de básicos se han diseñado para los consumos locales lo que determinó que proliferen una serie de plantas cuya ineficiencia es manifiesta y que han dado lugar a una exagerada protección gubernamental a través del desmedido incremento en los aranceles externos y la eliminación de las importaciones correspondientes.

La disponibilidad de compuestos olefínicos y aromáticos es indispensable a través de costos competitivos para las economías de las plantas satélites en vista de la influencia de los costos de los insumos en el costo de los productos finales. La fabricación de los subproductos en petroquímica requiere también un cuidadoso análisis de las economías de escala base primordial en la determinación de cada una de las capacidades de las plantas respectivas.

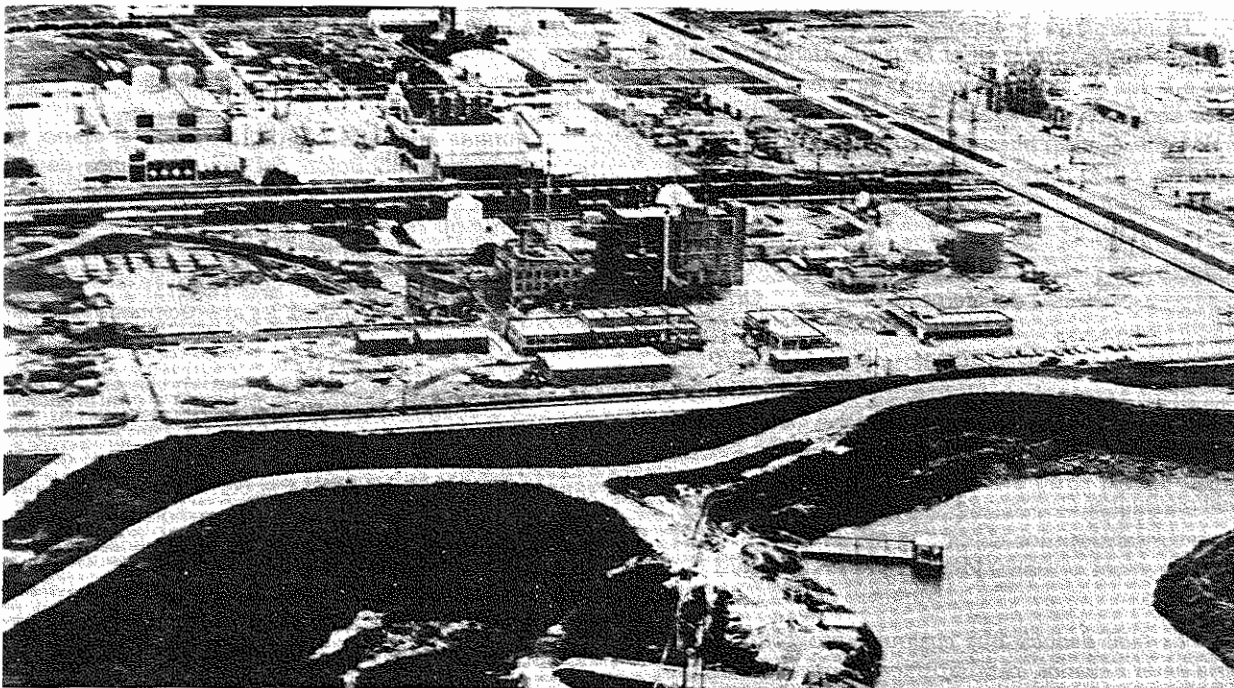
#### Programa Nacional.— Aspectos Generales Principales

Con estos antecedentes, puede comprenderse que en los estudios realizados, se manifiesta con claridad la necesidad de que en el Ecuador se considere un límite no inferior de 300.000 toneladas anuales de etileno como capacidad para la planta de olefínicos básicos y el mínimo económico para cada uno, de los subproductos, como señalaré al referirme a la capacidad prevista para cada una de estas plantas que utilizan como materia básica principal un hidrocarburo olefínico o uno aromático, con la única observación de que el suministro de hidrocarburos aromáticos se complementaría, a través de la operación de una planta de reformado catalítico y las correspondientes, de separación, hidrodealquilación, isomerización, etc.

Antes de abordar la descripción de lo que podría ser el complejo petroquímico ecuatoriano sin embargo, es menester mencionar el problema que plantearía un firme desarrollo petroquímico en lo que tiene que ver con la infraestructura requerida, especialmente en materias de la industria química básica.

La industria química inorgánica no ha alcanzado hasta la fecha un nivel lo suficientemente alto en nuestro país como para garantizar un desarrollo sin tropiezos de la industria pesada, entre las principales causas pueden señalarse el desconocimiento de nuestros propios recursos naturales y el enmarañamiento de los elementos que camuflados han estratificado la estructura del país que ha permanecido a merced de esporádicas importaciones de productos químicos, realizadas sin el sentido de favorecer a la gran masa de consumidores sino más bien al grupo originador del trámite.

La intensificación en la investigación de existencias de azufre, cloruro de sodio, fosfatos es imprescindible. El hecho de no contar con volúmenes suficientes de los productos básicos minerales, como la especulación de la poca información en ciertos casos, ha determinado entre otros factores que ni la industria del áci-



do sulfúrico, ni la del cloro y la soda cáustica se desarrollan en forma satisfactoria en el Ecuador.

El enlace que tiene la programación petroquímica con el desarrollo de los recursos naturales del país, permite afirmar que la implantación de la industria petroquímica no puede entenderse como un simple trabajo asignado a una institución o grupo de especialistas, sino como una gran tarea que requiere la colaboración de todos los ecuatorianos conscientes que alcanzan a comprender el profundo significado de sustituir la naturaleza de nuestro país, como exportador de materias primas, por aquella justa y más noble estructura de país exportador de productos manufacturados.

No hay que olvidar cual ha sido el papel que han jugado los países latinoamericanos en el desarrollo industrial universal, que al partir de la sustitución de importaciones han sufrido el llamado "proceso regresivo" desde el desarrollo de la industria de productos finales hasta su integración hacia las materias primas, es decir un desarrollo inverso al normal seguido por los países industrializados que crearon un aparato productor que satisfacía la mejor valoración de sus propias materias primas alcanzando su mejor utilización.

La industria químico-mineral del Ecuador no puede permanecer aún encadenada y la fabricación del carbonato de sodio, ácido sulfúrico, del cloro, de la soda cáustica tiene que hacerse presente en un mínimo de tiempo, basada en la realidad de nuestros propios recursos naturales.

El incipiente desarrollo de la industria minera ha corrido parejo con el retraso en las técnicas de la metalurgia y la inexistencia de la industria siderúrgica, este

es el panorama que ofrece al país para el desarrollo de la industria petroquímica, de ahí el énfasis que se ha puesto en los estudios realizados al exhortar al sector público y privado, como a las instituciones y a los órganos de cultura a apoyar en forma decidida y efectiva a la elaboración de la infraestructura citada y de aquella que aquí no se ha mencionado pero que es obvio suponer como necesaria y me refiero entonces a obras públicas, energía, disponibilidad de agua y en forma esencial a la preparación del elemento humano que constituye un tema aparte y de primerísimo interés.

De paso, puede mencionarse que en lo que respecta a la industria siderúrgica será el propio gas natural, uno de los elementos principales, merced al cual, el país podría contar con producción propia.

El suministro de hidrocarburos básicos, es decir el aspecto de la química orgánica básica, está firmemente ligado al aprovisionamiento de combustibles y derivados del petróleo en el Ecuador, aunque es evidente que las actuales refinerías ubicadas en la Península de Santa Elena y la que se está instalando en Esmeraldas, están destinadas para abastecer el consumo interno de los productos mencionados.

El concepto de la integración en la producción de básicos petroquímicos no se detiene únicamente en esta área sino que se prolonga como alternativa hacia la refinería, desembocando en lo que se conoce como refinería petroquímica.

Así pues, en nuestro país, como en los demás, la producción de básicos puede realizarse independientemente, o en forma conjunta con el suministro de los combustibles, requeridos por la demanda interna.



La alternativa de integrar materias primas petroquímicas—combustibles en el Ecuador, tiene que analizarse a la luz de las características del mercado interno de los derivados del petróleo y de las posibilidades naturales que ofrecen nuestras materias primas hidrocarbúricas. En lo relativo al petróleo se muestran en el siguiente cuadro:

Producto	Estructura del Mercado	Crudo Oriente
	o/o	o/o
Gasolina	39	17
Kerosene/jet fuel	13	13
Diesel/Spray	25	19
Fuel oil/Bunker C	23	51
	100	100

Es fácil deducir que cualquier proyecto de refinería en el Ecuador, para satisfacer el mercado de consumo de combustibles debe incluir una unidad de craqueo del residuo atmosférico o crudo reducido con la finalidad de mejorar el rendimiento de gasolina y de la fracción gas—oil en menor escala.

El esquema de unidades de procesos que incluye la Refinería de Esmeraldas transforma un 33 o/o de la carga de alimentación en gasolinas, un sistema de procesos más complejo podría asegurar en una nueva refinería un rendimiento aún mayor, pero este sería demasiado sofisticado y caro para las características de nuestro país. Como he expresado, la demanda de gasolina en el país actualmente representa un 39 o/o superior aún al rendimiento que se logrará en la Refinería de Esmeraldas (33 o/o). Si a esto se añade que la nafta (corte generalmente utilizado C5 - 165°C) se superpone a la fracción gasolina, es fácil deducir que la estructura del mercado dificulta la integración de materias primas petroquímicas y combustibles.

Igualmente, las demás corrientes como el kerosene y el diesel no muestran excedentes de hidrocarburos livianos para ser craqueados.

Solamente los gases de refinería parece que superarán en el país las necesidades de la demanda, que en este grupo de hidrocarburos se circunscribe al gas licuado (mezcla de propano y butano) si se toma en cuenta que hasta que una nueva refinería se encuentre en operación la planta de recuperación de gas licuado y gasolina natural deberá encontrarse ya en funcionamiento, mejorando así la magnitud de la oferta.

La obtención independiente de etileno a partir de etano sería de enorme atractivo en el Ecuador en virtud del alto rendimiento que se obtiene de dicha materia prima, el mismo, que puede llegar al 70 o/o u 80 o/o en peso, tratándose de un rendimiento casi selectivo, por tanto.

El uso del etano como materia prima petroquímica implica su extracción previa del gas natural del que forma parte en proporciones variables.

Aunque la fuente hidrocarbúrica: el etano, es propicia y la composición del gas de algunos de los campos del Oriente ofrece buenas posibilidades, según la información reunida no existen volúmenes apreciables de gas asociado en los campos de explotación petrolera de la concesión del Consorcio Texaco—Gulf—CEPE como para programar las aplicaciones industriales mencionadas.

Para ilustrar el tema, se presenta a continuación un promedio de composición química para los campos Atacapi, Aguarico y Parahuacu y otra para el gas de Shushufindi que pertenece a la corriente hidrocarbúrica de algunos de los pozos del mencionado campo, no siendo típica representativa de la totalidad de la estructura.

Componente	Atacapi, Aguarico etc. o/o	Shushufindi o/o
SH <sub>2</sub>	—	—
CO <sub>2</sub>	7.9	22.5
N <sub>2</sub>	1.8	2.0
CH <sub>4</sub>	42.5	25.6
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	14.2	12.0
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	19.2	20.7
C <sub>4</sub>	9.4	11.3
C <sub>5</sub>	2.1	3.5
C <sub>6</sub>	0.9	1.0
C <sub>7</sub>	1.2	1.4

Analizadas todas las posibilidades de disponibilidad de materias primas para la fabricación de básicos petroquímicos, ofrece mejores ventajas aquella que se fundamenta en el craqueo de hidrocarburos líquidos, comprendiendo dos alternativas:

- I) Complejo integrado refinería y petroquímica
- II) Desarrollo independiente: Abastecimiento separado de combustibles y refinería petroquímica totalmente separada por otro.

Será la decisión política que se adopte en cuanto a la estrategia del desarrollo petroquímico, la que elija entre las dos posibilidades.

Otro elemento que no podría quedar fuera de consideración en la programación petroquímica del

Ecuador, ha sido el referente a las asignaciones dentro del Pacto Andino cuya temática general trato de analizar en los siguientes términos:

El primer convenio que se firmó entre cuatro de los países andinos en el marco del ALALC fue el Acuerdo de Complementación No 6 acordado por Colombia, Chile, Perú y Bolivia. La Comisión del Acuerdo de Cartagena, en su primer período de sesiones encomendó a la Junta buscar una fórmula que permitiese la participación del Ecuador en dicho convenio.

Después de un largo proceso de consultas la Junta presentó a consideración de los cinco países integrantes del Pacto Andino un programa de asignaciones que sintetiza la propuesta No 13, que por sus características de modelo poco flexible no llegó a satisfacer las aspiraciones de los países; considerando de nuevo las objeciones realizadas, la Junta del Acuerdo de Cartagena elaboró un nuevo programa sectorial que se conoce como la propuesta No 44 que cambia totalmente los principios y criterios de la propuesta No 13 que además contempla el ingreso de Venezuela al marco del Grupo Andino.

La propuesta No 44 toma en cuenta los principales factores condicionantes de la nueva situación que no fueron cubiertos por la propuesta No 13, el impacto de la crisis energética, la sustancial elevación de los precios de los productos petroquímicos y la demanda subregional con la inclusión de Venezuela que contempla las proyecciones del consumo a 1980.

Entre los criterios de asignación de la nueva propuesta se señalan:

- La incorporación en el programa de las plantas y complejos existentes.
- En armonización con los compromisos derivados del Acuerdo de Complementación No 6.
- El desarrollo eficiente de la producción petroquímica considerando no sólo el mercado subregional sino contando con la demanda del mercado mundial.

Para la consecución de la distribución de productos, se elaboró un modelo de simulación para el desarrollo petroquímico durante el período 1975-1985, obteniendo luego indicadores que ponen de manifiesto un cierto equilibrio en el programa realizado.

Una apreciación de la participación de cada país en el programa se puede tener relacionando el valor de la producción que tendría cada uno de ellos con la demanda respectiva.

En el siguiente cuadro para cada país, se ha relacionado el valor de la producción programada para el valor de la demanda, comparando dicho cociente con el promedio obtenido para la subregión:

País	1985	Acumulado 1975 - 1985
Bolivia	210.3	153.5
Colombia	92.0	97.5
Chile	97.5	97.0
Ecuador	135.2	108.3
Perú	93.2	98.2
Venezuela	90.1	97.8
Subregión	100.0	100.0

El programa establece la libertad de diseñar cualquier capacidad para la producción de las asignaciones a cada país. Además, los países están en posibilidad de programar producciones petroquímicas de los productos que hayan sido asignados a otros países, siempre que se comprometan a exportarlos íntegramente a terceros mercados. En el caso de comercializarlos dentro de la subregión estarían sometidos a los recargos del arancel externo común.

Luego de considerados los elementos descritos brevemente en este trabajo y que se resumen en los siguientes puntos, se ha estructurado la base sobre la cual se podría fundamentar el desarrollo petroquímico del Ecuador.

Los puntos sobre los que se basa el esquema propuesto son los siguientes:

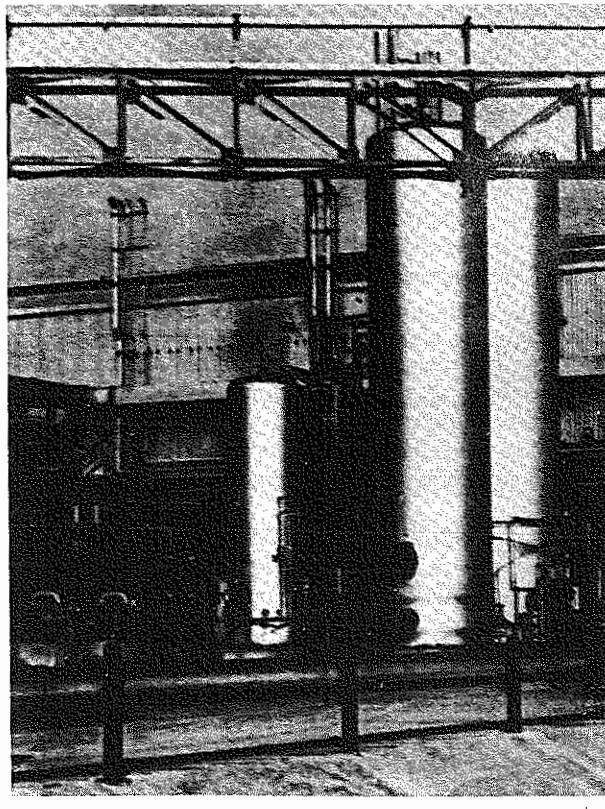
- La base de materia prima petróleo que se encontraría disponible para emprender en su industrialización.
- La producción y el consumo de productos petroquímicos en el mercado nacional, de la Subregión y del Mundo.
- Las condiciones que establece la propuesta No 44 elaborada por la Junta del Acuerdo.
- La correcta utilización de las corrientes de hidrocarburos que se producen en la planta de básicos petroquímicos.

Desde mi punto de vista personal, el desarrollo petroquímico ecuatoriano, sobre las bases expuestas, debe iniciarse con un programa que más propiamente puede ser denominado de industrialización de los hidrocarburos, que no debe esperar la finalización de los estudios de factibilidad cuya realización se iniciará al término del concurso de ofertas promovido por CEPE y que debe arrancar con el proyecto de refinería integrada combustibles-materia prima petroquímica.

La mencionada refinería suministrará las bases que permitirán optar por dos alternativas, la primera que la convierte en soporte del tan conocido ambicioso proyecto que requerirá una inversión superior a los 1.500 millones de dólares y la segunda, que refleja en forma fiel la realidad nacional, se fundamentaría en la separación de alguno o algunos de los hidrocarburos básicos aromáticos, en la recuperación de etileno y/o propileno, o en un cracking de gases livianos, dando lugar a la implementación de varias plantas de produc-

tos intermedios y finales petroquímicos.

*Dicho desarrollo muy brevemente descrito, deberá estar acompañado del aprovechamiento del gas natural procedente del Golfo de Guayaquil, basado en un claro trabajo de valoración óptima del mismo, cuyo fundamento teórico podría ser motivo de un nuevo artículo.*



# PROGRAMACION DE LA INDUSTRIA PETROQUIMICA EN EL ECUADOR

● MARIO PAZ JACOME

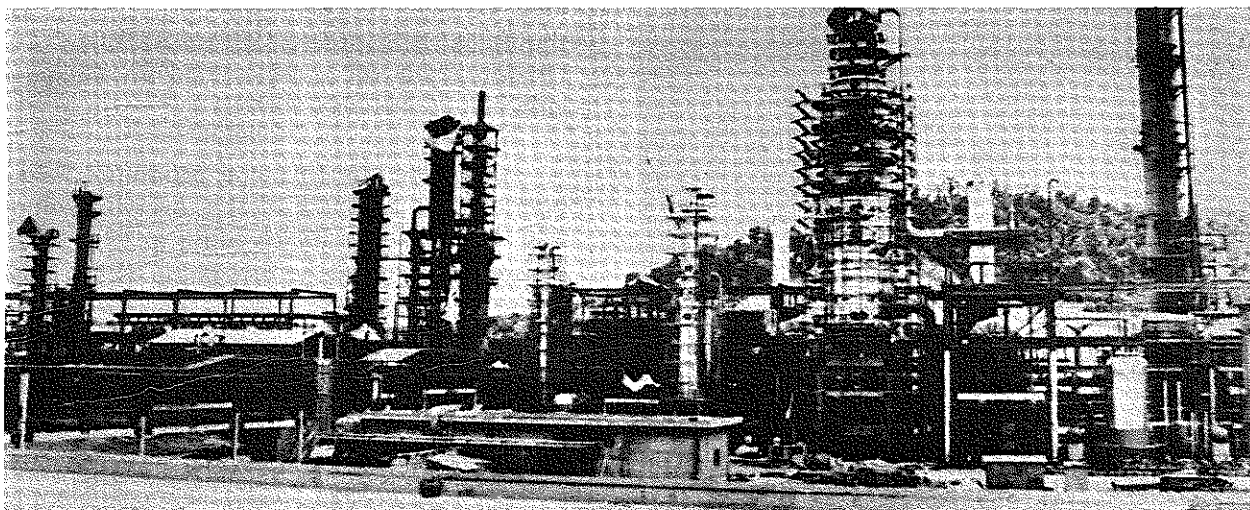
DIRECTOR DE INDUSTRIALIZACION Y  
REFINERIAS DE LA CORPORACION  
ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA.

## 1. INTRODUCCION

Luego de la 2da. guerra mundial algunos países Latinoamericanos comenzaron a proyectar su industria petroquímica. Para llevar adelante este propósito Bolivia, Colombia, Chile y Ecuador, suscribieron el "Acuerdo de Complementación No 6" dentro del marco de ALALC. Este Acuerdo contempla una programación petroquímica que permitiría el desarrollo industrial de cada uno de los países signatarios.

Mas tarde el Ecuador mostró gran interés en participar en el desarrollo de la industria petroquímica por lo que, la Comisión del Acuerdo de Cartagena instruyó a la "Junta del Acuerdo", Organó Técnico del Pacto Andino, para que examine los mecanismos por los cuales se hiciera posible su inclusión, como efecto así sucedió, en el "Acuerdo de Complementación No 6".

El plan de los 5 países mencionados consistía en dar todos los pasos conducentes al desarrollo de su industria petroquímica con el fin de sustituir las importaciones ya que el costo de las mismas representa fuertes egresos.



MARIO PAZ

- Ingeniero Químico - Industrial.- Universidad Central del Ecuador.
- Estudios Especiales: Ingeniería Bioquímica; Control Automático; Administración de Empresas; Operaciones Unitarias; Computación.
- Ex - Profesor de la Escuela Politécnica Nacional; Ex - Profesor de la Universidad Central del Ecuador; Ex - Decano de la Facultad de Ingeniería Química de la Escuela Politécnica Nacional; Ex - Jefe del Departamento Tecnológico de la Escuela Politécnica Nacional; Ex - Asesor del Instituto de Investigaciones Tecnológicas.
- Obras Realizadas: Introducción a la Ingeniería Bioquímica; Control Automático; Reactores Bioquímicos; Esterilización.
- Miembro del Colegio de Ingenieros del Ecuador.
- Miembro del Colegio de Ingenieros Químicos de Pichincha.

PROGRAMMING OF THE PETROCHEMICAL INDUSTRY IN ECUADOR

The programming of the petrochemical industry in Ecuador is being performed within the frames foreseen by Decision No. 91 of the Cartagena Agreement Board, in which is established the allocations for petrochemical products for the development of the respective industries in each member country.

The enclosed charts 2 - 1, 2 - 2, and 2 - 3 of this study summarizes the estimated evolution of demand in the Ecuadorian market of petrochemical products considered in the Sub-regional Petrochemical Program.

With regard to the planning of the national industry in this area, this is based, mainly, in the so called Ecuadorian Petrochemical Master Plan, outlined on enclosure 3. Are also analyzed the industrialization perspectives offered to the Oriente crude oil and gas from the Guayaquil gulf.

Regarding the financial economic field, is presented an estimate of the investing volumes that will be necessary to fulfill in 1977 for the implementation of the first phase of the Master Plan.

Finally, are stated the legal dispositions and implementation mechanisms in force that orientates the State policy for the management of hydrocarbons as well as for the implementation of the Ecuadorian petrochemical complex.

Posteriormente, la Junta del Acuerdo de Cartagena elaboró la denominada "Propuesta No 13 sobre la Programación Petroquímica Subregional". Esta propuesta contemplaba para el Ecuador las posibilidades de implementar la industria petroquímica pero a base de materias primas importadas y con producciones que no podían integrarse hacia los insumos intermedios y/o básicos. Esta Propuesta, la No 13, estaba en estudio y análisis por parte de la Comisión del Acuerdo de Cartagena, cuando se produjo el ingreso de Venezuela al Grupo Andino, lo cual motivó una reestructuración de la política subregional de Programación Petroquímica elaborándose la denominada "Propuesta No 44 sobre la Programación Petroquímica Subregional" la cual fue aprobada por los países signatarios del Acuerdo de Cartagena, mediante la Decisión No 91 en el mes de Agosto de 1.975. Esta Decisión, establece entre otros artículos, el plazo de 30 meses para que los países miembros, presenten a la Junta del Acuerdo de Cartagena, los estudios técnico-económicos sobre los distintos productos petroquímicos asignados. Mediante la Decisión No 91, la Comisión del Acuerdo de Cartagena, asignó al Ecuador los siguientes productos petroquímicos:

- Cloruro de Etileno
- Cloruro de Vinilo
- Etilenglicol
- Dietilenglicol
- Trietilenglicol
- Eteres de Etilenglicoles
- Oxido de Etileno
- Anhídrido Ftálico
- Mono-ditri-etanolaminas
- Caprolactama
- Los productos orgánicos tensoactivos no-iónicos, obtenidos por condensación del óxido de etileno con mezclas de alcoholes lineales de once carbonos o más.
- Polietilenglicoles
- Polietileno de baja densidad
- Polietileno de alta densidad
- Poliestirenos
- Resinas ABS-SAN
- PVC suspensión
- Cloro acetato de polivinilo
- Polipropileno

En el anexo 1, constan las asignaciones a los países del Grupo Andino según la Decisión 91.

Se ha planificado también la producción de amoníaco, úrea, metanol y la producción de hierro esponja por reducción directa.

## 2. MERCADO

La implementación de la industria petroquímica, en el caso ecuatoriano, no se justifica únicamente para el abastecimiento del mercado local, sino que



necesariamente tiene que sustentarse en el mercado subregional y proyectarse hacia el mercado mundial, para lo cual, se ha considerado los siguientes criterios básicos:

- Comercialización en zonas compatibles con la ubicación geográfica de nuestro país.
- Costos de producción competitivos, basados en adecuadas capacidades de plantas.
- Calidad internacional aceptada.

El mercado de productos petroquímicos en el Ecuador es bastante reducido en relación a otros mercados latinoamericanos, aunque el índice anual de crecimiento en estos últimos años es muy apreciable, debido a que el país se encuentra en fase de desarrollo. Se ha previsto que, principalmente, en el área de fertilizantes, plásticos y fibras sintéticas, los índices de consumo serán altamente apreciables.

En los cuadros anexos, 2-1; 2-2; 2-3, se puede apreciar la evolución estimada de la demanda del mercado ecuatoriano de los productos petroquímicos contemplados en el Programa Petroquímico Subregional.

## 3. PLANIFICACION DE LA INDUSTRIA PETROQUIMICA EN EL ECUADOR

Como resultado de la llamada crisis energética, los hidrocarburos se han transformado en elemento de poder. Para el Ecuador como país productor de petróleo ha significado el incremento del producto interno del 5.8 o/o al 11 o/o en menos de 5 años y un ingreso estimado en algo mayor a los 53 mil millones de sucres.

La elevación del costo del gas y del petróleo ha obligado a los países desarrollados a posponer la ejecución de planes industriales en el sector petro-

químico, así como les ha inducido al cierre, a veces definitivo de un sinnúmero de plantas, y con el fin de asegurar el oportuno aprovisionamiento de energéticos y/o productos petroquímicos básicos, intermedios y finales, han tenido que recurrir a los países productores de hidrocarburos en busca de asociados y/o contratos de suministro.

La hora actual encuentra a los países del Grupo Andino en diferente situación, estando aventajados y con buenas perspectivas Ecuador y Venezuela.

### 3.1. Industrialización del crudo del Oriente Ecuatoriano. —

Dentro del plan para industrializar el crudo del oriente ecuatoriano y, con la finalidad de fabricar, entre otros, los productos petroquímicos asignados al país por la decisión 91, se haría necesaria la instalación de una nueva refinería, que deberá producir simultáneamente combustibles e insumos para la petroquímica. La refinería estará acoplada a unidades de pirólisis y de reformado en las mismas que se producirán olefinas y aromáticos, materiales conocidos como petroquímicos básicos.

No está por demás mencionar que el gas del Golfo de Guayaquil no constituye la materia prima más adecuada para la producción de olefinas y aromáticos y que el gas asociado de los campos petrolíferos y el gas de la Refinería de Esmeraldas están destinados a transformarse en L.P.G, para consumo doméstico.

En el anexo 3 se han esquematizado el "Plan Maestro Petroquímico Ecuatoriano", cuya concepción se ha basado en criterios, entre otros, como los siguientes:

- Mínimas capacidades de plantas que permitan la obtención de productos a precios competitivos.
- Productos cuyo mercado acusan una gran tasa de crecimiento en el ámbito nacional, subregional y mundial.
- Nuevos productos cuyas propiedades pueden con ventaja y economía sustituir a los materiales tradicionales.
- Integración vertical y horizontal de la producción de básicos, intermedios y finales petroquímicos.
- Productos de fácil colocación en los mercados nacional, subregional y americano.

### 3.2. Industrialización del gas del Golfo de Guayaquil.

El gas del Golfo de Guayaquil, debido a su composición, se presta para ser fácilmente transformado en amoníaco, úrea, metanol de grados químico y/o combustible, gas reductor para la producción de hierro esponja y finalmente gas licuado o para ser utilizado directamente como combustible. La incursión del Ecuador en la industria petroquímica podría ser iniciada, y en breve, con la producción de fertilizantes y con el uso del gas como reductor para la producción de hierro esponja. En una segunda etapa, se podría producir metanol grados químico y/o combustible.

Actualmente la fabricación de productos petroquímicos en el Ecuador es muy reducida, limitándose a la producción de algunos compuestos en base a materias primas importadas, tales como acetato de polivinilo, ftalatos octílicos y resinas alquídicas.

Las asignaciones otorgadas al Ecuador, le permitirán desarrollar en la primera etapa, un complejo petroquímico especializado en el campo de las olefinas.

## 4. MARCO LEGAL Y MECANISMOS DE IMPLEMENTACION VIGENTE

Las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos vigente que se transcriben a continuación, orientan la política del Estado en el manejo de los hidrocarburos, contándose por supuesto, por otro lado, con el concurso de la Ley de Compañías para regular la actividad industrial.

ART. 1 Los yacimientos de hidrocarburos y sustancia que las acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable o imprescriptible del Estado.

ART. 2 El Estado explorará y explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior en forma abierta a través de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, la que podrá hacerlo por sí misma, o celebrando contratos de asociación o de prestación de servicios con empresas nacionales o extranjeras o constituyendo compañías de economía mixta.

ART. 3 Es derecho del Estado el transporte de los hidrocarburos por oleoductos o gasoductos y su refinación, para el desarrollo de esas actividades, el Estado actuará a través de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, la que podrá proceder en cualquier de las formas señaladas en el Art. anterior. "En la misma forma el Estado, a través de CEPE, intervendrá en la comercialización y en la instalación y operación de plantas industrializadoras de hidrocarburos, plantas petroquímicas e industrias conexas."

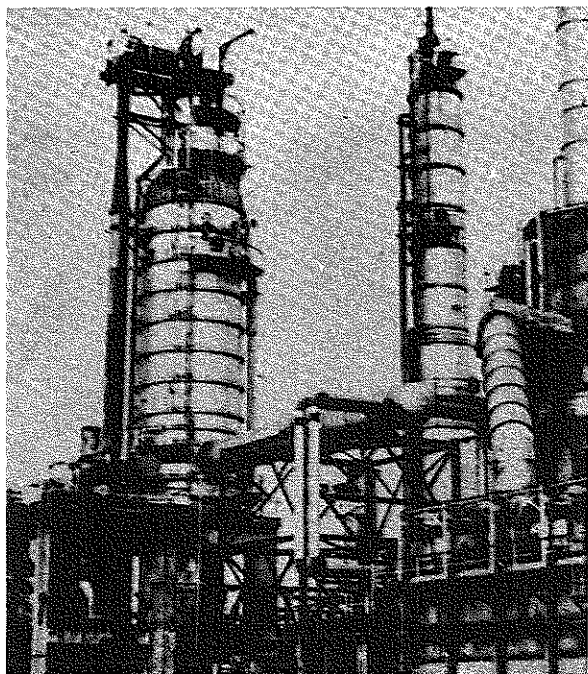
Las vías para la implementación del complejo petroquímico ecuatoriano requerirá del financiamiento con fondos del Estado y de la participación de firmas extranjeras, solo con capital, o con tecnología y capital, debiéndose buscar preferentemente la participación de firmas extranjeras con dominio de mercados, y mejor aún si éstas cuentan con capital, tecnología y dominio de mercados.

## 5. ASPECTOS ECONOMICOS Y FINANCIEROS

5.1. A continuación se presenta una estimación del volumen de inversiones que sería necesario realizar para la implementación de la primera etapa del "Plan Maestro Petroquímico Ecuatoriano", el mismo que operaría con petróleo crudo del Oriente Ecuatoriano.

### INVERSIONES DEL COMPLEJO PETROQUIMICO ECUATORIANO ESTIMADA EN 1.977, PARA LA PRIMERA ETAPA

PLANTA	CAPACIDAD TMA	INVERSIONES MILES DE U.S.A. \$
Refinería de Combustibles y Petroquímicos	50.000 BPD	140.000
Planta de Olefinas	150.000 TMA de Etileno	75.000
Polietileno B.D.	50.000	27.000
Polietileno A.D.	50.000	30.000
Polietileno	70.000	35.000



La inversión señalada en el cuadro anterior corresponde a la parte de maquinaria y equipo, principal y auxiliar, instalados y no se ha contemplado el costo de las obras de infraestructura.

5.2 En lo relativo a la industrialización del gas natural del Golfo de Guayaquil, CEPE ha realizado el estudio de factibilidad del complejo amoníaco úrea, cuyo resumen se encuentra a continuación:

Unidad de Amoníaco capacidad 1.000 TM/día  
Unidad de úrea capacidad 400 TM/día

La producción de amoníaco estaría destinada en su mayor parte a la fabricación de úrea y el excedente al mercado nacional para la elaboración de otros productos químicos entre ellos caprolactama (operación prevista en 1.981). Además, de acuerdo a las condiciones del mercado se prevé una posible exportación de amoníaco.

#### 5.2.1 ESQUEMA DE PRODUCCION

El gas natural se recibirá en el terminal del gasoducto para ser entregado a la unidad de amoníaco, amoníaco anhídrido líquido  $-28^{\circ}\text{F}$  para su procesamiento y a  $86^{\circ}\text{F}$  para la planta de úrea.

El proceso a emplearse en las unidades será seleccionado oportunamente.

#### 5.2.2 LOCALIZACION

El complejo estaría localizado en la costa del Golfo de Guayaquil. La selección definitiva deberá ser decisión del Gobierno del Ecuador, conjugando las ventajas socio-económicas de su ubicación con la economía del proyecto.

#### 5.2.3 CAPACIDAD DE LAS PLANTAS

El análisis de las diversas alternativas de plantas y el estudio de la situación del mercado nacional y mundial de los productos, determinaron la estructuración del complejo con las siguientes unidades y capacidades: amoníaco 1.000 TM, úrea 400 TM/día.

El complejo contará con las instalaciones necesarias de almacenamiento de acuerdo a la capacidad de las plantas y el destino de la producción; estará provisto un almacenaje de amoníaco de 4.500 toneladas métricas y de una bodega de 23.000 TM para úrea.



## 5.2.4 INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO

La inversión fija total del complejo asciende a 192 millones de dólares.

El financiamiento que correrá a cargo de entidades financieras nacionales e internacionales, estaría descompuesto así:

PLANTA DE AMONIACO  
US \$ 47 millones

PLANTA DE UREA  
US \$ 35 millones

OFF SITES  
US \$ 53 millones

SUB-TOTAL US \$ 135 millones de dólares.

FACTOR DE ESCALACION  
US \$ 41 millones

REPUESTOS  
US \$ 12 millones

CAMPAMENTO Y VIVIENDA  
US \$ 4 millones

TOTAL US \$ 192 millones de dólares

No incluye capital de operación, ni interés incluido capital de operación, intereses, amortización, otros gastos.

## 5.2.5 MATERIA PRIMA

Para la producción del complejo, se usará el gas natural de los pozos ubicados en el Golfo de Guayaquil.

El consumo estimado de gas alcanza a  $40 \times 10^6$  piés cúbicos por día incluyendo el gas para energía y suministros.

## 5.2.6 RENTABILIDAD

De acuerdo a los estudios preliminares, el proyecto provee una cobertura amplia de los pagos de amortización e intereses de los préstamos; generando además utilidades netas, en el segundo año de operación de plantas, para lo que se ha asumido un precio razonable para el gas.

## 5.2.7 MERCADO

### 5.2.7.1 MERCADO NACIONAL

Hasta el año 1.974 el mercado ecuatoriano de fertilizantes fue cubierto por importaciones. En 1.965 se inició la producción de fertilizantes químicos en el país y el mercado actualmente se abastece con la producción doméstica y con las importaciones de aquellos fertilizantes que no se producen internamente.

De acuerdo a estimaciones realizadas, para 1.979, el país requerirá 100.000 toneladas de úrea y 24.500 TM. de amoniaco. En 1.980, el mercado nacional para úrea será de 111.000 TM y amoniaco 28.000 (17.201 en sulfato de amonio y 10.846 en completos).

Es necesario anotar que el mercado nacional no es base para la sustentación del proyecto, sin embargo la instalación daría lugar a un incremento del consumo industrial de los productos amoniaco-úrea.

### 5.7.2.2 MERCADO EXTERNO

Es tarea de la compañía de economía mixta que se formaría, exportar la producción excedentaria del complejo.

## 5.2.8 PROGRAMA DE EJECUCION

El tiempo total estimado para la construcción del complejo es de 38 meses.

## 5.2.9 ESPECIFICACIONES DE LOS PRODUCTOS

Amoniaco Pureza 99.9 o/o WT (min)

Amoniaco para almacenaje:  
temperatura -28oF  
presión 50 Psig

Amoniaco para alimentación de la planta de úrea:

temperatura 86oF  
presión 280 Psig

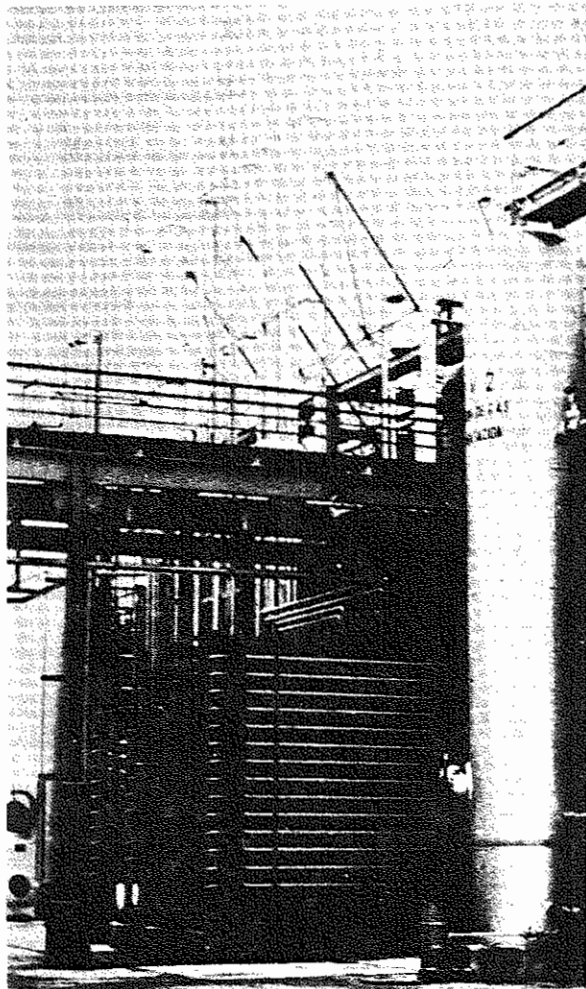
Urea:

Para fertilizantes grado PRILLS  
Alimentación de ganado grado  
PRILLS.

Nitrogeno o/o

46.4

46.4



ANEXOS →

## PRODUCTOS PETROQUIMICOS ASIGNADOS A LOS PAISES DEL PACTO ANDINO

PRODUCTO	BOLIVIA	COLOMBIA	CHILE	ECUADOR	PERU	VENEZUELA
Acetato de Vinilo			X			
Acido Tereftálico		X				
Acrilo nitrilo					X	
Alcohol Butílico			X			
Alcohol Isobutílico			X			
Alcohol Isopropílico			X		X	X
Alcohol Metílico						X
Anhidrido Ftálico	X	X	X	X	X	X
Anhidrido Maleico		X				
Cables para disconti. de fibras acrílicas		X			X	
Carbono (Negro humo)		X			X	
Caucho Polibutadieno		X			X	X
Caucho SBR		X			X	X
Cianuro de Calcio			X		X	
Cianuro de Potasio			X		X	
Cianuro de Sodio			X		X	
Cloroacetato de Polivinilo	X	X	X	X	X	X
Clorofluorometanos					X	X
Cloruro de Etileno	X	X	X	X	X	X
Cloruro de Polivinilo (Emulsión)					X	X
Cloruro de Polivinilo (Suspensión)	X	X	X	X	X	X
Cloruro de Vinilo	X	X	X	X	X	X
Resinas ABS - SAN		X		X		
Dietanolamina				X		
Dietilenglicol				X		
Dipropilenglicol	X			X		

PRODUCTO	BOLIVIA	COLOMBIA	CHILE	ECUADOR	PERU	VENEZUELA
Oxido de etileno				X		
Oxido de Propileno	X					X
Epsilon Caprolactama		X		X		
Estireno	X					X
Eteres de los Etilenglicoles				X		
Eteres de los Propilenglicoles	X					X
Etilénglicol				X		
2 - Etil - hexanol			X			
Fenol	X					
Fibras Acrílicas		X			X	
Latex de Caucho (G.B.R.)					X	
Metacrilato de Metilo			X			
Mono-etanolamina				X		
Otros éteres del ácido metacrílico			X			
Pentacritritol			X			
Poliacrilonitrilo		X			X	
Poliestirenos	X	X	X	X	X	X
Polietilenglicoles				X		
Polietileno (alta densidad)	X			X		X
Polietileno (baja densidad)	X	X	X	X	X	X
Polipropilenglicoles	X					X
Productos orgán. Tensoactivos, no iónicos				X		
Polipropileno			X	X		X
Popilenglicol	X					X
Tereftalato de Dimetilo (DMT)		X				
Tetracloroetileno			X			X

PRODUCTO	BOLIVIA	COLOMBIA	CHILE	ECUADOR	PERU	VENEZUELA
Toluendiisocianato						X
Tricloroetileno			X			X
Trietanolamina				X		
Trietilenglicol				X		

A N E X O No 2

GAS NATURAL DEL GOLFO DE GUAYAQUIL

a)	<u>COMPOSICION</u>	<u>o/o MOLAR</u>
	CH <sub>4</sub>	98.60
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.78
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.22
i	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.02
i	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.01
n	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.01
	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	Trazas
	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> (+)	Trazas
	CO <sub>2</sub>	0.02
	N <sub>2</sub>	0.27
	SH <sub>2</sub>	-----
	<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>

GRAVEDAD ESPECIFICA	0.5625
PESO MOLECULAR DEL GAS	16.297
VALOR CALORIFICO TOTAL	972,66

BTU/pie<sup>3</sup>

ECUADOR

ANEXO 2 - 1

ESTIMACION DE LA DEMANDA FUTURA DE MATERIALES PLASTICOS Y RESINAS SINTETICAS (TM)

PRODUCTO	1.977	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	77/80	80/85
Poliétileno b.d.	15.500	17.210	19.150	21.360	23.510	25.920	28.600	31.590	34.920	11.3	10.3
Poliétileno a.d.	5.350	6.150	7.070	8.130	9.100	10.200	11.420	12.790	14.330	15.0	12.0
Polipropileno	3.310	3.810	4.380	5.040	5.700	6.440	7.270	8.220	9.290	15.0	13.0
P.V.C. suspensión	4.640	5.290	6.030	6.880	7.640	8.480	9.410	10.440	11.590	14.0	11.0
P.V.C. emulsión	1.140	1.280	1.430	1.600	1.760	1.940	2.130	2.340	2.340	12.0	10.0
Poliestirenos	2.260	2.550	2.885	3.260	3.590	3.940	4.340	4.770	5.250	13.0	10.0
Resinas ABS	640	740	850	980	1.100	1.230	1.380	1.540	1.730	15.0	12.0
Resinas SAN	160	185	210	245	275	310	345	390	430	15.0	12.0
Acetato de Poli- vinilo	1.630	1.870	2.100	2.200	2.430	2.690	2.970	3.280	3.630	10.	10.5
Resinas fenólicas	300	335	375	420	470	530	590	660	740	12.0	12.0
Resinas ureicas	1.250	1.440	1.650	1.900	2.130	2.380	2.670	2.990	3.350	15.0	12.0
Resinas alquídicas	1.700	1.950	2.250	2.585	2.920	3.300	3.730	4.215	4.760	15.0	13.0
Resinas poliéster	1.350	1.550	1.785	2.050	2.310	2.620	2.960	3.340	3.780	15.0	13.0
Polieuretanos	1.640	1.880	2.170	2.490	2.810	3.180	3.590	4.060	4.590	15.0	13.0

ECUADOR

ANEXO 2 - 2

ESTIMACION DE LA DEMANDA FUTURA DE FIBRAS SINTETICAS (TM)

PRODUCTO	1.977	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	Tasa Crecimiento	
<b>FIBRA POLIAMIDICA</b>											
- Filamento	1.150	1.300	1.470	1.660	1.830	2.010	2.210	2.430	2.670	13	10
- Cortada	765	865	980	1.105	1.215	1.340	1.470	1.620	1.780	13	10
<b>FIBRA POLIESTERICA</b>											
- Filamento	2.250	2.585	2.970	3.420	3.830	4.290	4.800	5.380	6.030	15	12
- Cortada	1.980	2.280	2.620	3.020	3.380	3.790	4.240	4.750	5.320	15	12
<b>FIBRA ACRILICA</b>											
	4.550	5.185	5.910	6.740	7.480	8.300	9.220	10.230	11.360	14	11

ECUADOR

ANEXO 2 - 3

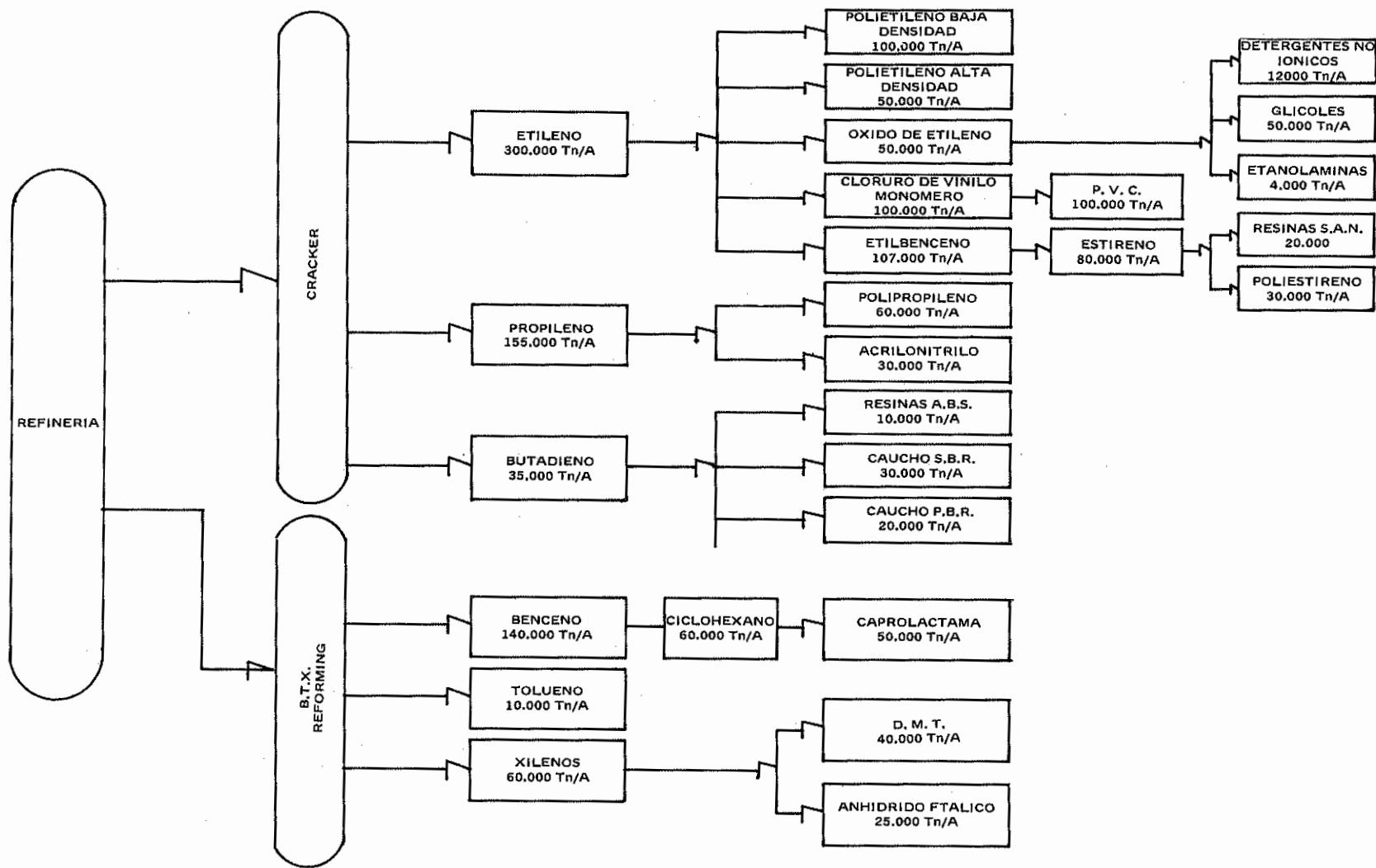
ESTIMACION DE LA DEMANDA FUTURA DE OTROS PRODUCTOS QUIMICOS (TM)

	1.977	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	77/80	80/85
Latex SBR	240	270	290	320	355	390	430	470	520	10	10
Caucho SBR	2.660	2.930	3.220	3.540	3.900	4.290	4.715	5.190	5.700	10	10
Negro humo	2.205	2.425	2.670	2.935	3.230	3.550	3.910	4.297	4.730	10	10
<i>Productos tensoactivos</i>											
Clorofluoro metanos	345	380	415	455	500	555	610	670	735	10	10
Cianuros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Plasticantes ftálicos	1.430	1.630	1.860	2.120	2.350	2.610	2.900	3.220	3.570	14	11
Tricloro etileno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tetra-cloro-etileno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Metanol	1.880	2.110	2.360	2.640	2.900	3.190	3.510	3.870	4.250	12	10
Isepropanol	735	825	920	1.030	1.130	1.250	1.370	1.510	1.660	12	10
m-butanol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Isobutanol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2- etil-hexanol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Etilenglicol				1.500	1.650	1.800	2.000	2.200	2.400	10	
Dietilenglicol	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Trietilenglicol	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
<i>Etanolaminas</i>											
Polietilenglicoles	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Fenol	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Oxido etileno	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Oxido propileno	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Anhidrido Maleico	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Anhidrido Ftálico	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Hexametilen diamina	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Dinitrotolueno	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

	1.977	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	77/80	80/85
Tiluidiamina	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Toluen - diisocionato	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Etileno	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Propileno	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Butadieno	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Tolueno	600	665	730	800	885	970	1.070	1.180	1.300	10	10
Xilenos	360	400	440	480	530	585	640	710	780	10	10
Propilén-glicoles											
Eteres de los propilenglicoles	100	108	116	126	136	147	159	171	185	8	8
Polipropilenglicoles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pentacritritol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Metil-etil-cetona	130	146	160	177	190	206	223	240	260	10	8
Netil-isobutilcetona	145	160	177	195	210	227	245	265	286	10	8
Formal dehido	105	120	140	160	180	204	230	260	295	15	13
Acetona	300	335	376	420	460	510	560	615	680	12	10
Acido acético	200	220	240	266	290	320	355	390	430	10	10
Dodecilbenceno	1.370	1.550	1.750	1.980	2.200	2.440	2.710	3.000	3.340	13	11
Tridecilbenceno	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Cloro-parafinas	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Estireno	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Dicloruro de etileno	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Cloruro de Vinilo	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Acetato de Vinilo	350	500	600	700	850	1.000	1.300	1.400	1.500		
Metilmetacrilato	120	144	170	210	240	280	320	370	420	20	15
Acido tereftálico	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
DMT	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Acrilonitrilo	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
e caprolactama	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Ciclohexano	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Cumeno	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Acetaldehido	-	-	-	-	-	-	-	-	-		



**ANEXO No 4**  
**ESQUEMA TENTATIVO DEL PLAN MAESTRO PETROQUIMICO ECUATORIANO**



# LA REPRESA HIDROELECTRICA DE SALTO GRANDE

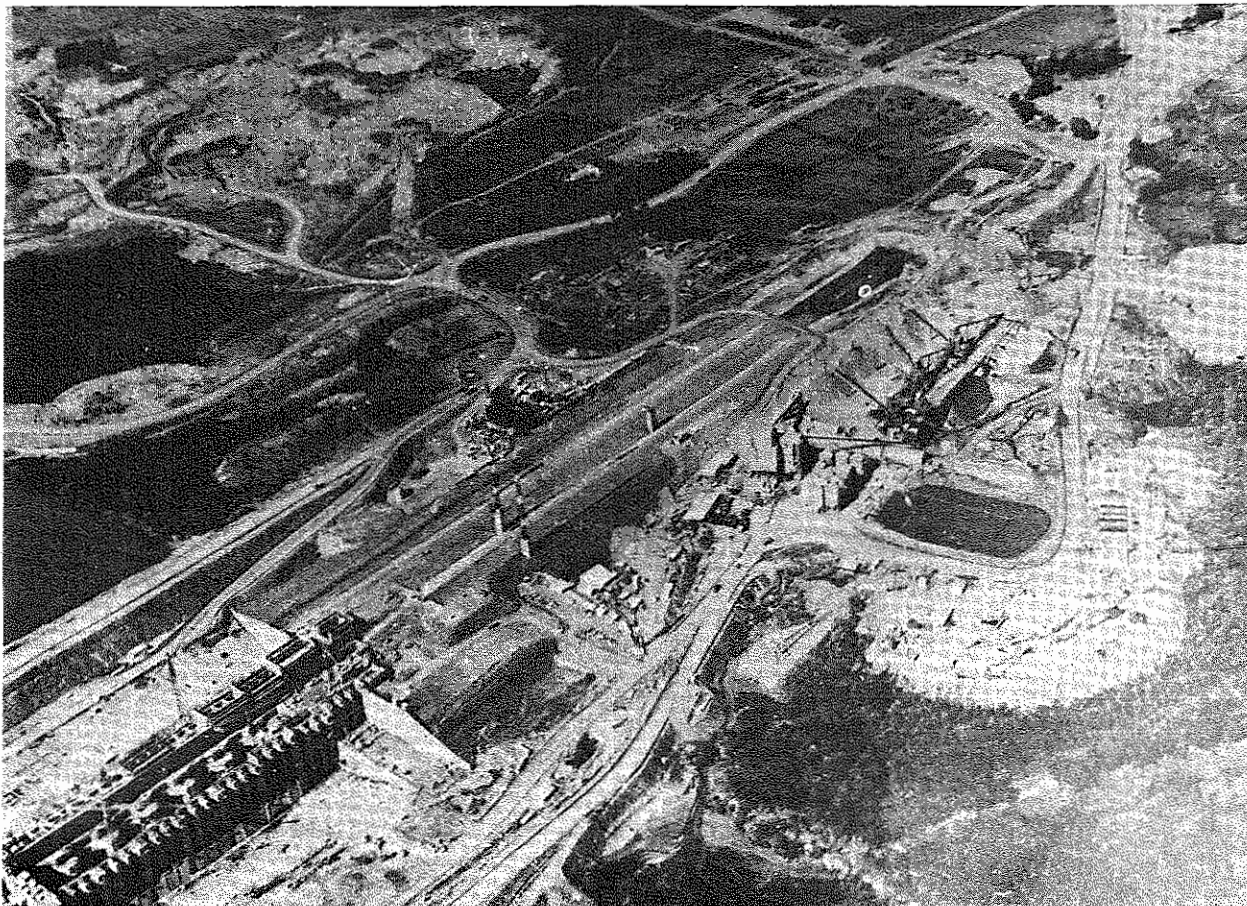
● ROMAN BERRO CASTELLS

ASESOR ENERGETICO DEL MINISTERIO  
DE INDUSTRIAS Y ENERGIA DEL  
URUGUAY.

## I.- ANTECEDENTES

### I.a.- Primeras actuaciones

Corresponde al ingeniero Juan T. Smith la prioridad de toda la actividad vinculada al aprovechamiento hidroeléctrico de Salto Grande. En efecto, en 1907, este profesional uruguayo, luego de un viaje a Europa, planteó al propio Presidente de la República la necesidad de ir dando forma, mediante los estudios previos necesarios, a la posible Central de Salto Grande, por lo cual se le designó, el 29 de enero de ese año, cuando aún no había cumplido los 30 años, "con el cometido de efectuar el estudio de la utilización de las fuerzas motrices del Río Uruguay, en las caídas del Salto por el establecimiento de una instalación hidroeléctrica con el maximum de potencia aprovechable de que es capaz dicho curso de agua".



### ROMAN BERRO CASTELLS

- Ingeniero Civil de la Facultad de Ingeniería de la Universidad del Uruguay.
- Ingeniero de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE).
- Master of Science - Georgia, Institute of Technology.
- Delegado del Comité Uruguayo de la CIER ante la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER).
- Especialista del Sector Energético en el Banco Interamericano de Desarrollo-(BID)- 1967 - 1972.
- Catedrático de Planificación de la Facultad de Ingeniería de Montevideo, Uruguay.
- Representante del Gobierno Uruguayo a la Reunión de Expertos Energéticos de la Cuenca del Plata.
- Representante del Gobierno Uruguayo a la IV y V Junta de Expertos de la Organización Latinoamericana de Energía.
- Representante del Gobierno Uruguayo a la V, VI y VII Reunión de Ministros de la OLADE.

### THE HYDROELECTRIC DAM OF SALTO GRANDE

This binational project held by Argentina and Uruguay - the first one between these two Latin American countries in the field of hydroelectric energy - is analyzed in this article under three chapters, which comprises the following:

*Background of the work.*- After fulfilling the first international formalities, starting on January 1938, is put into effect as a binational institution the Mixed Technical Commission of Salto Grande, on December 1946, formed by an equal number of delegates per country and in charge of all matters related to utilization, damming and water derivation of the Uruguay River.

Between 1969 and 1974 the whole concept of the project is achieved and is under execution since April 1, 1974.

*Goals of the project under construction.*- This chapter deals with the unique aspects of development of the Hydroelectric Basin which, besides serving as supply of pure water, will assure navigation, saving obstacles like Los Saltos, will facilitate the irrigation of its margins and link the road and railroad systems between both countries.

It is stated that the Hydroelectric Plant of Salto Grande will have a final capacity of 1.890 MW.

Finally, in the chapter corresponding to *Work Performed Up to December 31, 1976*, different work, common and uncommon are specified which is being executed by both countries. The total cost of the project is calculated in approximately 1.000 million dollars.

El mismo decreto determinaba además: "Tratándose de una fuerza motriz establecida en aguas jurisdiccionales, diríjase nota al Ministro de Relaciones Exteriores, a fin de que comunique lo resuelto al Gobierno Argentino invitándolo para efectuar en común los estudios topográficos e hidrográficos que sean necesarios.

De inmediato el ingeniero Smith visitó las autoridades de la República Argentina, país que hasta el momento solamente estaba encarando los problemas de navegación del río limítrofe, pero que recibió de buen grado las ideas esbozadas y aceptó colaborar en los estudios previos que iniciaría el Ing. Smith. Fue así que se comenzaron las primeras actividades destinadas al futuro proyecto de central hidroeléctrica de Salto Grande, entre los años 1907 y 1908.

En 1911 visitó el Río de la Plata el ingeniero francés Maurice Mollard, quien luego de interiorizarse sobre los trabajos emprendidos, presentó en agosto de 1912 al Congreso Nacional de la República Argentina, por sí, y en representación de capitalistas extranjeros, una solicitud de concesión para utilización del Río Uruguay a fin de mejorar la navegación y aprovechar la fuerza en producción de energía eléctrica.

Dicha proposición no prosperó y quedó trunca por la iniciación de la Primera Guerra Mundial.

Sin embargo, entre 1923 y 1924 apareció una misión francesa que hizo estudios hidrológicos y geológicos en la zona, basándose también en los informes iniciales del ingeniero Smith.

#### I.b. — Primera formalidad internacional

En Buenos Aires, el 13 de enero de 1938, se labró un Acta en la Cancillería Argentina, en la que los Gobiernos de los dos países del Plata establecieron varios conceptos relativos a incidencias habidas en el Río Uruguay, pero además suscribieron el punto 5o. que reza: "Conceptuando de interés común el aprovechamiento de la fuerza hidráulica del Río Uruguay, para ambos Países, acuerdan promover la designación de una Comisión Técnica Mixta Argentina-Uruguay que procederá al estudio respectivo e informará a la brevedad posible a ambos Gobiernos para los efectos de su realización".

Este primer documento fue aprobado por ambos Gobiernos el 22 de enero de 1938.

#### I.c. — La Comisión Técnica Mixta (C.T.M.)

Esta entidad binacional, a pesar de los términos del instrumento suscrito que se menciona en el inciso anterior, recién tuvo vigencia a partir del Convenio suscrito entre ambas Repúblicas el 30 de diciembre de 1946, que en su artículo 2o. dice: "Las Altas Partes contratantes acuerdan designar y mantener una Comisión Técnica Mixta compuesta por igual número de delegados por cada país, la que tendrá a su cargo todos

los asuntos referentes a la utilización, represamiento y derivación de las aguas del Río Uruguay."

Si bien esa fecha marca la institucionalización de la C.T.M. Salto Grande, la Delegación Uruguaya había comenzado su actividad con anterioridad, y su Acta No. 1 es del 19 de agosto de aquel año, y posteriormente dedicó el lapso de tiempo hasta finales de año para, en colaboración con la Delegación Argentina, elaborar un proyecto de Convenio y otro de Protocolo adicional que fueron elevados a las respectivas Cancillerías de los dos Gobiernos y merecieron la aprobación mencionada en el párrafo anterior.

El 27 de enero de 1947 tuvo lugar la primera reunión oficial de la Comisión Técnica Mixta en Buenos Aires. Es digno de mencionarse que el Ing. Juan T. Smith, presidente de la Delegación Uruguaya en todo ese período previo, no pudo asistir a la sesión de Buenos Aires por motivos de salud, y por ello también debió renunciar a su alto cargo en febrero del 47. Sin embargo, la actividad de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande quedó reducida a aspectos programáticos de actividad, sin poder pasar a la etapa de realizaciones hasta que se concretaran las Reglamentaciones necesarias para efectivizar el Convenio de 1946.

#### I.d. — Puesta en marcha del proyecto

El 26 de noviembre de 1973 se sanciona el acuerdo reglamentario del Convenio, el que define la condición jurídica de la C.T.M., establece parámetros básicos sobre el proyecto y define asimismo las obras comunes y las que no lo son. A continuación, la propia Comisión elabora los reglamentos de detalle para los distintos tipos de tareas y permite, consecuentemente, que se arme debidamente todo el andamiaje estructural de la C.T.M.

Durante el lapso transcurrido se habían adelantado los trabajos técnicos, y es así que en 1962 la C.T.M. Salto Grande recibe de la firma consultora seleccionada SADELEC el estudio de factibilidad primario, que proponía dos centrales de 720 MW cada una.

En 1969 la Comisión vio llegado el momento de actualizar el proyecto de SADELEC y firma un contrato con el Consorcio formado por ACRES Int. con consultoras argentinas y uruguaya, que se presenta en 1971. En este caso ya se van delineando los elementos en una forma definitiva.

El tercer y definitivo paso tuvo lugar en 1972, cuando la C.T.M. llamó a concurso de Consultoras para realizar el proyecto definitivo y los planos para los llamados a licitación de la obra. Este concurso fue firmado con el Consorcio formado por Chas T. MAIN Int. (de EE.UU.), IATASA e INCONAS (Rep. Argentina) y la consultora ICLA (de Uruguay).

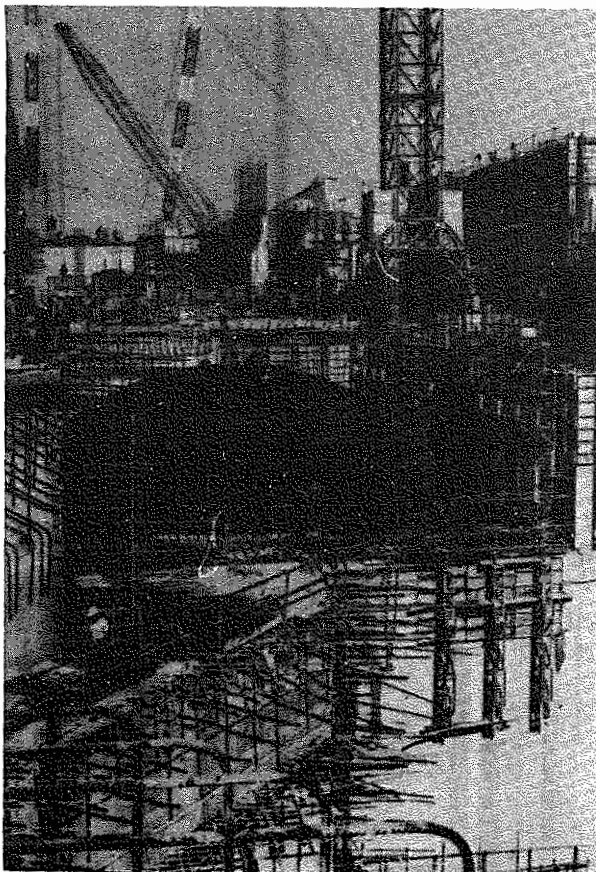
De esta manera se alcanzó la concepción del proyecto definitivo que está en ejecución desde el 1o. de abril de 1974.

La principal modificación del concepto sobre la Central entre el plan que se ejecuta y el estudio de ACRES y Asociados estriba en el hecho que ahora se construyen dos casas de máquinas enteramente iguales, una en cada margen del Río, mientras que la idea anterior consistía en una sala central de carácter binacional. Una consecuencia directa de esta circunstancia promovió asimismo el establecimiento de un sistema de transmisión de Extra Alta Tensión, previsto inicialmente en 400 KV del lado uruguayo y 500 KV en el territorio argentino, el que fuera modificado durante la primera etapa de construcción de la obra, para unificar ambas tensiones en 500 KV para el anillo común y las transmisiones a los sistemas de AyEE (Argentina) y de UTE (Uruguay).

## II.- METAS DEL PROYECTO EN CONSTRUCCION

### II.a.- Aspectos singulares del aprovechamiento

- En primer término, debe significarse que esta obra binacional es la primera que se emprende entre dos países latinoamericanos en el campo de la energía, constituyéndose así en líder dentro de su rama, donde ahora está en marcha la Central mayor del mundo, Itaipú, entre Brasil y Paraguay, sobre el Río Paraná.
- En segundo lugar, constituye la C.H.E. de Salto Grande un aprovechamiento múltiple de las aguas del Río Uruguay, por cuanto:



servirá para abastecimiento de agua potable; asegurará la navegación, salvando los obstáculos de los Saltos; posibilitará el riego en sus márgenes; promoverá el uso armónico y la calidad de las aguas en el embalse; vinculará el sistema vial y también el ferroviario entre los dos países limítrofes.

- Y todo ello además de haberse logrado una Central que tendrá una potencia final de 1.890 MW, mediante la instalación de dos centrales gemelas de 6 unidades cada una de 135 MW inicialmente, y luego de quedar montadas, una séptima unidad sobreequipará cada Sala de Máquinas hasta conseguir así 945 MW para cada país y 3.300 GWh anuales en cada subestación marginal.

- El cronograma prevé la puesta en servicio de las dos primeras unidades en 5 años de plazo, o sea para abril de 1979, estando fijado que a fines de 1980 estará en servicio la totalidad del equipamiento indicado en 12 turbinas Kaplan que aprovechan una caída media de 25,30 m. en el desnivel normal del Río luego del embalse.

### II.b.-El proyecto de obras

Las partes funcionales del proyecto de obras civiles consta de:

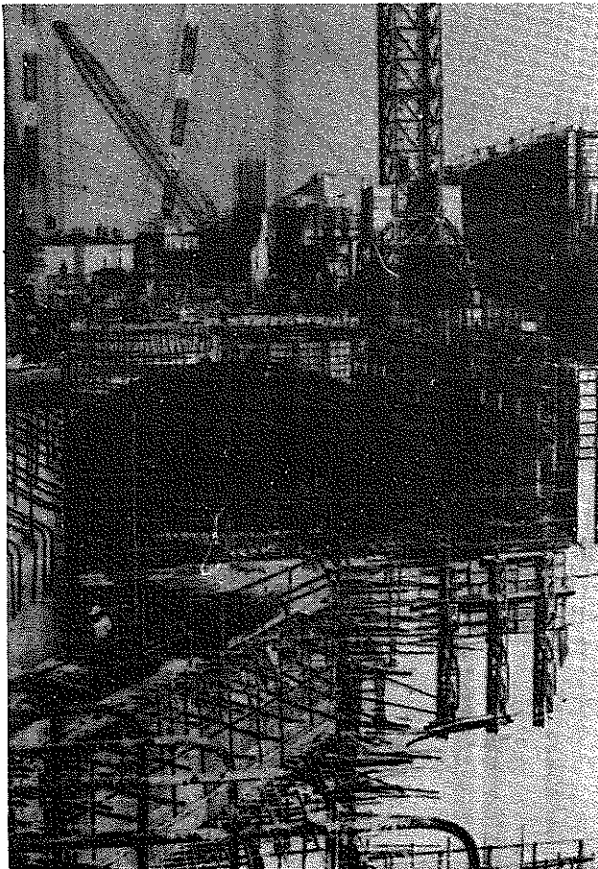
- Un vertedero ubicado en el centro del río, formado por 19 vanos de 15,30 m. de luz libre con una longitud total de 375 m., que descargan en un lecho amortiguador y se equipan con compuertas radiales de 18 m. de altura. Inicialmente, la estructura de 12 vanos del vertedero, con un umbral rebajado a la cota 6,50, será utilizado para la derivación del río en las etapas constructivas.
- Dos centrales iguales, con ocho módulos de 29,50 m. de largo y 236 m. de longitud total, simétricamente ubicadas a los costados del vertedero. Cada central consta de 6 módulos para turbogeneradores y 2 para salas de montaje, además de un edificio separado de comando y servicios auxiliares. Debajo de cada uno de los módulos de las salas de montaje se ubicarán 3 descargadores de fondo, pero uno de los módulos de las salas de montaje es diseñado para que, una vez concluido el mismo, pueda albergar la séptima unidad adicional de instalación futura.
- Dos diques de materiales sueltos con revestimientos de escollera completarán el cierre del embalse entre las estructuras de hormigón y las dorsales del terreno de ambas orillas.

La principal modificación del concepto sobre la Central entre el plan que se ejecuta y el estudio de ACRES y Asociados estriba en el hecho que ahora se construyen dos casas de máquinas enteramente iguales, una en cada margen del Río, mientras que la idea anterior consistía en una sala central de carácter binacional. Una consecuencia directa de esta circunstancia promovió asimismo el establecimiento de un sistema de transmisión de Extra Alta Tensión, previsto inicialmente en 400 KV del lado uruguayo y 500 KV en el territorio argentino, el que fuera modificado durante la primera etapa de construcción de la obra, para unificar ambas tensiones en 500 KV para el anillo común y las transmisiones a los sistemas de AyEE (Argentina) y de UTE (Uruguay).

## II.- METAS DEL PROYECTO EN CONSTRUCCION

### II.a.- Aspectos singulares del aprovechamiento

- En primer término, debe significarse que esta obra binacional es la primera que se emprende entre dos países latinoamericanos en el campo de la energía, constituyéndose así en líder dentro de su rama, donde ahora está en marcha la Central mayor del mundo, Itaipú, entre Brasil y Paraguay, sobre el Río Paraná.
- En segundo lugar, constituye la C.H.E. de Salto Grande un aprovechamiento múltiple de las aguas del Río Uruguay, por cuanto:



servirá para abastecimiento de agua potable; asegurará la navegación, salvando los obstáculos de los Saltos; posibilitará el riego en sus márgenes; promoverá el uso armónico y la calidad de las aguas en el embalse; vinculará el sistema vial y también el ferrocarril entre los dos países limítrofes.

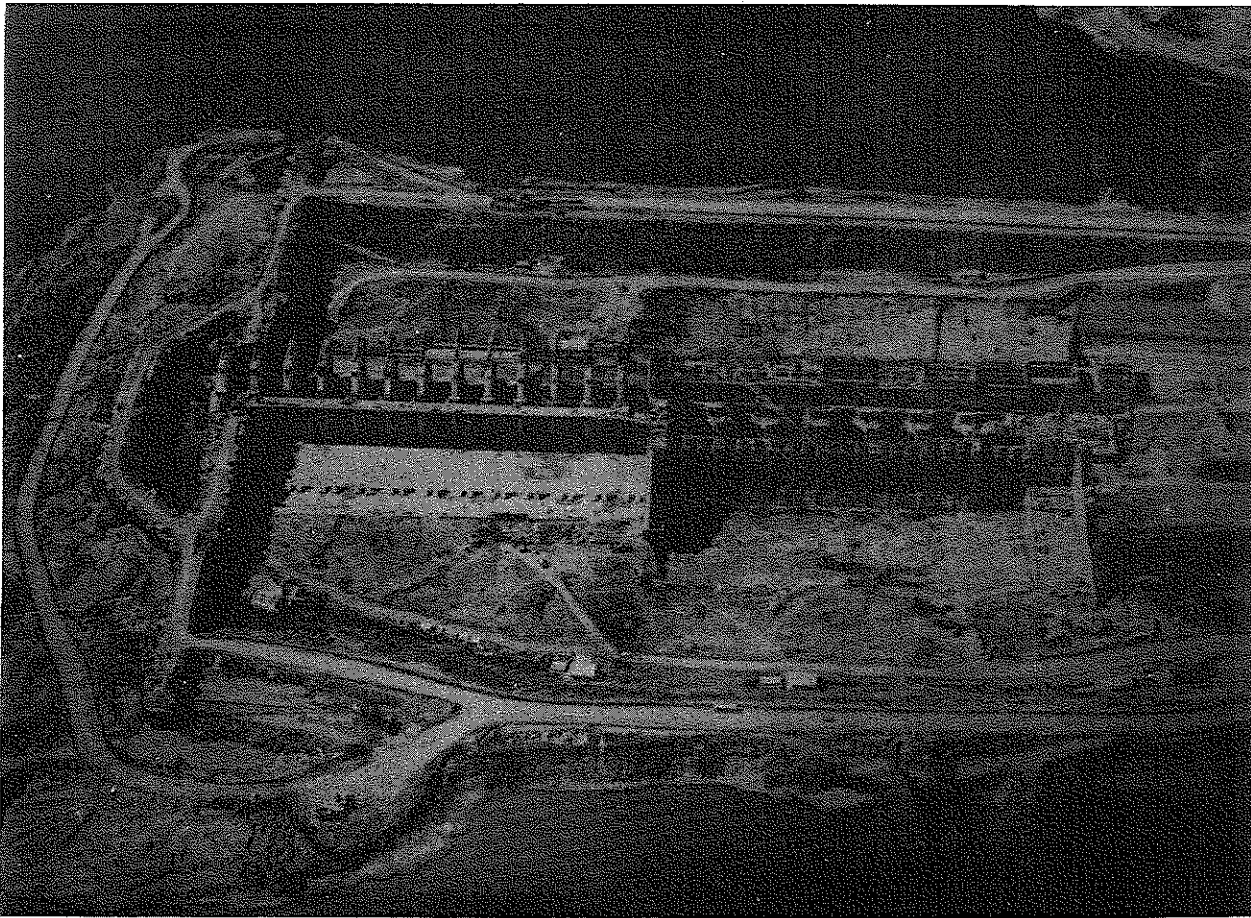
- Y todo ello además de haberse logrado una Central que tendrá una potencia final de 1.890 MW, mediante la instalación de dos centrales gemelas de 6 unidades cada una de 135 MW inicialmente, y luego de quedar montadas, una séptima unidad sobreequipará cada Sala de Máquinas hasta conseguir así 945 MW para cada país y 3.300 GWh anuales en cada subestación marginal.

- El cronograma prevé la puesta en servicio de las dos primeras unidades en 5 años de plazo, o sea para abril de 1979, estando fijado que a fines de 1980 estará en servicio la totalidad del equipamiento indicado en 12 turbinas Kaplan que aprovechan una caída media de 25,30 m. en el desnivel normal del Río luego del embalse.

### II.b.-El proyecto de obras

Las partes funcionales del proyecto de obras civiles consta de:

- Un vertedero ubicado en el centro del río, formado por 19 vanos de 15,30 m. de luz libre con una longitud total de 375 m., que descargan en un lecho amortiguador y se equipan con compuertas radiales de 18 m. de altura. Inicialmente, la estructura de 12 vanos del vertedero, con un umbral rebajado a la cota 6,50, será utilizado para la derivación del río en las etapas constructivas.
- Dos centrales iguales, con ocho módulos de 29,50 m. de largo y 236 m. de longitud total, simétricamente ubicadas a los costados del vertedero. Cada central consta de 6 módulos para turbogeneradores y 2 para salas de montaje, además de un edificio separado de comando y servicios auxiliares. Debajo de cada uno de los módulos de las salas de montaje se ubicarán 3 descargadores de fondo, pero uno de los módulos de las salas de montaje es diseñado para que, una vez concluido el mismo, pueda albergar la séptima unidad adicional de instalación futura.
- Dos diques de materiales sueltos con revestimientos de escollera completarán el cierre del embalse entre las estructuras de hormigón y las dorsales del terreno de ambas orillas.



- Un puente internacional, vial y ferroviario, de 833 m. de longitud, ubicado aguas arriba sobre las estructuras centrales y el vertedero, que se prolonga sobre el coronamiento de los diques laterales para conectar los sistemas de ambos países.
- Una esclusa de navegación sobre la margen derecha (territorio argentino), aguas arriba de la presa, dimensionada para embarcaciones de 9 pies de calado, en un cuenco de 135 por 24 m.
- El largo total de la presa, incluyendo las obras citadas, alcanza en sus extremos un metraje de 3.933, correspondientes a cada dique de tierra: 1.650 m. en la margen derecha y 1.500 m. en la izquierda.
- La altura media de 25,30 m. puede alcanzar un máximo de 32,50 m. y mínimo de 18,50 m. Se ha diseñado para un caudal medio de 4.643 m<sup>3</sup>/s, pero se ha previsto el diseño para un volumen máximo de crecida de 67.500 m<sup>3</sup>/s.
- El embalse resultante abarca una superficie normal de 620 km<sup>2</sup>, conteniendo un volumen total de agua de 5.000 Hm<sup>3</sup>, siendo útil un volumen de 1.800 Hm<sup>3</sup>. Debido a los cau-

dales muy variables del río, la capacidad del embalse de Salto Grande es insuficiente para regularlos. Los estudios revelaron que es preferible mantener el nivel de operación, salvo en periodos de estiaje muy prolongados. En consecuencia, las centrales utilizarán los caudales disponibles con una regulación diaria y semanal. Durante las crecidas, la necesidad de evacuarlas prácticamente sin variación de nivel del embalse, causará fuertes reducciones en la caída de operación de las turbinas. En los casos de estiajes prolongados que abarquen períodos extensos, se utilizará durante las horas de pico parte del agua almacenada, para mantener la potencia garantida. Sin embargo, el hecho de asegurar la navegación aguas abajo impondrá ciertas restricciones a la velocidad con que se podrá tomar la carga del pico.

- El canal para navegación sobre la margen izquierda se extenderá 12 km. y tendrá, asimismo, una esclusa en su extremo aguas abajo, próximo a la ciudad argentina de Concordia, con lo que se prolongará la navegabilidad cerca de 150 km. aguas arriba de la presa, hasta el extremo limítrofe de las dos Repúblicas involucradas.

Con referencia al equipamiento electromecánico,

pueden referirse brevemente los siguientes datos:

- Las turbinas son del tipo Kaplan para potencia de 187.500 CV bajo la caída media con velocidad de sincronismo de 75 rpm.
- Los generadores con potencia nominal de 150 MVA con factor de potencia de 0,9 y tensión de generación de 13,8 kV. Su disposición se ha adoptado con la solución de cojinete de empuje apoyado sobre la tapa de la turbina y de un único cojinete guía sobre el rotor del generador.
- La sección de toma de cada turbina se equipa con compuerta plana de 6,50 m. por 15 de altura, protegida por reja de 6,50 x 18 m., compuesta de cuatro elementos. El cierre auxiliar se hará por tableros de chapa de acero, tanto del lado de toma como de aguas abajo, ambos accionados por las respectivas grúas pórticos exteriores.
- Los 19 vanos del vertedero se cerrarán mediante compuertas radiales, teniendo también tableros auxiliares de cierre.
- En cada central irán dos grúas puente de 350 T. cada una y otra auxiliar de 25 T. Exteriormente, las grúas pórticos podrán soportar 150 T. del lado de toma y 35 T. aguas abajo de cada central.

Tocante a la financiación, puede informarse que: Costo total del proyecto (con escalamiento anticipado previsto hasta la financiación): algo más de US\$ 1.000 millones.

Existen los siguientes elementos de financiación:

Banco Interamericano de Desarrollo:	US\$ 174 millones
Crédito proveedores:	US\$ 186 millones
Aportes locales:	US\$ 600 millones
A determinar (canal para navegación):	US\$ 70 millones
Total:	US\$ 1.030 millones

### III.- OBRA REALIZADA AL 31 DE DICIEMBRE 1976

Quedó construída en el mes de septiembre de 1976 la estructura básica de sala de máquinas y 12 tramos de vertedero del lado uruguayo, se comenzó de inmediato la tarea de permitir el paso del río a través de los descargadores de fondo y vertederos rebajados para comenzar con las ataguías de la margen argentina, para ejecutar así la segunda etapa de la obra civil básica

que incluye la sala de máquinas derecha y los 7 tramos restantes de vertedero y los descargadores de fondo, que en la tercera etapa permitirán el pasaje del río por entre la estructura.

La excavación del lado argentino ha comenzado para ir a la cota de fundación del proyecto, mientras se continúan, en lo pertinente, las obras de la margen izquierda.

Al mismo tiempo, se ha proseguido con la inspección en fábrica de los diversos contratos ya firmados para los aprovisionamientos electromecánicos de la central, tanto en la sala de máquinas como en vertederos, tomas, etc.

En la actualidad se encuentran en estudio las ofertas para las líneas de transmisión, que incluyen un estrecho rectángulo (llamado anillo común) que une las dos centrales en Salto Grande y se extiende por los bordes del Río Uruguay hasta Colonia Elía (República Argentina) y San Javier (República Oriental del Uruguay), quedando cerrado el anillo entre estos dos puntos.

Las líneas no comunes corresponden en la primera etapa a los tramos:

Salto Grande—Santa Fé y C. Elía—Buenos Aires (República Argentina) y S. Javier—Montevideo (lado uruguayo). Se incluyen las correspondientes subestaciones en los puntos señalados, amén de algunas intermedias, como ser la de Gral. Rodríguez en la proximidad de B. Aires y la de Palmar, en la nueva Central Hidroeléctrica que construirá Uruguay.





# PANORAMA ECONOMICO ENERGETICO DE VENEZUELA

## ● MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS:



*Presidente Carlos A. Pérez: Al primer año de la nacionalización del petróleo*

### LA POLITICA ENERGETICA

Durante el año 1976 se concretaron las iniciativas para enfrentar en forma global e integral toda la cuestión energética, que se había venido promoviendo a raíz de la designación por el Presidente de la República, Sr. Carlos Andrés Pérez, de la Comisión de la Reversión de la Industria Petrolera, representativa de todos los sectores del país, para preparar la Nacionalización de la Industria Petrolera.

Los estudios de esa Comisión sentaron las bases para que el Gobierno reestructurara el Consejo Nacional de la Energía y se diera comienzo a la formulación de una política energética integral, poniendo fin a un largo período en que los subsectores energéticos tales como petróleo, gas, electricidad, carbón, etc., eran considerados en forma aislada y sin la suficiente coordinación en función del desarrollo nacional.

Los lineamientos de la política energética del país se fundamentan en el principio básico de la conservación, la cual implica no sólo mantener en estado natural la mayor cantidad posible de las riquezas naturales no renovables, sino también explotarlas racionalmente, optimizando sus beneficios económicos y sociales.

SOLICITELO A NUESTRA DIRECCION POSTAL



## ANUARIO DE NOTICIAS

## ENERGETICAS

1976

DEPARTAMENTO DE INFORMACION  
Y ESTADISTICA

A partir de estos planteamientos básicos se ha orientado a lineamientos específicos que pueden resumirse así:

**En producción de hidrocarburos.**

Reducción de la producción de petróleo y gas con el fin de que la explotación racional de los mismos pueda prolongar su existencia el mayor tiempo posible y financiar así la construcción de una economía nacional diversificada e independiente.

**Exportaciones de Petróleo.**

Favorecer la venta de crudos pesados y derivados livianos de petróleo, lo cual permitirá la conservación de los petróleos livianos, así como incorporar otras tecnologías y multiplicar los procesos de transformación para generar un número mayor de productos.

Al mismo tiempo se incrementará la industria petroquímica, la cual además de generar una vasta gama de nuevos productos y con ello importantes ingresos, dará una contribución a la industrialización del país y a la obtención de una mayor valorización de nuestros productos en el mercado internacional.

En cuanto al gas se debe orientar su uso hacia actividades de transformación, procurando la reducción de su empleo como combustible.

**Producción y consumo interno de energía.**

Utilizar en el mercado interno la mayor cantidad posible de recursos energéticos distintos al petróleo y al gas, sin perjuicio de los aumentos naturales que exija el desarrollo. Esto plantea la necesidad de incorporar el carbón a la estructura energética del país, a través de los respectivos programas de explotación y orientar su uso hacia los tipos de consumo más aconsejables.

El consumo de derivados con destino al transporte y a la industria debe canalizarse en forma adecuada conjuntamente con el diseño de una política industrial, particularmente la automotriz, que racionalice el uso de combustible en el país, a causa del gran peso que representa el consumo de gasolina por los automotores.

Asimismo, resulta indispensable maximizar el aprovechamiento de todos los recursos hidroeléctricos y orientar la generación de energía eléctrica como fuente térmica hacia la utilización del carbón en los casos en que ello sea posible, y/o combustibles pesados de menor valor comercial de exportación, evitando igualmente el uso de gas como combustible para la generación de electricidad. Para todo ello habrá de dársele prioridad a la ampliación de la Central Hidroeléctrica del Guri, en el Río Caroní, afluente del Orinoco, que ya ha sido programada para incrementar la generación de energía eléctrica de 2.065.000 Kw. actuales a 9 millones de Kw en 1985 al concluir la etapa final de utilización del potencial.

La presa del Guri tiene actualmente 110 metros de alto y será elevada a 162 metros. Contiene un volumen de agua de 17.700 millones de metros cúbicos que serán elevados a 140.000 millones de metros cúbicos. El área inundada constituye un lago de 800 kilómetros cuadrados que se ampliará a 4.250 kilómetros cuadrados al concluir la última etapa. Los generadores actuales son 10 y serán 20 al final. La inversión estimada para esta ampliación es superior a los 5 millones de bolívars.

Otros recursos hidroeléctricos cuya planificación ha de acometerse, son los potenciales de los ríos Caura en Guayana, y Uribante en Los Andes; los raudales de Atures y Maipures en el Orinoco; del río Ventuari en Guayana así como de ríos de Los Andes en los cuales se identifique un potencial aprovechable.

Está planteada la incorporación de plantas hidroeléctricas en proyectos de uso múltiple, así como la utilización de centrales hidroeléctricas pequeñas para satisfacer demandas locales de energía.

Por ser la generación de electricidad la actividad consumidora de combustible de la mayor ineficiencia, se considera conveniente comenzar a evaluar las posibilidades de utilizar como fuente de generación a la energía nuclear y cuantificar los recursos radioactivos de Venezuela, a pesar de que los estudios sobre la utilización de este recurso natural como factor energético en el país señala que sus posibilidades sólo se vislumbran hacia fines de la próxima década.

En cuanto a las reservas energéticas del país.

Establecer programas especiales y extraordinarios para incrementar las reservas convencionales de petróleo y

desarrollar los métodos técnico - económicos adecuados para la explotación de los crudos pesados. Las inversiones relativas a los programas especiales tendrán como objetivo maximizar el monto de las reservas probadas, tanto para asegurar volúmenes mayores de recursos como para permitir que el país conserve su poder negociador en el escenario petrolero internacional. En cuanto a la Faja Petrolífera del Orinoco se intensificarán las actividades que permitan lograr su mejor evaluación tales como la exploración geofísica, la perforación de pozos estratigráficos, la realización de pruebas de producción y proyectos que permitan determinar el proceso comercial más apropiado para su mejoramiento.

Estos lineamientos, con cierto grado de especificidad, representaron un paso muy importante en la aclaratoria y comprensión del problema energético del país.

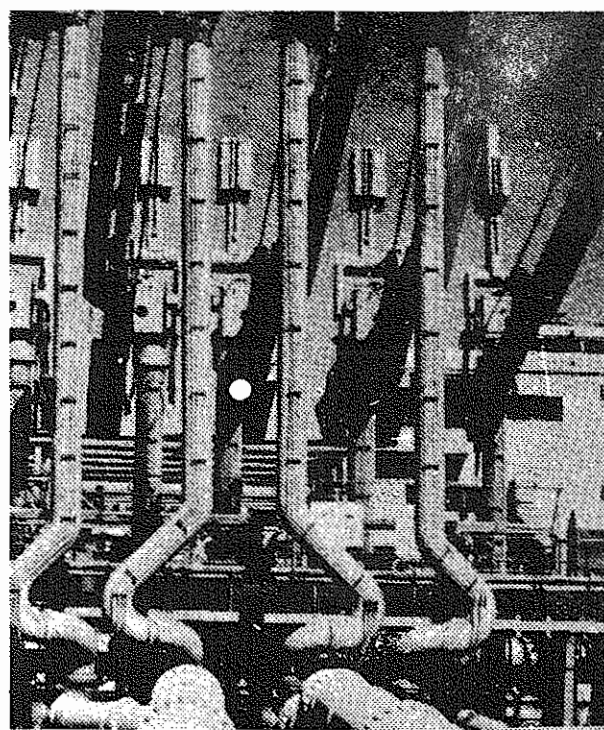
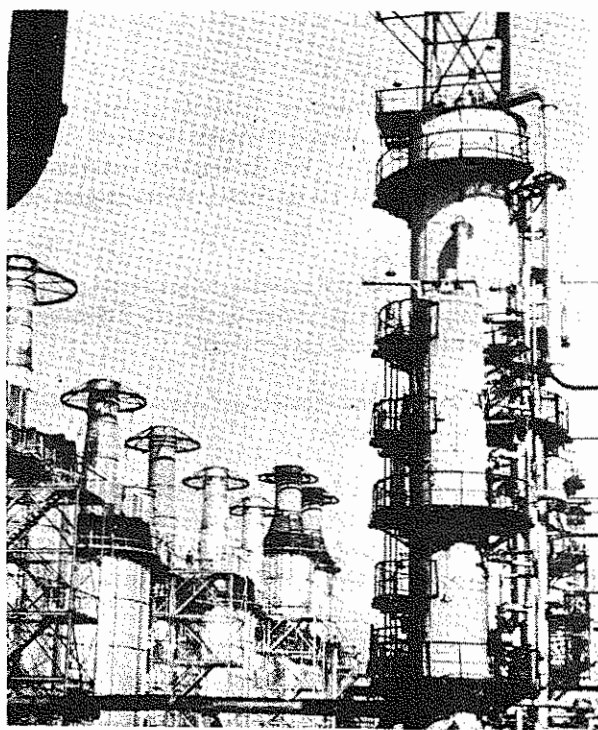
En un período relativamente breve se ha ido detallando y estudiando las diversas medidas y acciones coherentes con los lineamientos expresados anteriormente y así tenemos:

En cuanto al petróleo se estableció un límite de producción, para el periodo 1976 - 1980 del V Plan de la Nación, de 2.200.000 barriles diarios lo que significó una reducción de casi 800.000 barriles diarios respecto a la producción de 1974. Esto a su vez significó una reducción considerable en la producción de gas asociado y disminución en el volumen de gas perdido y botado.

- Se concibió el Plan Petroquímico Nacional del cual se adelantan programas que van en concordancia con la Industrialización del Petróleo y gas.
- Se adelantan los estudios para la construcción de una Planta de Bioproteínas en el mismo orden de ideas anteriores.
- Se elaboró el Proyecto de Desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco lo cual permitirá, a la vez que aumentar decisivamente nuestras reservas probadas de petróleo, tener la posibilidad de incorporar, a mediano plazo producción de petróleo pesado de esa acumulación petrolífera favoreciendo con ello la disminución de la producción de petróleos livianos.

Para el mejor cumplimiento de sus funciones el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, cuyo titular es el doctor Valentín Hernández Acosta, se ha transformado en Ministerio de Energía y Minas, dentro de una reestructuración general de la Administración Central aprobada por el Congreso Nacional mediante la Ley correspondiente.

Los programas y proyectos previstos para 1977 indican que Venezuela se dispone a dar pasos firmes hacia la consolidación de su industria petrolera bajo la gestión directa del Estado.



---

LAS PRINCIPALES CIFRAS

DE  
LA INDUSTRIA  
PETROLERA EN 1976

**Producción:**

840.000.000 barriles con una disminución de 17.000.000 de barriles en comparación al año 1975, equivalente a 2,2%.

La disminución registrada estaba prevista en la política adoptada por el Ejecutivo de fijar la producción alrededor de los 2.200.000 barriles diarios con una cierta flexibilidad operacional.

**Exportación:**

La exportación total de petróleo crudo, productos refinados y productos líquidos del gas, PLG, alcanzó la cifra de 779.970.000 barriles, equivalente a 2.131.066 barriles diarios.

Esto representa un aumento de 7.350.271 barriles, equivalente a 14.200 barriles diarios en comparación con 1975.

El aumento en las exportaciones se pudo efectuar a pesar de la disminución en la producción, debido a la recuperación en la actividad de refinación y a la reducción de los altos niveles de inventario de combustible residual acumulado por las empresas a finales de 1975, antes de la Nacionalización.

El volumen de petróleo crudo exportado fue de 503.000.000 de barriles (1.373.000 barriles diarios), lo cual significa una disminución de 6,90 por ciento, equivalente a 38.000.000 de barriles en comparación con 1975.

En 1976 la exportación de crudo pesado se situó en 141.640.961 barriles con aumento de 8.733.982 barriles, 6,57 por ciento.

El volumen de crudo mediano exportado fue de 165.612.922 barriles con disminución de 7.423.627 barriles, 4,29% en relación al año anterior. De crudos livianos se exportaron 195.746.117 barriles (39.620.053 barriles menos) lo cual representa una disminución de 16,83 por ciento en relación con el crudo liviano exportado en 1975.

El aumento de las exportaciones de crudos pesados y la disminución en crudos medianos y livianos, corresponden a la política del Ejecutivo Nacional de estimular la producción de los primeros y limitar la de los medianos y livianos.

De productos refinados se exportó en 1976 un volumen de 262.583.308 barriles (757.721 barriles diarios), lo cual representa un aumento de 46.857.623 barriles (113.132 barriles diarios), es decir un incremento de 21,72 por ciento con respecto a 1975.

La exportación de productos líquidos de gas fue de 13.600.000 barriles.

**Mercado Interno:**

La demanda total de productos derivados del petróleo se situó alrededor de los 84 millones de barriles, equivalente a unos 230 mil barriles diarios. Este consumo se refiere a la industria y al uso doméstico y al consumo propio de la industria petrolera y no incluye, como se hizo en años anteriores, lo entregado a naves en tránsito internacional.

La industria y el uso doméstico utilizaron unos 74 millones 400 mil barriles de derivados, con aumento aproximado de 7 millones de barriles en relación al año anterior, equivalente al 10 por ciento.

Las gasolinas de motor representaron el 55,7 por ciento del sector de industria y uso doméstico con un crecimiento del 9 por ciento. El consumo global de gasolina se situó alrededor de los 41 millones de barriles en el año equivalente a unos 113 mil barriles diarios.

El sector industria petrolera consumió 10 millones de barriles en el año, con aumento del 6,6 por ciento debido en gran parte a la recuperación de las actividades de refinación.

## Refinación:

Durante el año 1976 se refinaron en el país 959.478 barriles diarios de crudo, con un aumento de 96.090 barriles diarios, (11,13%) con respecto al año 1975. La capacidad instalada de refinación de Venezuela es de 1.555.400 barriles diarios.

## Aspectos Económicos y Financieros:

Durante el año 1976 Venezuela mantuvo congelados los precios básicos del petróleo de acuerdo con las decisiones de la OPEP. De todas maneras, debido al mejoramiento en la estructura de las exportaciones, el valor de exportación promedio de este año, muestra un aumento del 2,9% con respecto al de 1975.

El valor de exportación promedio para el año de 1976 fue de \$ 14,18 por barril.

El Ingreso Petrolero Nacional (compuesto por aportes a "Petróleos de Venezuela" + utilidad de las operadoras + Regalía + Impuesto Sobre la Renta) sobrepasa los 32 mil millones de bolívares, lo cual representa un ingreso de Bs. 37 o sea \$ 8,71 por barril producido, cantidad que compara favorablemente con la Participación Fiscal que regía hasta 1975, bajo el régimen de concesiones, la cual fue de 31 mil millones de bolívares; aproximadamente Bs. 34 es decir \$ 8.08 por barril producido.

---

## EL PRESIDENTE DE VENEZUELA EN SU III MENSAJE DE ACCION Y EJECUCION

---

### AL PRIMER AÑO DE LA NACIONALIZACION DEL PETROLEO.

Es importante recordar que el ejercicio fiscal de 1976 es el primero que se realizó luego de la nacionalización del petróleo. Cerró con superávit y permitió la capitalización extraordinaria de 2.500 millones de bolívares en el Fondo de Inversiones de Venezuela.

En este año de 1976 el ingreso fiscal petrolero representó el 64,9% de los recursos del presupuesto nacional, inferior al de 1975. Y en valores absolutos también corresponden a un monto menor. En 1975 fue de 31.655 millones de bolívares y en 1976 de 28.010 millones de bolívares. Esta disminución se explica por la decisión de Gobierno de producir sólo un máximo de 2.200.000 barriles de promedio diario.

La otra razón es la de declinación del 75,5% al 72% en la tasa del Impuesto a la Renta aplicada a la industria petrolera, para acrecentar la ganancia de las empresas operadoras que a su vez tienen que transferir a Petróleos de Venezuela el 10% del valor neto de sus ventas al exterior. Lo que quiere decir que aunque aumentaron las ganancias por el petróleo producido en el primer año de la nacionalización, su participación en la formación del presupuesto disminuyó. Circunstancia que significa un gran triunfo de la política fiscal al obtenerse de los ingresos ordinarios, por conceptos diferentes al petróleo y al hierro, una suma mayor que compensará las disminuciones de esas fuentes tradicionales de recursos fiscales.

Los ingresos ordinarios diferentes al petróleo y al hierro alcanzaron a 9.384 millones de bolívares, que implica un incremento del 12,4% con relación a 1975.

Otra fuente de financiamiento del Presupuesto fue el crédito público. Hoy se puede constatar lo acertada que ha sido la gestión crediticia realizada en 1976, revisada minuciosamente por el Banco Central y el Congreso Nacional.

La sólida posición económica del país ha sido confirmada, al ser calificado por entidades financieras especializadas y de gran credibilidad, como "Triple A". Que en el lenguaje de las finanzas internacionales es la máxima distinción a que se puede aspirar. Para otorgar esta calificación, esas entidades hicieron completísimo y severo examen de la situación económica y financiera del país, de la estrategia, objetivos y programas implícitos en el V Plan de la Nación, y de la capacidad ejecutiva de la administración para llevar adelante dicha política y garantizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas.

El ordenamiento y seriedad con que se administra el crédito ha sido preocupación constante. En 1976 sometimos a discusión del Congreso y fue aprobada y promulgada, la nueva Ley Orgánica de Crédito Público que junto con disponer de un mayor control de las operaciones, amplía el ámbito de control del Poder Legislativo, aumenta el número de entes públicos sujetos a la normatividad de esta Ley y contempla sanciones específicas para los infractores.

En cuanto a la asignación de los recursos presupuestarios se ha continuado poniendo énfasis creciente en los de

mayor relevancia social. Las erogaciones corrientes representaron en 1976 el 46.4% del total del gasto. Porcentaje bastante menor al promedio entre 1969 - 1973 cuando absorbieron el 60% del Presupuesto. Los aportes presupuestarios para la capitalización en 1976 sumaron 16 mil millones de bolívares, incluidos los 2.500 millones que extraordinariamente se asignaron al Fondo de Inversiones de Venezuela.

Una nueva condición se ha agregado a nuestro signo monetario como consecuencia de la firmeza de la economía y de la nacionalización de las principales actividades extractivas. Se trata de la unificación del tipo de cambio puesta en vigencia al inicio del segundo semestre de 1976, con lo cual Venezuela queda clasificada en el Artículo 8º del Convenio Constitutivo del Fondo Monetario Internacional, formando parte del conjunto de países de mayor importancia y estabilidad monetaria. Ahora, el bolívar es una moneda de amplia y libre circulación internacional.

La reforma financiera que se ha venido efectuando ha creado estímulos decisivos para ampliar el mercado de capitales. Estas características que toma el mercado de capitales responde plenamente a los objetivos de la reforma de la legislación básica que se viene aplicando.

## EL CONSUMO DE ELECTRICIDAD, UN INDICADOR

Un indicador insuperable que nos permite apreciar el acelerado desarrollo que vive Venezuela, es el que se refiere a la energía eléctrica. El consumo total de electricidad pasó de 11.393 millones de kilovatios en 1973 a 18.317 millones de kilovatios en 1976, lo que implica un ritmo de aumento interanual del 17.2% que contrasta con el crecimiento del 10.2% en el período de 1969 a 1973 cuando el consumo pasó de 7.037 millones de kilovatios a 11.393 millones de kilovatios. Esto quiere decir que el crecimiento del consumo per cápita ha sido en un 75% superior de 1974 al 76 que entre 1969 y 1973. Durante ese quinquenio el consumo por habitante pasó de 656 a 983 kilovatios, equivalente a un aumento del 8.4% anual; en tanto, para 1976 el consumo por habitante alcanzó a 1.482 kilovatios lo que representa un crecimiento del 14.7% anual para el trienio de mi Gobierno.

Entre las muchas metas físicas logradas por CADAFE en 1976, quiero destacar la construcción total de 100 kilómetros de cable submarino para ser utilizado entre la Isla de Margarita y la Península de Araya, que viene a asegurar el proceso de desarrollo de Margarita, limitado por la producción local termoeléctrica.

La planta del Centro en Puerto Cabello, se ha construido en un 45% y entrará a producir 800 mil kilovatios en el año de 1978. Se inició la construcción de la Presa sobre el Río Uribante. EDELCA, durante 1976 puso en funcionamiento las unidades 7 y 8 de la Central Raúl Leoni en Guri, inició la instalación de las unidades 9 y 10 y se llevaron a cabo los trabajos del sistema a 400 mil voltios Guri - Ciudad, Guayana. Se dio inicio a los estudios para el sistema de 800 mil voltios Guri - Valle de Aragua.

Se realizaron los trabajos preparatorios para las obras civiles de la etapa final del Guri, se firmó contrato para 10 turbinas por 344 millones de bolívares y se licitaron 17 generadores por un monto de 225 millones de bolívares. Este año se iniciarán las obras civiles de la etapa final del Guri para producir 8 millones de kilovatios, se pondrán en servicio las unidades 9 y 10 del Central el Guri y el Sistema Regional a 400 mil kilovatios. Durante los 3 años de mi Gobierno, en la más grande expansión de la electrificación del país, un millón 20 mil personas se han incorporado al disfrute del servicio eléctrico.

## LAS GRANDES INVERSIONES

Durante este año de 1977, cuarto de mi período de Gobierno, las actividades económicas internas mantendrán el elevado ritmo de expansión alcanzado durante el año de 1976. De esta manera estaremos cumpliendo las metas del V Plan de la Nación. Venezuela logrará su cuarto año consecutivo de expansión sostenida, incorporándose al concierto de países que excepcionalmente han podido cubrir de manera acelerada la ruta de su desarrollo económico.

## PETROLEO

Las inversiones de la industria petrolera nacionalizada ascenderán a más de 3 mil millones de bolívares durante este año de 1977. La más alta inversión en toda la historia de la industria petrolera venezolana. En el área de refinación se efectuarán inversiones del orden de los 220 millones de bolívares, dirigidos a la primera etapa del cambio de patrón de refinación, a fin de obtener productos de un mayor valor agregado.

Durante el año de 1976 prosiguió el programa de estudios y evaluación de la Faja Petrolífera del Orinoco, 400 barriles de crudo extraídos para pruebas, de pozos de la Faja, fueron analizados en laboratorios nacionales, y extran-

jeros. Y sobre esta base se evalúan las ofertas de Tecnologías procedentes de Canadá, Japón, Estados Unidos, Rumania, Italia y Francia, dentro del propósito de no atarnos a un solo país o tecnología.

He tomado la decisión de asignar la Faja Petrolífera del Orinoco a Petróleos de Venezuela, por cuanto dejarla dentro del Ministerio de Minas implicaría la creación de una estructura administrativa y técnica paralela a la del Ente Estatal petrolero, para los estudios que se están realizando.

El programa de inversiones en sectores básicos de la producción contempla 18 proyectos que requieren 52.298 millones de bolívares, cuyo financiamiento se ha previsto con fondos originados por las propias empresas, aportes del Fondo de Inversiones de Venezuela, y, principalmente, mediante el Crédito Público para el cual el Ejecutivo Nacional presentó al Congreso el Proyecto de Ley que lo autoriza para efectuar operaciones por la cantidad de 31.754 millones. Esta Ley fue aprobada el 26 de agosto de 1976 y ha permitido ya la contratación de 2.212 millones, previniéndose que durante este año de 1977 se utilicen 7.837 millones.

## LA PETROQUIMICA

La industria petroquímica debería ser ya una de las bases sólidas de la economía nacional y región importante de nuestras exportaciones. Esta industria representa el uso más racional de los hidrocarburos al permitir el aprovechamiento completo de su contenido útil con mayor provecho para la humanidad.

En mis tres Mensajes anteriores me he comprometido a echar a andar definitivamente esta industria. A pesar de dos décadas y media de trabajo en el campo petroquímico, Venezuela está lejos de haber alcanzado metas aceptables.

He obtenido ya la experiencia suficiente para comprender lo que debe hacerse en este campo y cumplir debidamente el compromiso con el país y con el futuro de Venezuela. Con este propósito, el 11 de enero de este año, mediante el Decreto 2.004, se declaró el Instituto Venezolano de Petroquímica en reorganización. Durante el período de reorganización, el Ministro de Energía y Minas asumirá las atribuciones que el Estatuto Orgánico del Instituto confiere a su Consejo Directivo. En la reorganización se desarrollará un programa de acción que conduzca lo más rápidamente posible a la integración del Instituto Venezolano de Petroquímica a la estructura administrativa de Petróleos de Venezuela. En el Complejo del Tablazo, ya están en ejecución un conjunto de medidas definitivas para corregir deficiencias y errores acumulados.

Hubo necesidad de realizar inversiones por más de 100 millones de bolívares en plantas recién inauguradas para hacerlas operativas. Para resolver el problema de la diferente calidad del agua recibida se instaló una planta desmineralizadora; con relación al gas, cuyos componentes eran diferentes a los del proyecto original, hubo que diseñar un sistema de hidrodesulfurización que entrará en operación en el curso del presente año; el suministro eléctrico se ha resuelto provisionalmente mediante las instalaciones de dos unidades móviles de CADAFE, mientras se instalan tres turbogeneradores que se encontraban desde el año 68 depositados en Europa, pagando almacenaje por más de medio millón de bolívares; y fue resolución de la actual administración traerlos y ponerlos en servicio. En cuanto al vapor de agua se encuentran en proceso de montaje las 3 nuevas calderas.

Representa un grave problema para la nación la situación actual de la planta de Olefinas. Esta planta, eslabón de gran importancia para la producción del Complejo, no ha podido ser operada en forma continua y es por esto por lo que se ha emprendido un plan de recuperación. En breves meses deberá estar reparada y en producción para suplir a las empresas mixtas de las necesarias materias primas.

En el Congreso está el proyecto de Ley para la conversión del I. V. P. en compañía anónima y su adscripción a Petróleos de Venezuela.

La consolidación de las operaciones actuales del I. V. P. no debe, sin embargo, paralizar el desarrollo de esta gran industria. Es menester por lo tanto iniciar a breve plazo con Petróleos de Venezuela el desarrollo de nuevos centros de producción petroquímica y la ampliación de los existentes tal como se indica en el V Plan de la Nación.

## VENEZUELA Y LA OPEP

Durante el mes de diciembre de 1976 nuestro país fue conmovido por la divergencia surgida en el seno de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Venezuela, país que asumió la iniciativa para la creación de esta Organización, en el año de 1960, durante la Presidencia de Don Rómulo Betancourt, ha sido desde entonces fervorosa y leal participante de la OPEP. Un decenio



después, en el luminoso diciembre de 1970, presidida de una iniciativa del Congreso de Venezuela, la Organización de Países Exportadores de Petróleo adquirió definitivamente el rango decisivo para el cual fue creada. La sólida unidad de sus miembros hizo posible que el poder de decisión sobre los precios de este producto básico fundamental para la vida de la humanidad, pasara a los países productores que asumieron soberanamente el derecho de fijar sus precios. No es el caso repetir aquí la historia que de memoria nos sabemos todos los venezolanos, tampoco de exaltar más aún el orgullo que sentimos por ser partícipes de esta iniciativa que en su objetivo esencial y definitivo atiende a modificar las injustas relaciones de intercambio entre los grandes países industrializados y los países en desarrollo mediante la creación de un nuevo orden económico internacional.

La crisis surge en la reunión de Doha, capital del Emirato de Qatar, cuando por unanimidad los trece países miembros de la OPEP resuelven descongelar los precios que se habían estabilizado a mediados de 1975, con el objeto de dar oportunidad y confianza a la reunión de la Comisión para la Cooperación Económica Internacional, que hemos dado en llamar la Conferencia Norte - Sur, convocada a instancia e iniciativa del Presidente de Francia, señor Giscard d'Estaing, con representación de países industrializados y países en desarrollo, con el fin, precisamente, de dar camino a la creación de ese nuevo orden económico internacional, fijando condiciones para nuevas relaciones de intercambio, justas y equitativas.

Vistas las crecientes dificultades por la actitud negativa de los países industrializados en la Conferencia Norte - Sur, donde Venezuela comparte el honor de la co - Presidencia de esta Conferencia, en representación de los países del Tercer Mundo, en la persona de mi Ministro de Estado para Asuntos Económicos Internacionales, Dr. Manuel Pérez Guerrero, se resolvió en diciembre poner fin a la congelación de precios, como una nueva alerta a los países industrializados por cuanto no se trataba de elevar el precio del petróleo en la misma proporción en que se ha degradado por el proceso de inflación.

Se expresaron distintos criterios por los participantes en la Conferencia de la OPEP y, finalmente, once de los trece países resolvieron un alza del precio del petróleo en un 10 por ciento a partir del 1º de enero de 1977 y un alza adicional del 5% a partir del 1º de julio, mientras dos naciones, Arabia Saudita y los Emiratos Arabes, acordaron el alza sólo en el 5%, creando de esta manera una expectativa que ha dado lugar al temor de que pudiera resquebrajarse la unidad de la OPEP.

He mantenido contacto epistolar con todos los Soberanos y Jefes de Estado de los Países Miembros de la OPEP. Hemos entrecruzados, enviados diplomáticos e intercambiado diversos puntos de vista. Sobre estas conversaciones e intercambios epistolares es que formulamos nuestra convicción de que no existe peligro de que pueda quebrarse la unidad de la OPEP.

En los próximos días solicitaré del Congreso de la República el permiso constitucional para atender a la invitación que me han hecho varios países de la OPEP, Kuwait, Qatar, Arabia Saudita, Irán y el Irak. Durante mi visita a estas naciones tendré oportunidad, de manera directa, personal, de prestar toda la colaboración que me sea posible a la solución satisfactoria del problema planteado.

## LA POLITICA INTERNACIONAL

La política internacional en nuestro momento histórico ha devenido en el instrumento más idóneo para lograr los objetivos fundamentales de nuestro gran destino histórico. No se trata, como ayer, de un desapercibido juego diplomático, de relaciones protocolares o meramente comerciales, ni solamente de defender aspectos generales de nuestra soberanía. El destino de la América Latina, de nuestra nación en particular, se juega en el debate mundial que hoy se libra para la creación de un nuevo orden económico internacional que sitúe las relaciones de intercambio entre nuestros pueblos, en condiciones que permitan liberar las fuentes de riqueza y la fuerza de trabajo de cada una de nuestras naciones en beneficio del desarrollo, vale decir, del bienestar de nuestras colectividades.

Hacia esos grandes objetivos se ha orientado la política internacional de mi Gobierno, que por ello ha logrado amplio respaldo nacional e innegable repercusión. Nuestra adhesión a los objetivos globales del Tercer Mundo y a la doctrina de la integración latinoamericana, le ha ganado un puesto digno y relevante a Venezuela entre los países en desarrollo; y de respeto y consideración entre las naciones industrializadas.

El hecho de que la opinión pública nacional participe cada día más en la política internacional, adquiera más conciencia de sus implicaciones, y esté más atenta al curso de los acontecimientos, es señal inequívoca del grado de desarrollo político que hemos adquirido, y presupuesto indispensable de estímulo y apoyo para realizarla.



# PLANIFICACION DEL SECTOR ENERGETICO DE BOLIVIA

## I.- PLAN DE DESARROLLO ENERGETICO

El Gobierno de Bolivia en el mes de junio de 1976 puso en ejecución el Plan de Desarrollo Económico y Social 1976 - 1980.

Dentro de este plan se contempla todos los sectores económicos y sociales del país.

El plan de Desarrollo Energético, dentro del Plan de Desarrollo Económico, podemos resumirlo así:

### A) HIDROCARBUROS

#### 1.- OBJETIVOS

- Exploración de zonas potencialmente petrolíferas.
- Exploración intensiva de los yacimientos existentes y por descubrirse.
- Refinación de petróleo para satisfacer el mercado interno.
- Constitución y ampliación de Sistema de ductos para la distribución interna.
- Comercialización de gas natural.
- Apertura de nuevos mercados.

#### 2.- POLITICAS

- Incentivar adecuadamente al capital privado y recurrir al esfuerzo propio de la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

*Gral. Ingeniero Guillermo Jiménez Gallo, Ministro de Energía e Hidrocarburos de Bolivia.*



---

---

### ACTIVITIES OF THE ENERGETIC FIELD IN BOLIVIA

Within the contents of the Economic and Social Development Plan is found the Energetic Development Plan prepared by the Bolivian government for the next four years.

This present information, together with the objectives and policy stated in this Plan, shows the activities developed in the recently passed period in each one of the energy fields. Emphasis is given in this synopsis to the intense exploratory work performed by the YPFB, mainly with reference to its geologic work, which in 1976 covered a total of 1,408.5 kilometers.

Is highly praised the drilling work performed whose positive results can be measured by the discovery of important hydrocarbon reserves, like those of Montecristo, Cambeiti, Espejo and the gas and condensate field of Tita.

In the field of crude oil explorations, the volumes reached were of 8.066.063 barrels, being Argentina, Ecuador and the United States the main buyers. In this same item is emphasized the increase of exportations of natural gas to Argentina and the initiation of sales of liquid gas to Brazil.



Ing. Rolando Prada Méndez, Gerente General de Y.P.F.B.

- Estimular la instalación de plantas y refinerías con el propósito de cubrir la demanda interna de productos elaborados de petróleo.
- Adecuar los niveles de precios de venta interna de productos refinados a los costos de oportunidad.
- Racionalizar las cargas tributarias que pesan sobre la actual comercialización de hidrocarburos.

## B) *ELECTRICIDAD*

### 1.- *OBJETIVOS*

- Incrementar la cobertura de los servicios de energía eléctrica de modo que alcancen a las capas de población no atendidas en especial a las zonas rurales.
- Ampliar la interconexión de los sistemas eléctricos del país para mejorar los rendimientos técnico-económicos de operación de las distintas centrales y permitir la oferta de energía eléctrica con la oportunidad y calidad debidas y a precios razonables.
- Sustituir gradualmente la autoproducción de energía por la de servicio público de electricidad.
- Incorporar proyectos como apoyo a los programas de desarrollo rural integrado.

## 2.- *POLITICAS*

- Política energética global dirigida a la Racionalización del uso de los recursos energéticos y sus precios.
- Integración de los grandes sistemas de generación transmisión de electricidad en el sector estatal.
- Utilización óptima de los recursos financieros.
- Racionalización de las inversiones en autogeneración.

## II.- *ACTIVIDADES DEL SECTOR ENERGETICO*

### A) *HIDROCARBUROS*

#### 1.- *EXPLORACION*

##### i) *PROSPECCION*

- La actividad exploratoria en Bolivia, con estudios de geología y sísmica, durante el año 1976 se incrementó considerablemente, tanto la que se encuentra a cargo directo de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) como la de las empresas que tienen suscritos contratos de operación con YPFB.
- Los trabajos geológicos de YPFB, registraron un total de 1.408,5 kilómetros.
- El levantamiento sísmico a cargo de YPFB alcanzó a 9.786,7 km. cifra que es 30% mayor que la similar del año pasado y a través de contratos de Operación, 1.357,2 km. , cantidad que con relación a 1975 es 85% menor, en razón de que éstos ingresaron a la fase de perforación exploratoria.
- Estas labores se realizaron por YPFB y compañías geofísicas de amplia experiencia. De esta manera la prospección ha podido preparar información de un sinnúmero de estructuras tanto en el Subandino como en el llano.

##### ii) *PERFORACION EXPLORATORIA*

- Se perforaron 20 pozos exploratorios de los cuales 8 resultaron productores y 12 secos. Estas perforaciones alcanzaron a la profundidad de 49.167 metros, registro que resulta mayor en 32,9% comparativamente a 1975.
- Durante la gestión de 1976 se perforaron por YPFB los pozos de Palometas NW, Boyuy X - 1, Cambeiti X2 y 3, Montecristo X 2, 3 y 4 y Espejos X - 1 y por los contra-

tistas de operación San Andrés X2, en el Altiplano y en el Oriente; Tita 1 - 2 - 3 y 4, Tucavaca - 1, Barrial 1 y 2, Macheriti - 3, Tuichi - 1, Ravelo 1 e Ibibobo X1.

- El resultado de estas perforaciones fueron el descubrimiento de reservas de hidrocarburos; en Montecristo, Provincia de Warnes, departamento de Santa Cruz a 35 kilómetros a NW de la ciudad de Santa Cruz, en Cambeiti, Provincia de Cordillera del mismo Departamento a 35 kilómetros al Sudeste de Camiri, En Espejos, Provincia Ichilo del Departamento de Santa Cruz a 50 kilómetros al Oeste de la ciudad de Santa Cruz y el campo de gas y condensado de Tita en la Provincia de Cordillera del Departamento de Santa Cruz a 120 kilómetros al SE de la ciudad del mismo nombre, campo que tiene por operadora la compañía Occidental, quien ha pasado a la fase de perforación de pozos y desarrollo y en 1978 ingresará a la etapa de producción y comercialización. De todos estos campos se están evaluando las reservas.

Las inversiones en exploración en 1976 alcanzaron a la suma de 49,3 millones de dólares, efectuadas por la empresa YPFB 21,3 millones de dólares y por las empresas multinacionales contratistas de operación 28,0 millones de dólares.

## 2.- EXPLOTACION

### i) PERFORACION DE DESARROLLO

La perforación de desarrollo dentro de fase de explotación, durante el año 1976 estuvo destinada al incremento de la producción en los campos Los Monos, La Peña, Caranda, Caigua y Cambeiti. Se perforaron 21 pozos con 31.300 metros, resultando mayor en 530 y un rendimiento superior en caso 150% con relación al año anterior.

### ii) PRODUCCION

La producción de petróleo durante el año 1976 fue de 14.848,6 barriles con una producción promedio diaria de 40.681 barriles que comparado con el año anterior fue mayor en 0.8%. Los principales campos de producción durante este período fueron: Río Grande, Monteagudo, Calpa y La Peña. La producción bruta de gas natural en el período del año 1976 fue aproximadamente de 158.000 millones de pies cúbicos, con una producción diaria de 434 millones de pies cúbicos, de esta

producción aproximadamente el 48% se inyecta, el resto se destina a la exportación, consumo interno y quema y/o ventéo.

La producción de gas natural del año 1976 fue mayor en 20.704 millones de pies cúbicos, o sea 15.0% mayor en relación al año 1975.

### iii) PLANTA DE ABSORCION

Con el fin de recuperar los productos licuados del gas natural se instaló una planta de absorción en el campo de Río Grande con capacidad de 6.400 BPD de GLP y gasolina natural, cuya inversión alcanza a 12.5 millones de dólares.

## 3.- REFINACION

El crudo procesado en las refinerías del país durante 1976 alcanzó a 7.9 millones de BL, volumen que es 7.8% mayor que el registrado el año anterior.

Para atender la demanda interna de Bolivia y exportar los excedentes de productos derivados del petróleo, durante 1976 se continuaron los trabajos de ampliación de las refinerías de YPFB en Cochabamba con una capacidad de 25.000 BLD y Santa Cruz 15.000 BLD., así como la ampliación de la planta de lubricantes de Cochabamba con una capacidad de 2.160 BLD. La inversión estimada para todos estos proyectos es de 130.5 millones de dólares con financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo, consorcio de Bancos, crédito de proveedores del Reino Unido y de aportes locales.

El avance de los trabajos en estos proyectos es de aproximadamente del 65% estimándose su conclusión y puesta en marcha en 1978 - 79.

También en el presente año se inauguró en la ciudad de Santa Cruz una refinería de destilación primaria de crudo de 5.000 BLD con un costo de aproximadamente 2.2 millones de dólares íntegramente construida por técnicos bolivianos.

## 4.- TRANSPORTE

Para el abastecimiento de carburantes a los departamentos de Oruro y La Paz se construye la ampliación del Poliducto Cochabamba - Oruro - La Paz para llegar a la capacidad total de 24.000 BLD y las obras han avanzado en 1976 en 60%.

## 5.- PETROQUIMICA

La decisión 91 de la Junta del Acuerdo de Cartagena, otorgó en 1975 a Bolivia la producción de polietileno de alta y baja densidad, polipropileno, estireno, óxido de propileno y derivados, fenol, polietireno, anhídrido, oftálico, PBC, cloro, acetato de polivinilo, cloruro de vinililo.

Durante el año 1976 se efectuó la evaluación técnica económica de dichos productos que conformarán el Complejo Petroquímico Boliviano, el mismo que será implementado en 1977 - 1980 con una inversión aproximada de 400 millones de dólares.

En 1976 continuó ejecutándose el proyecto de pesticidas dentro del Acuerdo Complementario No. 6 de ALALC para la producción de parationes, etílico y metílico de 6.000 TM año, con una inversión estimada de 30 millones de dólares, estando el diseño y proceso en estudio. La planta está programada para operar en 1980.

Se complementaron los estudios de la Planta de Fertilizantes de Rfo Grande (Santa Cruz) con una capacidad de producción de 70.000 TM año cuya tecnología está en estudio. Esta planta demandará una inversión de alrededor de 33 millones y se estima comenzará a operar en 1978. La Producción está destinada al mercado interno. Para llevar a efecto los planes petroquímicos del país se ha estudiado en 1976 la creación de la Empresa Nacional de Petroquímica que se dedique a coadyuvar estas actividades, la misma que se estima comenzará a funcionar en 1977.

## 6.- CONSUMO INTERNO

El consumo interno en 1976 de productos derivados del petróleo en 1976 experimentó un incremento del 15% con relación al año anterior. Este consumo fue de 7.2 millones de barriles; significando un promedio de 19.726 barriles por día.

En el transcurso de la gestión, se puso en marcha dos plantas engarradoras de gas licuado de petróleo, una en la ciudad de La Paz y otra en la ciudad de Oruro y se construyeron tanques de almacenamiento en La Paz, Cochabamba, Santa Cruz y Sucre; se mejoraron las facilidades de provisión de carburantes en los aeropuertos de Santa Cruz, Cobija, Sucre y

Trinidad, se construyeron nuevas estaciones de expendio de combustibles en La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro y Potosí.

El valor de las ventas de productos elaborados en el mercado interno, en 1976, alcanzó a la suma de 77.1 millones de dólares, la misma que es 61.0% mayor que la similar de 1975.

Los precios de combustible y carburantes son menores a los del mercado internacional y el último reajuste se hizo en noviembre de 1975.

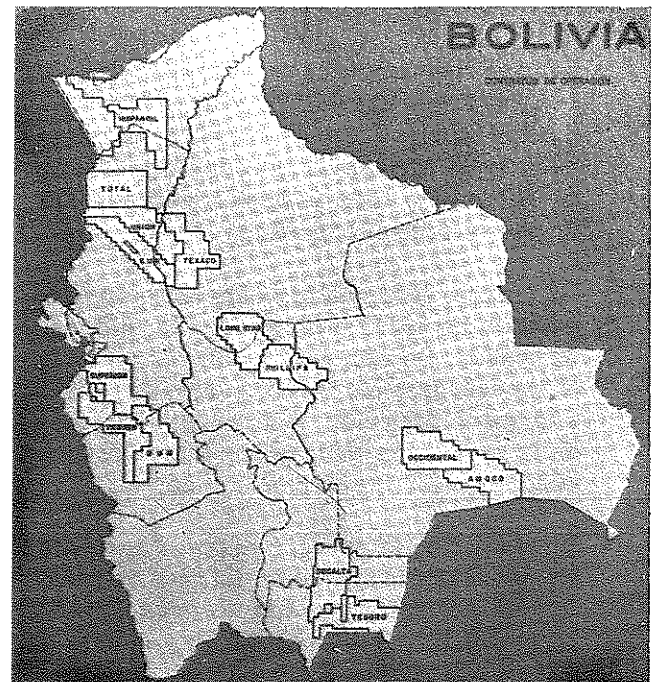
## 7.- EXPORTACION

Las exportaciones de Bolivia de crudo por Arica y Yacuiba, en 1976, fueron destinadas a la Argentina, Ecuador, y Estados Unidos de Norteamérica, alcanzando a 8.066.036 barriles o sea a razón de 22.099 BPD. Esta exportación es inferior en 3% a la de 1975.

Para facilitar la exportación de crudo por Arica se construyó en dicha ciudad tanques de almacenaje.

La exportación a la República Argentina de gas natural en 1976, fue de 55.5 MMMPC o sea 152 millones de pies cúbicos diarios.

La exportación de gas natural ha experimentado un incremento de 1% con relación a la exportación de 1975. También se exporta gas licuado de petróleo a la República del Brasil desde el mes de noviembre pasado.



El valor de estas exportaciones fue de 167.5 millones de dólares, correspondiendo 67.2% a crudo y 32.8% a gas. Los precios de exportación de crudo se fijan siguiendo la política de OPEP y en 1976 alcanzaron a 14.65 U\$S/BL y el precio de gas natural se establece de acuerdo a contrato en negociaciones semestrales, habiendo alcanzado a 0.85 U\$S/MPC en el período.

En fecha 26 de noviembre de 1976 se suscribió entre YPF y Gas del Estado de la República Argentina el Segundo Contrato de Provisión de gas natural por un volumen adicional de 70.6 MMPCD por 10 años a partir de 1979 al precio mínimo de 1.10 U\$S/MPC, reajutable semestralmente. De esta manera el primero y el segundo contrato de exportación de gas natural boliviano a la Argentina alcanzará a 228.6 millones de pies cúbicos diarios.

Durante el presente año continuaron entre Bolivia y Brasil las negociaciones de venta de 240 millones de pies cúbicos diarios de gas natural boliviano esperándose suscribir el respectivo contrato en el primer semestre de 1977.

Así mismo se construyó tanques de almacenaje de crudo en Arica, con una inversión de más de 2 millones de dólares.

## B) ELECTRICIDAD

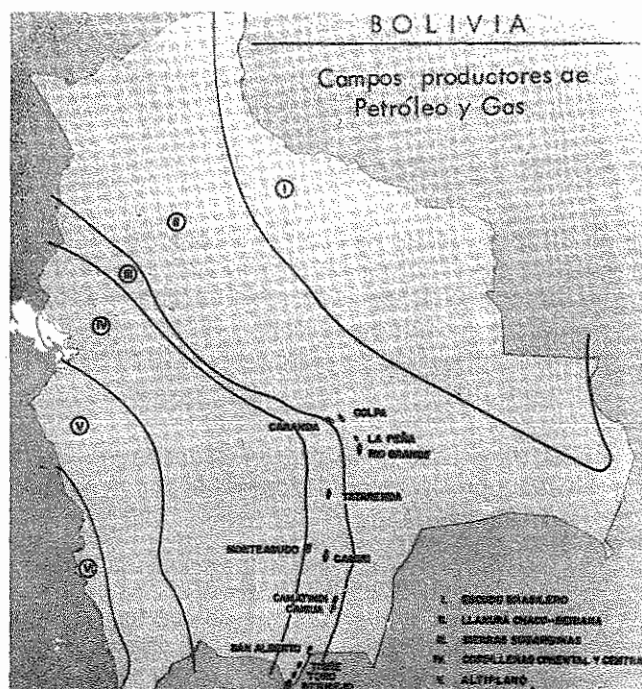
### 1.- EXPLORACION

- La capacidad eléctrica del país creció en un 14%, aumentando de 376 MW, a 401 MW, de los cuales corresponden al Servicio Público 23 MW y a autoprodutores 2 MW. El incremento total se debe a la instalación de nuevas centrales técnicas.
- La energía generada se incrementó en 6,4% pasando de 1.057 a más de 1.125 millones de K.W.H. De esta generación corresponde al servicio público 72.8% y el resto, 27.2% a la autoproducción. Actualmente el 75.6% de la generación tiene origen hidroeléctrico y el 24.4% restante termoeeléctrico.
- El consumo de energía eléctrica aumentó en 5% aproximadamente. La tasa de crecimiento por categorías fue: Residencial 4.9% general 7.9%, industrial 10.7%, minería y alumbrado público 8%.

## 2.- PROYECTOS

Los principales proyectos ejecutados en 1976 fueron los siguientes:

- LINEA HUAYÑACOTA VILOCO.- con una longitud de 37 km. en 115 KV con 2 subestaciones con capacidad de 6.5 MVA financiado por el Banco Mundial y aportes locales cuyo costo aproximado es de \$US 1.7 millones de dólares.
- LINEA SANTA ISABEL - SACABA con una longitud de 45 Km. en 115 Kv. financiamiento por el Banco Mundial y aportes locales con un costo aproximado de 1.6 millones de dólares.
- LINEA WARNES - MONTERO.- con una longitud de 22 Km. en 69/115 Kv. y transformadores con capacidad de 19 MVA., financiado por ENDE, con un costo aproximado de 1.4 millones de dólares.
- LINEA DE SUBTRANSMISION EN SISTEMA SUD.- financiado con fondos del BID y aportes locales, con una longitud de 52 Km. en 25 Kv. y transformadores con capacidad de 7 MVA, cuyo costo aproximado es de 800 mil dólares.
- LINEA DE SUBTRANSMISION - SISTEMA CENTRAL.- en 25 Kv. en una etapa inicial 19 Km. y 3.5 MVA de transformadores, financiado con fondos de ENDE.



- 
- TURBINA A GAS SANTA CRUZ No. 2.-  
Instalada en Santa Cruz con una capacidad  
de 22.8% a un costo total de 4.2 millones  
de dólares, financiado por la Compagnie  
Financiera de la Dentchu Bank y fondos  
propios.

### 3.- *ELECTRIFICACION RURAL*

Con el fin de mejorar las condiciones econó-  
micas y sociales de los habitantes del área ru-  
ral del país, desde 1975 el Gobierno ha inten-  
sificado sus programas de electrificación rural.

La fase I en el área rural de los Departamentos  
de Cochabamba y Santa Cruz comenzó en  
1975, y concluirá en 1978. Se tiene previsto  
un costo de 16.7 millones financiado por el  
Fondo Fiduciario de la Agencia para el Desa-  
rrollo Internacional AID, y con fondos loca-  
les. Las inversiones en 1976 alcanzaron a 9,3  
millones de dólares.

La fase II en el área rural de los Departamen-  
tos de La Paz, Chuquisaca, Potosí y Tarija, se  
tiene presupuestado un costo de 13.2 millones  
de dólares financiado por el Fondo Fiduciario  
de la Agencia para el Desarrollo Internacional  
AID.



# LA IMPORTANCIA DE LOS BALANCES ENERGETICOS NACIONALES

Los acontecimientos de los últimos años que se conocen bajo el nombre general de "crisis energética internacional" provocaron un cambio cualitativo en el enfoque del sistema energético global. Hasta fines de los años sesenta, el petróleo fué considerado como la fuente energética por excelencia, de tal manera que se ejercieron fuertes presiones mundiales para lograr el control total de tan importante recurso.

Sin embargo, las necesidades de energía del mundo industrializado han aumentado a una velocidad tal que resulta imposible tratar de cubrirlas con una sola fuente energética, por lo demas no renovable y cada día más difícil de descubrir a una tasa tal que permita satisfacer a largo plazo, los requerimientos de energía. Así, la energía en sus diversas formas: petróleo, carbón, gas, hidráulica, nuclear pasa a considerarse un todo que alimenta y mantiene el sistema económico tanto a nivel de cada país como a nivel internacional.

Dentro de este nuevo enfoque se hace necesario contar con un instrumento que permita visualizar el sistema energético nacional en su totalidad y sirva para constatar el grado de adaptación de la estructura del consumo a la de las reservas y potenciales energéticos del país, a las posibilidades de importación y a los recursos energéticos mundiales. Este instrumento es el "Balance Energético Nacional" que contabiliza los flujos de energía dentro del sistema productivo y la evolución del sistema energético global.

En este sentido, los balances periódicos ayudan a la elaboración de una política energética integral y permiten medir la efectividad de las acciones tomadas para la orientación y racionalización del sistema energético en las partes que lo conforman: el sector de producción con sus diferentes subsectores y el resto de los sectores económicos consumidores de energía.

## 1.- DEFINICION Y PRESENTACION

El Balance Energético es un instrumento técnico-económico que contabiliza los flujos físicos de energía desde los productores primarios hasta los consumidores finales, en un ámbito espacial dado y en un período de tiempo determinado, generalmente un año. Su presentación se hace en forma de cuadros de recursos y empleos que permiten conocer, a partir de la producción de energía primaria, las transformaciones que sufren las formas energéticas, las pérdidas en que se incurre al realizar estas transformaciones y los consumos finales por forma energética y por actividad económica.

En un balance se separan las formas energéticas primarias de las secundarias ya que su origen y su significación económica son diferentes. Se da el nombre de forma energética primaria (petróleo, gas, carbón, hidroelectricidad, . . .) a la obtenida directamente de la explotación de los recursos energéticos nacionales. Las formas energéticas secundarias (derivados del petróleo, termoelectricidad, coque, . . .) se obtienen a través de la transformación de las primarias, permitiendo adap-

---

---

### IMPORTANCE OF THE ENERGETIC NATIONAL BALANCES

The so called "international energy crisis" provoked a qualitative change in the scope of the total energetic system. The instrument that allows seeing this national system and record the grade of adaptation of the consumption structure to the reserves and energetic availabilities of the country, to the possibilities of importation and to the world energetic resources is the "National Energetic Balance".

These periodic balances will allow to appraise the energy flow within the productive system and the evolution of the global system and help in the preparation of integral energetic policies.

For this reason, it will be recommended that the countries in the Region will have available an energetic balance that will allow them to establish, within the OLADE scope, an integral and common energetic strategy.

In a further phase it might be possible the preparation of a Latin American consolidated balance.

tarlas para que puedan ser utilizables como insumos energéticos en la actividad económica.

La presentación de un balance puede variar de un país a otro, pero en general, su contenido esencial es siempre el mismo. Cada forma energética se presenta por separado de manera tal que pueda ser analizada individualmente. Dentro de los cuadros de recursos y empleos, los recursos son los suministros nacionales y las importaciones de energía. Partiendo de estos suministros se muestran sus distintos usos en el sistema energético nacional.

En primer lugar, dentro del sector energético propiamente dicho como insumo intermedio (bien sea como materia prima en el proceso de transformación o como insumo energético propiamente dicho) contabilizando también las pérdidas físicas ocurridas en el proceso de producción y transformación. Por otra parte, se muestran los usos finales de cada forma energética dentro de los distintos sectores económicos.

La estructura de un balance energético, es decir, la diferenciación que se efectúe a nivel de los centros de producción y de consumo, debe adecuarse de la manera más fiel posible tanto a la realidad económica bajo estudio como a las futuras utilidades del mismo. Esta estructura debe reflejar la importancia relativa de los distintos subsectores de producción energética y de los sectores de consumo final. El grado de detalle con el cual se establezca, dependerá de la complejidad del sistema energético y del grado de elaboración de las estadísticas disponibles.

## II. CARACTERISTICAS PRINCIPALES

Los balances deben ser presentados de manera simple y clara a fin de que puedan ser utilizados por un gran número de personas cumpliendo así con su principal objetivo, el cual es servir de soporte para el análisis y elaboración de políticas energéticas. Para ello, será necesario en primer lugar, establecer una base de cálculo o unidad homogénea de medida de las distintas formas energéticas. En general, la unidad de medida que se utiliza es la tonelada equivalente de petróleo (TEP) basada en la relación entre el poder calorífico de las diversas energías y el del petróleo. Sin embargo, es recomendable utilizar la unidad relativa a la forma energética más importante o más ampliamente usada en el país.

En segundo lugar, con objeto de evitar las dobles contabilizaciones, deberá separarse el consumo energético del sector energía propiamente dicho del consumo final. Así por ejemplo, en el caso de la generación de energía térmica a partir de cualquiera de las formas energéticas primarias tales como el gas o carbón, será necesario para obtener la cantidad disponible para el consumo final abstraer de la disponibilidad inicial aquella que se consume en las plantas térmicas. Un caso similar aunque más complejo, es el de los productos de refinación que se utilizan para la generación de ter-

moelectricidad partiendo de la producción o suministro de petróleo como forma energética primaria. Es por ello que deberá establecerse una distinción clara entre la oferta total de energía primaria y la disponibilidad de energía para el consumo final en la actividad económica nacional.

Por otra parte, el consumo sectorial debe detallarse de acuerdo a la estructura económica de la región separándose, por ejemplo, las industrias claves o las de mayor consumo de las demás, el transporte colectivo del transporte individual, los servicios públicos de servicios privados, etc. Esta diferenciación permitirá detectar situaciones particulares a un cierto tipo de actividad y facilitará la toma de medidas selectivas para la racionalización del consumo.

Por último, es bueno añadir que el balance debe permitir hacer comparaciones entre países o entre regiones para lo cual resultaría conveniente establecer normas generales de elaboración a nivel internacional, o por lo menos, en los países de la OLADE.

## III. INFORMACION ESTADISTICA. DIFICULTADES.

En la elaboración del balance, la principal dificultad surge de la carencia de información o de la deficiencia de las estadísticas disponibles y que éstas, en general, no responden a las necesidades planteadas. Así, en la mayoría de los casos, es necesario hacer varios intentos de formulación antes de lograr un balance satisfactorio. Sin embargo, no es conveniente tratar de modificar las estadísticas a los fines del balance antes de intentar su elaboración. La experiencia acumulada en los diferentes intentos de formulación dará los elementos para mejorar el sistema estadístico el cual podría incluso ser automatizado de forma tal que se facilite la ejecución de los futuros balances.

Las dificultades a nivel de la información estadística variarán de acuerdo con las características propias de cada país o región, pero en general puede decirse que éstas surgen de los siguientes elementos:

-Ausencia o errores en la información relativa a la producción, y principalmente al consumo sectorial de energía.

-Incompatibilidad entre las distintas fuentes de información (sector público, sector privado y diferentes organismos dentro de estos sectores) por no haberse hecho anteriormente un esfuerzo de unificación y uniformización de la misma.

-Dificultad para la agregación de la información debido a que las diferentes formas energéticas son medidas unas veces en unidad de peso, otras en volumen, otras en unidades calóricas, etc. Por otra parte, el poder calorífico de una misma forma energética varía de una región de producción a otra en un mismo país, dependiendo de sus características físico químicas. Deberá

entonces procederse a investigaciones, cálculos y establecimiento de promedios nacionales de equivalencia. Sin embargo, siempre podrá hacerse uso de unidades y equivalencias internacionales mientras se determinan los valores nacionales.

En general, estas dificultades difieren de un subsector energético al otro. Así, en un país petrolero la información relativa a este subsector es, en general, más completa, pero al mismo tiempo su importancia lo hace más complejo. A nivel del uso final de energía el grado de elaboración de las estadísticas necesarias, facilita o dificulta el análisis del consumo sectorial. Será necesario en algunos casos realizar encuestas, completar y corregir la información e incluso realizar ciertos ajustes de manera empírica.

#### IV.— FINALIDAD Y UTILIDAD DEL BALANCE

El balance es un instrumento indispensable para la planificación energética. De manera general, puede decirse que el sentido de esta planificación es la búsqueda de la correspondencia entre la oferta y la demanda energética; pero dado que los recursos energéticos son en su mayoría agotables y que los países de la América Latina no disponen de grandes recursos financieros, industriales y tecnológicos para su desarrollo y explotación, deberá afinarse esta planificación para limitar al máximo el desperdicio o mala utilización de recursos escasos.

No es necesario recordar la importancia de la energía como sustituto y complemento del trabajo humano para lograr el desarrollo económico y, por lo tanto, la mejora del bienestar social. En este sentido, los países de la región son ricos en recursos energéticos propios y por lo tanto deberá intentarse su desarrollo para evitar una continua fuga de divisas.

Por otra parte, las diferentes fuentes energéticas son sustituibles, entre ellas a diversos grados, de acuerdo al uso a que se destine la energía producida; será por lo tanto necesario determinar su abundancia en el país, el uso al cual se destinen, su costo, su efecto contaminante y algunos otros elementos, que permitan planificar el desarrollo del sector de una manera racional y eficiente.

Los futuros requerimientos de energía dependerán de los planes de desarrollo económico. Por lo general para la estimación de estos requerimientos se utilizan tendencias históricas, pero éstas precisamente, deberán ser necesariamente corregidas y reorientadas a fin de evitar los errores de los países industrializados principalmente en relación al consumo irracional de energía. Los requerimientos futuros de energía en América Latina crecerán rápidamente a medida que avance su crecimiento industrial, lo cual acentúa la necesidad de esta racionalización.

En el sentido de los elementos antes anotados, el

balance energético es de gran utilidad para la determinación de la oferta y la demanda de energía, la distribución sectorial de esta última, las posibilidades de sustitución entre formas energéticas, el cálculo de los costos globales y parciales dentro del sistema energético. Es así como los balances nos permiten:

- a. Detallar el origen por fuente de la energía producida, transformada y consumida en el espacio bajo estudio.
- b. Conocer el impacto en la producción de energía de un cambio en la estructura de la demanda.
- c. Establecer el grado de dependencia energética comparando los niveles de producción interna con los de importación.
- d. Detectar los principales consumidores nacionales de energía. Dependiendo del grado de detalle con que se elabore el balance, esto podrá hacerse de manera más o menos global, es decir, a nivel sectorial o a nivel de unidades consumidoras.
- e. Conocer los consumos intermedios de energía es decir el consumo del sector energético y por lo tanto la eficiencia energética del sector.
- f. Constatar los efectos de las políticas energéticas formuladas.
- g. Establecer proyecciones y estudiar tendencias cuando se dispone de una serie cronológica de balances.

El conocimiento de estos factores es elemental para permitir la comprensión de la realidad enfrentada y el estudio detallado de ciertos de sus elementos. Sin embargo, la elaboración y perfeccionamiento del balance no constituyen sino un primer paso, impostergable, en la vía hacia un enfoque de la problemática energética.

Debemos anotar que el balance es un instrumento estático, una fotografía de una situación continuamente cambiante, que es sólo una guía para profundizar en el conocimiento de una realidad que es mucho más compleja que un cuadro de recursos y empleos. Lo que está en juego ante el problema energético es más que el ahorro de recursos o la optimización de rendimientos, es el futuro mismo de una forma de vida, el posible fin de un episodio en la vida de la humanidad la cual podría perder, si no se toman medidas drásticas, la sustentación de su actual sistema productivo: la energía.

#### V.— EL CASO VENEZOLANO:

El balance energético venezolano incluye las siguientes formas energéticas primarias: petróleo, gas natural, hidroelectricidad, carbón y combustibles vegetales. Como formas energéticas secundarias tenemos

---

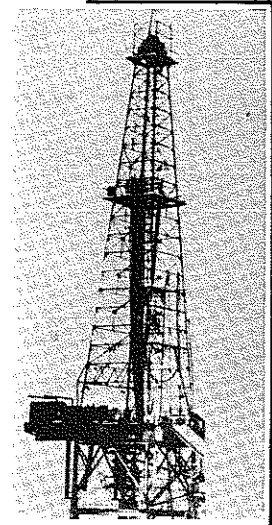
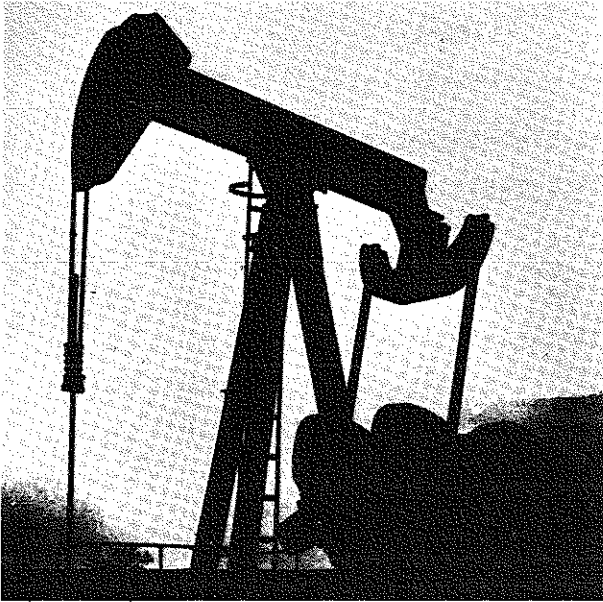
los derivados del petróleo y del gas natural, termoelectricidad, coque y carbón vegetal. Los sectores de consumo nacional considerados son: residencial, servicios, transporte y sector industrial. Dentro de este último se separan los principales consumidores tales como petroquímica, siderúrgica y aluminio.

La base del balance es un cuadro resumen de la producción, transformación y consumo final sectorial de energía. Este está acompañado por anexos que especifican el origen de los recursos, las transformaciones realizadas y los consumos intermedios en el sector energético.

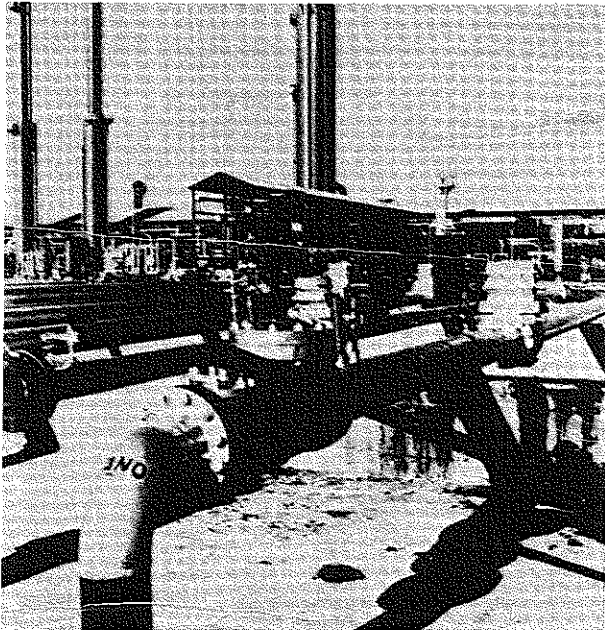
El balance venezolano es un importante instrumento para la formulación de la política energética nacional la cual contemplará dentro de sus lineamientos generales, la conservación de los recursos naturales no renovables, la plena y racional utilización de los recursos renovables, la introducción de nuevas fuentes energéticas nacionales, la utilización del gas natural en los sectores que permiten obtener el mayor valor agregado, la industrialización nacional del petróleo y en general, la racionalización del consumo de energía para hacerlo compatible con nuestras reservas, y los planes nacionales de desarrollo socio-económico.

Sería altamente recomendable que todos los países latinoamericanos dispusieran de un balance energético que permita establecer, dentro del marco de la OLADE, una estrategia energética integral y común a la sub-región. Una fase posterior podría ser la elaboración de un balance consolidado latinoamericano. Venezuela, en este sentido, estará siempre dispuesta a colaborar con su experiencia al logro de estos objetivos.

\*  
—————



# documentos



**PERU**

**BASES DE NEGOCIACION PARA NUEVOS CONTRATOS  
DE OPERACIONES PETROLERAS EN LA SELVA**

DECRETO SUPREMO No. 010 - 77 - EM/DGH

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, por Decreto Supremo No. 029 - 76 - EM/DGH su fecha 20 de Julio de 1976, se estableció la necesidad de intensificar las operaciones petrolíferas en la Selva mediante la concertación de contratos de operación;

Que, para tal efecto y teniendo en consideración las condiciones existentes en la Selva, ha elaborado Bases con arreglo a las cuales deben llevarse a cabo las negociaciones con las empresas interesadas en suscribir dichos contratos, por lo que es necesario la aprobación de las mismas;

Que, igualmente es necesario establecer el procedimiento de aprobación a que se sujetarán dichos Contratos;

Estando a lo opinado por la Dirección General de Hidrocarburos y Dirección Superior del Ministerio de Energía y Minas; de la Dirección General de Contribuciones y Dirección General de Asesoría Jurídica del Ministerio de Economía y Finanzas; Banco Central de Reserva del Perú y de la Contraloría General de la República;

De conformidad con los Decretos Leyes Nos. 17440, 21094 y 18890;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros,

DECRETA:

Artículo 1º.- Apruébase las adjuntas Bases de Negociación para la suscripción de contratos de operaciones petrolíferas a ejecutarse en la Selva las que son parte integrante del presente Decreto.

Artículo 2º.- Los contratos para operaciones petrolíferas en la Selva serán negociados por PETROLEOS DEL PERU y previas opiniones favorables de la Dirección General de Hidrocarburos y Dirección Superior del Ministerio de Energía y Minas; Dirección General de Contribuciones y Dirección General de Asesoría Jurídica del Ministerio de Economía y Finanzas; Banco Central de Reserva del Perú; Dirección General de Aduanas del Ministerio de Comercio y Contraloría General de la República; se aprobarán por Decreto Supremo con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, autorizándose a PETROLEOS DEL PERU la suscripción de los mismos.

Artículo 3º.- El presente Decreto Supremo será refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, al primer día del mes de Marzo de mil novecientos setentisiete.

General de División EP FRANCISCO MORALES BERMUDEZ CERRUTTI, Presidente de la República.

General de Brigada EP. ARTURO LA TORRES DI TOLLA, Ministro de Energía y Minas, Encargado de la Cartera de Economía y Finanzas.

PETROPERU

NUEVOS CONTRATOS

DE OPERACIONES PETROLERAS

SELVA

BASES DE NEGOCIACION

Febrero, 1977

BASES DE NEGOCIACION PARA NUEVOS CONTRATOS DE OPERACIONES PETROLERAS EN LA SELVA

CONDICIONES GENERALES BASICAS

- A.- El Contrato sería en tres fases:
- 1.- Exploración Geológica y Geofísica.
  - 2.- Perforación Exploratoria.
  - 3.- Explotación (Producción).

Los Contratistas pueden entrar directamente a cualesquiera de las tres fases.

- B.- El Contratista se encargará del 100% de la inversión, operación y a su riesgo.

- C.- El Contratista paga todos los tributos a las tasas vigentes a la fecha de la firma del Contrato; el Impuesto a la Renta lo pagará de conformidad con el Art. 7º del DL 21806.

- D.- El Contratista comprará la información básica regional de Geología, Geofísica y pozos exploratorios de la cuenca donde esté ubicado el lote que desea postular.

- E.- El Contratista comprará, si es que hubiera, la información de los pozos exploratorios y sísmica de detalle del lote, materia del Contrato.

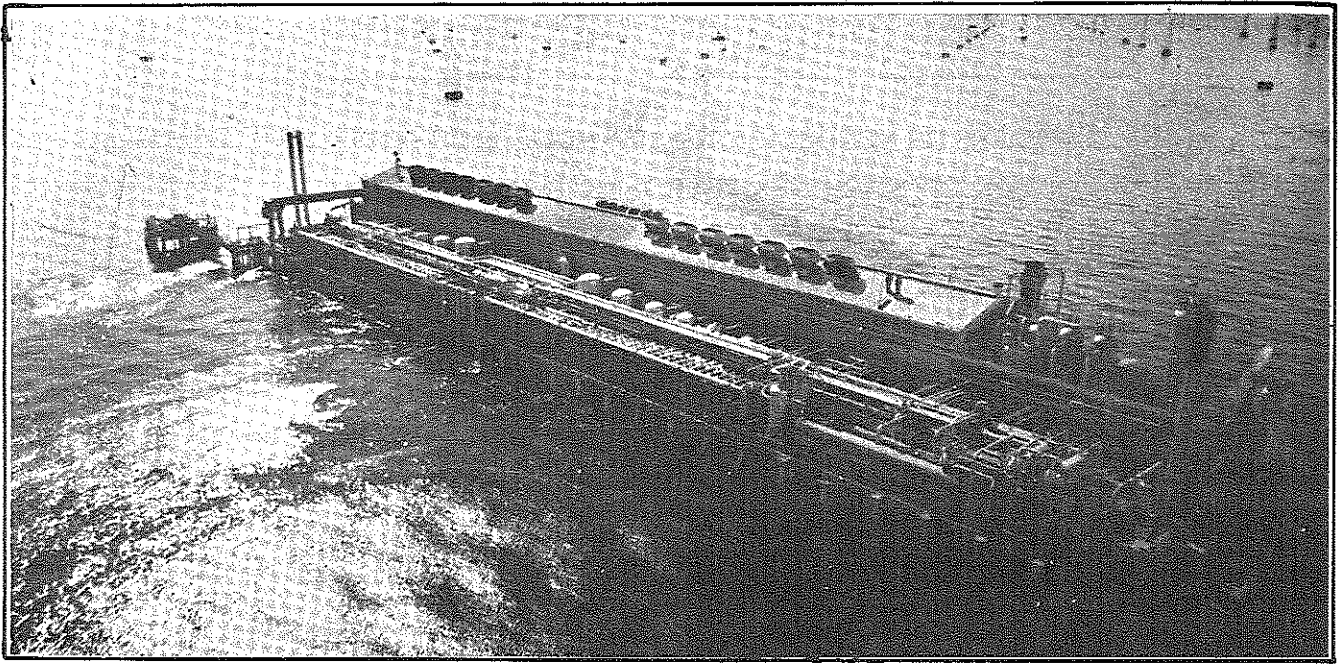
- F.- Plazo total de duración del Contrato (3 fases): 30 años.

- G.- Aporte del Contratista, durante el período de la vigencia del Contrato, para promover la capacitación del personal técnico de la Empresa en las operaciones o Centro de Investigación del Contratista fuera del país, por períodos entre 3 y 6 meses por año, para un máximo de 4 técnicos nacionales seleccionados por Petroperú.

- H.- Entrega a Petroperú de toda la información básica, estudios o análisis realizados durante la vigencia del Contrato; así como un informe de evaluación al final de cada una de las fases.

PRIMERA FASE

- 1.- Programa de trabajo Geofísico y/o Geológico adicional que el Contratista considere necesario para lograr una mejor evaluación del área.



- ✓ 2.- Plazo máximo de duración: 2 años
- 3.- Carta de Garantía para cumplir este programa y un mínimo de un pozo exploratorio a la firma del Contrato.
- 4.- Equipos se los puede llevar el Contratista al final de esta etapa; campamento y sistema de comunicaciones operativos quedan para Petroperú, si es que el Contratista rescinde su Contrato.
- 5.- Opción del Contratista para rescindir el Contrato si es que no hubiere ninguna estructura prospectable a juicio de Petroperú, recuperando el Contratista la Carta de Garantía correspondiente a la perforación no ejecutada.
- 6.- Petroperú rescindiré el Contrato si al término del plazo de la primera fase, el Contratista no hubiera iniciado el Programa de Trabajo propuesto.

#### SEGUNDA FASE

En caso de que se encuentre en el área estructuras prospectables a juicio de Petroperú o del Contratista, éste estará obligado a ingresar a la Segunda Fase que consistirá básicamente en:

- 1.- Presentación de un programa de perforación de pozos exploratorios a las profundidades que penetren las formaciones geológicas, potencialmente prospectables por hidrocarburos, que permitan una evaluación adecuada y diligente del área. Este programa será aprobado por Petroperú e incluirá la perforación de un mínimo de un pozo exploratorio en cada estructura prospectable, lo cual será discutido con el Contratista en las negociaciones para la firma del Contrato.
- ✓ 2.- Plazo de duración: 2 años.
- 3.- Plazo adicional de dos años para la perforación de pozos exploratorios y/o confirmatorios con la obligación de perforar un mínimo de un pozo por cada 6 meses de prórroga, previa aprobación de Petroperú.
- 4.- Carta de Garantía Bancaria para el cumplimiento de los programas de Perforación, tanto básico como adicional de acuerdo a los montos acordados entre Petroperú y el Contratista.
- 5.- Equipos se los puede llevar el Contratista al final de la etapa; campamento y sistema de comunicaciones operativos quedan para Petroperú, si es que el Contratista rescinde su Contrato.

- 6.- Opción al Contratista para la Tercera Fase.
- 7.- Petroperú rescindiré el Contrato si al término del plazo de la segunda fase, el Contratista no hubiera iniciado el Programa de Trabajo aprobado por Petroperú.

#### TERCERA FASE

Se originará con la declaración de un descubrimiento comercial en cualquier momento desde la firma del Contrato hasta el mes 78, que son seis meses después de finalizada la Segunda Fase y que le sirva al Contratista para evaluar los resultados.

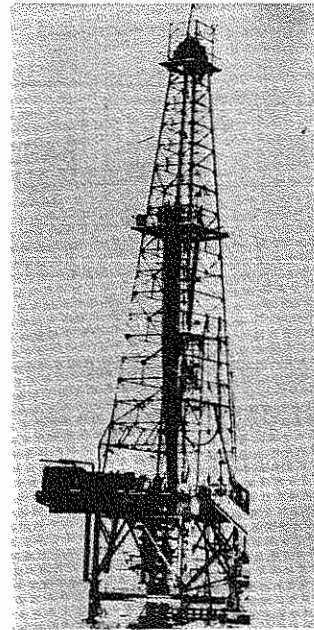
- 1.- Producción 100% de Petroperú.
- 2.- El Contratista paga todos los tributos a las tasas vigentes a la fecha de la firma del Contrato; el Impuesto a la Renta lo pagará de conformidad con el Art. 7º del DL 21806. ✓
- 3.- Pagos al Contratista: El pago al Contratista puede ser en especie o en efectivo a opción del Contratista. Este pago se reajustará en función al volumen de la producción y al precio del crudo en el Mercado Internacional, de acuerdo a un porcentaje básico sujeto a escalas previamente determinadas a base de los valores variantes en volumen y precio del crudo en el Mercado Internacional a ser discutidas con el Contratista en las negociaciones para la firma del Contrato. Si el pago es en especie será un porcentaje de la producción de Hidrocarburos Líquidos del Area Materia del Contrato. Si es en efectivo será de acuerdo a una tarifa por barril producido. Esta compensación será pagada en Soles teniendo en cuenta los derechos que le asisten al Contratista para exportar en moneda extranjera los diversos conceptos contenidos en el Decreto Ley 18890. ✓
- 4.- Programa de Desarrollo aceptado por Petroperú, considerando la perforación de un adecuado número de pozos por año para desarrollar el o los yacimientos descubiertos en el Area Materia del Contrato en un plazo no mayor de cinco años. Estos programas se reajustarán anualmente o antes si fuera necesario, a solicitud del Contratista.
- 5.- Programas adicionales de cinco años para los períodos siguientes al acordado en el punto 4, poniéndose las partes de acuerdo sobre las actividades que deben comprender dichos programas, reajustándolas anualmente y teniendo en cuenta que las mismas deben comprender programas continuos de desarrollo así como de exploración en áreas no evaluadas (Geología, Geofísica y



Perforación Exploratoria). Si no se realizaran programas de exploración en áreas no evaluadas, el Contratista debe devolver hasta un máximo de 50% del Area Materia del Contrato.

- 6.- El desarrollo y explotación de el o los yacimientos descubiertos deberán realizarse de acuerdo a las técnicas más modernas utilizadas en la industria, de tal manera que el o los yacimientos sean producidos a un máximo régimen de producción eficiente (MRPE).
- 7.- Período de producción hasta la terminación de la vigencia del Contrato (30 años).
- 8.- Inicio de operación como máximo seis meses después de entrada a la Tercera Fase del Contrato.
- 9.- Opción de compra: Opción de Petroperú de comprar la porción del Contratista de la producción de crudo del Area Materia del Contrato para cubrir el volumen prorrateado del consumo interno. Los precios de compra serán los del Mercado Internacional.
- 10.- Todos los equipos de carácter fijo y permanente, campamentos, edificaciones, etc., en el Area de Contrato deben quedar en propiedad de Petroperú sin cargo alguno, al término del Contrato.

NOTA.- Antes de la suscripción de los respectivos Contratos las empresas deberán acreditar su inscripción en el Registro de Contratistas y Contratos Petroleros.\*



**BASES DE NEGOCIACION PARA NUEVOS CONTRATOS  
DE OPERACIONES PETROLERAS EN EL ZOCALO**

DECRETO SUPREMO No. 009 - 77 EM/DGH

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, por Decreto Supremo No. 029 - 76 - EM/DGH su fecha 20 de Julio de 1976, se estableció la necesidad de intensificar las operaciones petrolíferas en el Zócalo Continental mediante la concertación de contratos de operación;

Que, para tal efecto y teniendo en consideración las condiciones existentes en el Zócalo, se ha elaborado Bases con arreglo a las cuales deben llevarse a cabo las negociaciones con las empresas interesadas en suscribir dichos contratos, por lo que es necesario la aprobación de las mismas;

Que, igualmente es necesario establecer el procedimiento de aprobación a que se sujetarán dichos contratos;

Estando a lo opinado por la Dirección General de Hidrocarburos y Dirección Superior del Ministerio de Energía y Minas; de la Dirección General de Contribuciones; Dirección General de Asesoría Jurídica del Ministerio de Economía y Finanzas; Banco Central de Reserva y de la Contraloría General de la República;

De conformidad con los Decretos Leyes Nos. 17440, 21094 y 18890; y

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros:

DECRETA:

Artículo 1º.- Apruébase las adjuntas Bases de Negociación para la suscripción de contratos de operaciones petrolíferas a ejecutarse en el Zócalo Continental, las que son parte del presente Decreto.

Artículo 2º.- Los contratos para operaciones petrolíferas en el Zócalo Continental serán negociados por PETROLEOS DEL PERU y previas opiniones favorables de la Dirección General de Hidrocarburos y Dirección Superior del Ministerio de Energía y Minas; Dirección General de Contribuciones; Dirección General de Asesoría Jurídica del Ministerio de Economía y Finanzas; Banco Central de Reserva; Dirección General de Aduanas del Ministerio de Comercio y Contraloría General de la República; se aprobarán por Decreto Supremo con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, autorizándose a PETROLEOS DEL PERU la suscripción de los mismos.

Artículo 3º.- El presente Decreto Supremo será refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, al primer día del mes de Marzo de mil novecientos setentisiete.

General de División EP. FRANCISCO MORALES BERMUDEZ CERRUTTI, Presidente de la República.

General de Brigada EP. ARTURO LA TORRE DI TOLLA, Ministro de Energía y Minas, Encargado de la Cartera de Economía y Finanzas.

PETROPERU

NUEVOS CONTRATOS DE OPERACIONES PETROLERAS  
ZOCALO

BASES DE NEGOCIACION

Febrero, 1977

BASES DE NEGOCIACION PARA NUEVOS CONTRATOS DE  
OPERACIONES PETROLERAS EN EL ZOCALO

CONDICIONES GENERALES BASICAS

- A.- El Contrato sería en tres fases:
- 1.- Exploración Geológica y Geofísica.
  - 2.- Perforación Exploratoria.
  - 3.- Explotación (Producción)

Sin embargo, los Contratistas pueden entrar directamente a Fase II, a su criterio.

- B.- El Contratista se encargará del 100% de la inversión, operación y a su riesgo.
- C.- El Contratista paga todos los tributos a las tasas vigentes a la fecha de la firma del Contrato; el Impuesto a la Renta lo pagará de conformidad con el Art. 7º del D.L. 21806.
- D.- El Contratista deberá comprar, si es que no la hubiese comprado, la información Sísmica y el estudio Geofísico Regional y de detalle (Delta) que se tiene actualmente en el Zócalo.
- E.- Plazo total de duración del Contrato (3 fases): 25 años.
- F.- Aporte en efectivo del Contratista para obtener el Contrato.
- G.- Aporte del Contratista, durante el período de la vigencia del Contrato, para promover la capacitación del personal técnico de la Empresa en las operaciones o Centro de Investigación del Contratista, fuera del país, por período entre 3 y 6 meses por año, para un máximo de 4 técnicos nacionales seleccionados por Petroperú.
- H.- Entrega a Petroperú de toda la información básica, estudios o análisis realizados durante la vigencia del Contrato; así como un informe de evaluación al final de cada una de las fases.

PRIMERA FASE

- 1.- Programa de trabajo Geofísico y/o Geológico adicional que el Contratista considere necesario para lograr una mejor evaluación del área.
- 2.- Plazo de duración: 12 meses. Este plazo podría ser extendido a juicio de Petroperú.
- 3.- Carta de Garantía para cumplir este programa y un mínimo de 1 pozo exploratorio, a la firma del Contrato.
- 4.- Equipos se los puede llevar el Contratista al final de esta etapa;

campamento y sistema de comunicaciones quedan para Petroperú, si es que el Contratista rescinde su Contrato.

- 5.- Opción del Contratista para rescindir el Contrato si es que no hubiere ninguna estructura prospectable a juicio de Petroperú, recuperando el Contratista la Carta de Garantía correspondiente a la perforación no ejecutada.
- 6.- Petroperú rescindirá el Contrato si al término del plazo de la primera fase, el Contratista no hubiera iniciado el Programa de trabajo propuesto.

#### SEGUNDA FASE

En caso de que se encuentre en el área estructuras prospectables a juicio de Petroperú o del Contratista, éste estará obligado a ingresar a la Segunda Fase que consistirá básicamente en:

- 1.- Presentación de un programa de perforación de pozos exploratorios a las profundidades que penetren las formaciones geológicas, potencialmente prospectables por hidrocarburos, que permitan una evaluación adecuada y diligente del área. Este programa será aprobado por Petroperú e incluirá la perforación de un mínimo de un pozo exploratorio en cada estructura prospectable, lo cual será discutido con el Contratista en las negociaciones para la firma del Contrato.
- 2.- Plazo de duración: 2 años.
- 3.- Plazo adicional de un año con la obligación de perforar un mínimo de 2 pozos, previa aprobación de Petroperú.
- 4.- Carta de Garantía Bancaria para el cumplimiento de los Progra-

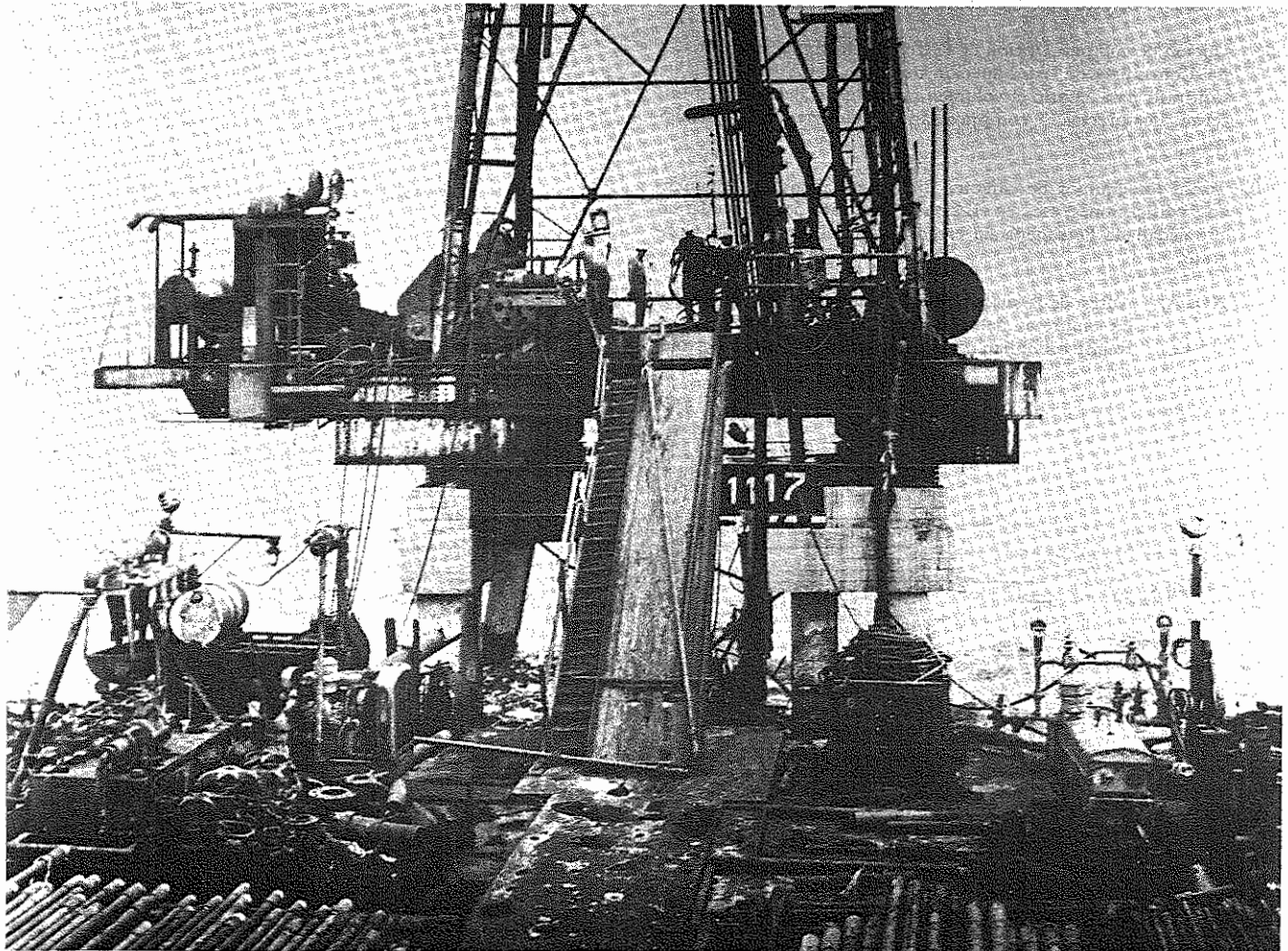
mas de Perforación, tanto básico como adicional de acuerdo a los montos acordados entre Petroperú y el Contratista.

- 5.- Equipos se los puede llevar el Contratista al final de la etapa; campamento y sistema de comunicaciones quedaría para Petroperú, si es que el Contratista rescinde su Contrato.
- 6.- Opción al Contratista para la Tercera Fase.
- 7.- Petroperú rescindirá el Contrato si al término del plazo de la segunda fase, el Contratista no hubiera iniciado el Programa de Trabajo aprobado por Petroperú.

#### TERCERA FASE

Se originará con la declaración de un descubrimiento comercial en cualquier momento desde la firma del Contrato hasta el mes 54, que son seis meses después de finalizada la Segunda Fase y que le sirvan al Contratista para evaluar los resultados.

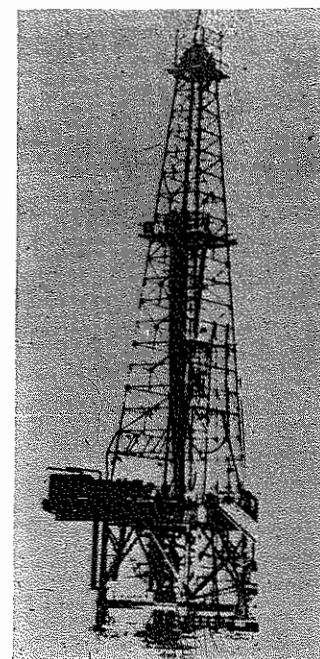
- 1.- Producción 100% de Petroperú.
- 2.- El Contratista paga todos los tributos a las tasas vigentes a la fecha de la firma del Contrato; el Impuesto a la Renta lo pagará de conformidad con el Art. 7º del DL 21806.
- 3.- Pagos al Contratista: El pago al Contratista puede ser en especie o en efectivo a opción del Contratista. Este pago se reajustará en función al volumen de la producción y al precio del crudo en el Mercado Internacional, de acuerdo a un porcentaje básico sujeto a escalas previamente determinadas a base de los valores variables en volumen y precio del crudo en el Mercado Internacional a ser discutidas con el Contratista en las negociaciones



para la firma del Contrato. Si el pago es en especie será un porcentaje de la producción de Hidrocarburos Líquidos del Area Materia del Contrato. Si es en efectivo será de acuerdo a una tarifa por barril producido. Esta compensación será pagada en Soles teniendo en cuenta los derechos que le asisten al Contratista para exportar en moneda extranjera los diversos conceptos contenidos en el DL 18890.

- 4.- Programa de Desarrollo aceptado por Petroperú, considerando la perforación de un adecuado número de pozos por año para desarrollar el o los yacimientos descubiertos en el Area Materia del Contrato en un plazo no mayor de cinco años. Estos programas se reajustarán anualmente o antes si fuera necesario, a solicitud del Contratista.
- 5.- Programas adicionales de cinco años para los períodos siguientes al acordado en el punto 4, poniéndose las partes de acuerdo sobre las actividades que deben comprender dichos programas reajustándolas anualmente y teniendo en cuenta que las mismas deben comprender programas continuos de desarrollo así como de exploración en áreas no evaluadas (Geología, Geofísica y Perforación Exploratoria). Si no se realizaran programas de exploración en áreas no evaluadas, el Contratista debe devolver hasta un máximo de 50% del Area Materia del Contrato.
- 6.- El desarrollo y explotación de el o los yacimientos descubiertos deberán realizarse de acuerdo a las técnicas más modernas utilizadas en la industria, de tal manera que el o los yacimientos sean producidos a un máximo régimen de producción eficiente (MRPE).
- 7.- Período de producción hasta la terminación de la vigencia del Contrato (25 años).
- 8.- Inicio de operaciones como máximo seis meses después de entrada a la Tercera Fase del Contrato.
- 9.- Opción de compra: Opción de Petroperú de comprar la porción del Contratista de la producción de crudo del Area Materia de Contrato para cubrir el volumen prorrateado del consumo interno. Los precios de compra serán los del Mercado Internacional.
- 10.- Todos los equipos de carácter fijo y permanente, campamentos, edificaciones, etc., en el Area de Contrato deben quedar en propiedad de Petroperú sin cargo alguno, al término del Contrato.

NOTA.- Antes de la suscripción de los respectivos Contratos las empresas deberán acreditar su inscripción en el Registro Público de Contratistas y Contratos Petroleros.



**BASES DE LICITACION PARA RECUPERACION DE  
AGUA EN CAMPOS DE PETROLEO DE LOBITOS,  
EL ALTO Y LOS ORGANOS DE LA COSTA NORTE**

DECRETO SUPREMO No. 011 - 77 - EM/DGH

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, por Decreto Supremo No. 029 - 76-EM/DGH de 20 de Julio de 1976, se estableció la necesidad de intensificar las actividades petroleras del país, mediante la ejecución de operaciones de recuperación secundaria en los yacimientos de Lobitos, El Alto y Los Organos;

Que, para tal efecto el citado Decreto Supremo manda se convoque a licitación pública internacional;

Que, se ha cumplido con formular las Bases para dicha licitación, siendo necesaria la aprobación correspondiente;

Que, igualmente es necesario establecer el procedimiento de aprobación a que se sujetarán los contratos correspondientes;

Estando a lo opinado por la Dirección General de Hidrocarburos y Dirección Superior del Ministerio de Energía y Minas; Dirección General de Contribuciones; Dirección General de Asesoría Jurídica del Ministerio de Economía y Finanzas; Banco Central de Reserva y de la Contraloría General de la República;

De conformidad con los Decretos Leyes Nos. 17440, 21092 y 18890; y

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros;

DECRETA:

Artículo 1º.- Apruébase las adjuntas Bases de Licitación Pública Internacional para la ejecución de operaciones de recuperación secundaria en los yacimientos de Lobitos, El Alto y Los Organos, los que son parte integrante del presente Decreto.

Artículo 2º.- Los contratos para operaciones de recuperación secundaria en los yacimientos de Lobitos, El Alto y Los Organos, serán negociados por PETROLEOS DEL PERU y previas opiniones favorables de la Dirección General de Hidrocarburos y Dirección Superior del Ministerio de Energía y Minas; Dirección General de Contribuciones; Dirección General de Asesoría Jurídica del Ministerio de Economía y Finanzas; Banco Central de Reserva del Perú; Dirección General de Aduanas del Ministerio de Comercio y Contraloría General de la República, se aprobarán por Decreto Supremo con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, autorizándose a PETROLEOS DEL PERU la suscripción de los mismos.

Artículo 3º.- El presente Decreto Supremo será refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, al primer día del mes de Marzo de mil novecientos setentisiete.

General de División EP., FRANCISCO MORALES BERMUDEZ CERRUTTI, Presidente de la República.

General de Brigada EP., ARTURO LA TORRE DI TOLLA, Ministro de Energía y Minas, Encargado de la Cartera de Economía y Finanzas.

PETROPERU

BASES DE LA CONVOCATORIA A LICITACION INTERNACIONAL PARA LAS OPERACIONES DE RECUPERACION SECUNDARIA POR INYECCION DE AGUA EN LOS CAMPOS DE PETROLEO DE LOBITOS, EL ALTO Y LOS ORGANOS DE LA COSTA NORTE DE LA REPUBLICA DEL PERU

Febrero, 1977

I.- GENERALIDADES

Petróleos del Perú (en adelante PETROPERU) con domicilio en: Paseo de la República 3361 - San Isidro, Lima - Perú, invita en aplicación del Artículo 7º del Decreto Supremo No. 029 - 76 - EM/DGH, del 20 de julio de 1976, a la presentación de ofertas para la ejecución de Operaciones de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua, en los campos de petróleo de Lobitos, El Alto y Los Organos, de la Costa Noroeste de la República del Perú.

II.- DE LOS POSTORES

1.- Podrán presentarse como postores, todas las personas jurídicas, legalmente organizadas que demuestren amplia y probada experiencia en el diseño, construcción, puesta en marcha y operación de proyectos de Recuperación Secundaria, por inyección de agua salada.

Para dichos efectos deberán constituirse en el país, con la declaración expresa de someterse a las leyes del Perú y de inscribirse en el Registro Mercantil y en el Registro Público de Contratistas y de Contratos Petroleros.

2.- En caso de postores asociados se incluirá en el sobre el compromiso de asociación y la declaración designando el operador y el representante legal común.

3.- Las empresas que estuvieren inscritas en el Registro Público de Contratistas y de Contratos Petroleros y deseen presentarse como postores deberán demostrar su capacidad técnica y económica en operaciones de recuperación secundaria por inyección de agua salada.

III.- PRESENTACION DE PROPUESTAS

1.- Las propuestas se entregarán a la mano, en original y cinco (5) copias, hasta las 14:00 horas, hora oficial del Perú del primer día útil, 180 días después de la publicación del anuncio de la convocatoria, en la Oficina de Auditoría Interna de PETROPERU (Paseo de la República 3361 - 5º piso - San Isidro, Lima 27).

2.- Las propuestas y sus copias se presentarán en Castellano, en sobre cerrado y lacrado con la leyenda: "Licitación Internacional EXP - PRD - No. 1 - 76 para Operaciones de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en los campos de petróleo de Lobitos, El Alto y los Organos de la Costa Noroeste".

3.- El original y todas las copias de las ofertas deberán estar debidamente firmadas por los postores, sin espacios en blanco, sin enmiendas ni tachaduras. No se considerarán las ofertas que no satisfagan los requerimientos contenidos en éstas bases.

4.- Las propuestas contendrán el nombre completo del postor y su domicilio legal y vendrán fechadas y firmadas con la rúbrica

normal de la persona o personas autorizadas para actuar en nombre del postor. Los nombres de los firmantes, aparecerán escritos a máquina o claramente impresos debajo de cada firma.

#### IV.- CONDICIONES BASICAS A LAS QUE SE SUJETARAN LAS PROPUESTAS.

1.- El objeto de la presente licitación es la contratación de operaciones para la continuación de la explotación y realización de trabajos de recuperación secundaria en los reservorios de las Areas Norte (El Alto, y Los Organos) y Area Central (Lobitos y Carrizo) de los campos de la Costa Noroeste, actualmente operados por PETROPERU. Estas áreas y reservorios se indican en el mapa adjunto "Areas y Reservorios a Licitación para Recuperación Secundaria".

2.- Los reservorios en los que el Contratista se obliga de inmediato a desarrollar las operaciones de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en cada una de las áreas: Area Norte y Area Central, en forma integral, están indicados en el Mapa y Tabla adjuntos, que forman parte de las presentes bases.

3.- En caso que Petroperú programase nuevos proyectos de Recuperación Secundaria en los reservorios restantes de cada una de dichas áreas a igualdad de condiciones con otros postores, el contratista tendrá la primera opción de efectuar los trabajos de Recuperación Secundaria, siempre que PETROPERU decida no realizar directamente este tipo de operaciones en dichos reservorios.

4.- PETROPERU es propietaria y seguirá siendo propietaria de todos los hidrocarburos líquidos y gaseosos que produzca el futuro contratista, así como de las reservas ~~no extraídas~~ e instalaciones.

5.- El plazo de vigencia será de quince (15) años contados a partir de la fecha de suscripción del contrato y pudiendo el contratista hacer suelta total o parcial de los reservorios obligatorios a su decisión después del quinto año contados a partir de la fecha de suscripción del contrato. Antes de este plazo podrá hacerlo solamente con aprobación expresa de PETROPERU y siempre que los resultados de la evaluación técnico - económica demuestre que la operación es anti - económica para el contratista.

6.- El Contratista deberá efectuar dentro de los plazos señalados en estas bases, entre otros, los siguientes trabajos:

- a) Elaboración de los antecedentes técnicos del proyecto incluyendo diseño de procesos y diseño mecánico de las plantas e instalaciones del proyecto.
- b) Ejecución del Proyecto.
  - Plantas de captación y tratamiento de agua.
  - Plantas y sistema de inyección.
  - Perforación de pozos inyectoros y/o productores.
  - Reacondicionamiento o instalación del sistema de recolección y transporte del petróleo hasta el punto de fiscalización que se fijará en el contrato.
- c) Dirección técnica y operación de la explotación.
  - Cálculos de recuperación (reservas) y pronósticos de producción.
  - Caudales de producción de petróleo e inyección de agua.
  - Reacondicionamiento y servicios a los pozos productores e inyectoros.

7.- El Contratista tendrá a su cargo, además, la provisión de todos los materiales, accesorios, instalaciones complementarias y equipos requeridos para las operaciones.

8.- El Contratista podrá subcontratar alguno o algunos de los servicios especializados a prestar, tales como cementaciones, perfilajes, baleos, estimulaciones, etc., siempre que el sub - contratista reúna condiciones de calificación adecuada. Para tal efecto, los sub - contratistas deberán obtener certificado de conformidad expedido por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.

9.- Los programas de trabajo para la ejecución de la Recuperación Secundaria en los reservorios obligatorios deberán ajustarse de modo que la iniciación de las operaciones de Inyección no excedan de los 24 meses después de firmado el Contrato, y, el desarrollo

completo de todo el sistema de explotación (Plantas, líneas, pozos nuevos y facilidades de inyección y producción) que señale el estudio definitivo no exceda de los 48 meses de firmado el Contrato.

10.- El Contratista proporcionará todos los recursos técnicos y financieros que se requieran para las Operaciones de Recuperación Secundaria y operaciones relacionadas, siendo de su exclusiva responsabilidad y cargo todos los costos y desembolsos en que incurra por dicho concepto, sin que PETROPERU o el Estado Peruano asuma riesgo alguno por los resultados de dicho trabajo.

11.- El Contratista mantendrá un programa continuo de formación y capacitación para el personal peruano en todos sus niveles, tendiente a la sustitución del personal extranjero por nacional. Los resultados de este programa se evaluarán cada dos años.

12.- El Contratista garantizará la ejecución de los programas de trabajo mediante una Carta Fianza Bancaria, cuyo monto a aprobarse por PETROPERU, será igual al monto total presupuestado para los dos primeros años de la ejecución de este Contrato. El monto de dichas fianzas será reactualizado anualmente por el Contratista, previa conformidad de PETROPERU, a medida que se vayan ejecutando los trabajos programados.

Antes de finalizar los primeros dos años de trabajo, el Contratista sacará una Fianza Bancaria por el monto presupuestado para los trabajos a ejecutarse durante los años tercero y cuarto de vigencia de este Contrato. El monto de dichas fianzas será reactualizado anualmente por el Contratista, previa conformidad de PETROPERU, a medida que se vayan ejecutando los trabajos programados.

13.- El Contratista paga todos los tributos a las tasas vigentes a la fecha de la firma del Contrato; el Impuesto a la Renta lo pagará de conformidad con el Artículo 7º del D.L. No. 21806.

14.- La forma de pago al Contratista podrá ser en efectivo (mediante una tarifa unitaria por barril de petróleo crudo secundario producido), o mediante equivalente en especie o por ambos medios, según propuesta que presente el postor.

15.- PETROPERU venderá, individualmente para cada área por separado, en Un millón de soles oro (S/. 1'000.000.00) información disponible relativa a los aspectos geológicos, de ingeniería de reservorios, de perforación y producción de los reservorios obligatorios de cada área, y permitirá el acceso a cualquier otra información relacionada con el proyecto, existente y disponible en sus archivos. Esta información será para el uso único y exclusivo del postor, siendo expresamente prohibido, bajo cualquier motivo, que esta información sea puesta a disposición de terceros.

16.- Los postores al momento de comprar la información a que se refiere el punto anterior recibirá un Modelo de Contrato al cual deberán sujetarse las propuestas.

17.- A solicitud del Contratista, PETROPERU obtendrá las servidumbres necesarias y le proporcionará toda la colaboración que le sea posible dar para obtener permisos, visas y autorizaciones de trabajo.

18.- PETROPERU, aprobará el Proyecto, así como sus modificaciones posteriores y efectuará la supervisión general del desarrollo del proyecto e inspeccionará los trabajos realizados.

19.- PETROPERU, y el Contratista establecerán en el Contrato, la disposición final de los equipos e instalaciones usados en las operaciones, tanto en los casos de suelta, parcial o total de los reservorios como al término del contrato.

20.- El contratista pondrá todo el cuidado y diligencia posible para evitar la contaminación ambiental, de acuerdo a las normas que se dicten.

21.- El contratista o sus sub - contratistas podrán importar cualquier artículo necesario para la ejecución de las operaciones de recuperación secundaria, de conformidad con los dispositivos legales vigentes.

22.- Si el postor opta por el pago en especie, PETROPERU tendrá el derecho preferencial de comprar la porción de petróleo crudo del contratista para cubrir el volumen prorrateado para el mercado nacional, referido a precios del mercado internacional.

23.- La ejecución de las operaciones será de responsabilidad única y exclusiva del Contratista, quien deberá operar directamente la explotación de los reservorios, pudiendo celebrar contratos de servicio con Compañías Contratistas.

24.- PETROPERU a su solo juicio se reserva el derecho de adjudicar la Buena Pró de los trabajos de recuperación secundaria en los reservorios de una área o de ambas a un mismo postor o una a cada postor distinto.

#### V.- CONTENIDO DE LAS PROPUESTAS

1.- Las ofertas se harán por separado para cada grupo de reservorios obligatorios, comprendido en cada una de las dos áreas. Sin embargo un mismo postor podrá presentar ofertas correspondientes por separado para los reservorios obligatorios de las dos áreas.

2.- Para la ejecución de las operaciones de Recuperación Secundaria en cada uno de los reservorios que conforman un Área específica, los postores deberán presentar, con el mayor detalle posible, un estudio técnico - económico que indique las condiciones técnicas de los trabajos, el pronóstico de producción con la producción adicional, que se espera obtener y el correspondiente Calendario de Inversiones.

3.- Las propuestas deberán fijar claramente, con sujeción a lo indicado en estas bases, la forma de pago que el postor propone recibir por sus servicios, desde el inicio de la producción de petróleo secundario obtenido mediante Recuperación Secundaria hasta el término del contrato. Si la forma de pago escogida es en especie y ésta es en petróleo crudo el postor deberá indicar la porción de petróleo crudo secundario, que recibirá de acuerdo a su propuesta: Una tasa X más alta para los seis (6) primeros años contados a partir de la firma del contrato y otra tasa X menor para el período comprendido desde el séptimo año hasta el término del contrato; pudiendo también proponer cualquier otra forma de participación deseada.

4.- Diagrama de la ruta crítica PETR/CPM para la construcción de las instalaciones.

5.- Conjuntamente con su propuesta, el postor deberá adjuntar el recibo de pago a que se refiere el punto IV - 15; así mismo, deberá presentar una declaración jurada, legalizada notarialmente en la que conste su compromiso de presentar la Fianza Bancaria a la que se refiere el punto IV - 12, de estas bases; dentro de los treinta (30) días siguientes a la fecha de suscripción del respectivo Contrato de Operaciones.

6.- El postor deberá presentar, con su propuesta, una relación de sus clientes y los antecedentes técnicos y la evaluación final de los trabajos de recuperación secundaria por inyección de agua, que hubiere efectuado anteriormente en beneficio de ellos. Los antecedentes técnicos deberán cubrir los distintos aspectos de los estudios y desarrollo de las operaciones, dirección y realización práctica en el campo.

7.- El postor deberá presentar, así mismo, con su propuesta lo siguiente:

- a) Currículum del personal técnico que tomará parte en todas las fases de las operaciones de recuperación secundaria.
- b) Constancia emitida por el Registro Público de Contratistas y Contratos Petroleros que acredite su inscripción en el mismo.
- c) Declaración que señale su domicilio legal en el Perú.
- d) Documento que acredite el poder de la persona que suscribirá la propuesta y que firmará el respectivo contrato de operaciones, con inscripción en el antes indicado Registro y en el de Mandatos de Lima.
- e) Declaración de sometimiento a las Bases de Licitación y a las leyes vigentes del Perú.

f) El postor de nacionalidad extranjera presentará declaración jurada legalizada notarialmente, sometién dose, para todos los efectos derivados de la licitación, a las leyes y tribunales del Perú, con expresa renuncia a toda reclamación diplomática.

8.- El postor deberá indicar en su propuesta el plazo de vigencia de la misma el que, en todo caso, no podrá ser menor de 60 días calendario contados desde la fecha de señalada para la apertura de las propuestas.

#### VI.- ACLARACIONES AL MODELO DE CONTRATO

1.- En caso de que los postores encontraran dudas, confusiones, discrepancias u omisiones en el modelo de contrato, podrán solicitar aclaraciones por carta o telex a:

POR CARTA	POR TELEX
PETROPERU	PETROPERU
Dpto. de Producción - piso 3 Paseo de la República 3361 San Isidro - Lima 27 Ref.: Licitación Internacional de Recuperación Secundaria, PROD - YAC - 01 - 76	Telex 25592  Ref.: Licitación Internacional de Recuperación Secundaria, PROD - YAC - 01 - 76

2.- Los interesados podrán hacer consultas hasta el plazo máximo de 30 días anteriores a la fecha de apertura de los sobres.

3.- Los interesados al retirar las Bases, dejarán constancia de la dirección a la cual se remitirán las adiciones pertinentes.

#### VII.- APERTURA DE LAS PROPUESTAS

1.- El primer día útil, 180 días después de la convocatoria, inmediatamente después del cierre de recepción de propuestas, se procederá en acto público y ante Notario, a la apertura de los sobres debiendo leerse, fecharse y firmarse, en presencia de las personas interesadas, cada una de las propuestas presentadas, las que se consignarán en el Acta respectiva.

2.- Los postores podrán formular observaciones a las propuestas dentro del plazo de siete (7) días útiles, contados a partir del día siguiente al de la apertura de los sobres.

#### VIII.- OTORGAMIENTO DE LA BUENA PRO

1.- En fecha posterior a la apertura de los sobres, dentro de treinta (30) días calendario, PETROPERU determinará a cual de los postores se le adjudicará la Buena Pró. Las decisiones de PETROPERU serán emitidas con sujeción a su criterio y serán inapelables.

2.- PETROPERU se reserva el derecho de no aceptar cualquiera de las propuestas o todas ellas, así como el de declarar desierta la licitación, sin que esto pueda dar derecho a los postores a demandar pérdidas o intereses por los gastos en que hubiesen podido incurrir, como consecuencia de la preparación de las ofertas, de la constitución de las garantías o de cualquier otro concepto.

3.- Los principales factores que entrarán en consideración para la evaluación de las ofertas, son los siguientes:

- Evaluación del estudio técnico - económico presentado.
- Capacidad técnica del postor, comprobada por su experiencia en la ejecución y operación de proyectos de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua.
- Capacidad económica.
- Forma y proporción del pago por los servicios.
- Fecha fijada para la iniciación de las operaciones de inyección.

Además de estos factores, PETROPERU podrá considerar las alternativas presentadas, que, sin apartarse de lo establecido en el Capítulo IV, mejore las propuestas.

4.- El otorgamiento de la Buena Pró, será comunicado a los postores por carta notarial y formalizado posteriormente mediante la suscripción de un Contrato de Operaciones de Recuperación Secundaria.

#### IX.- FIRMA DEL CONTRATO

1.- PETROPERU preparará la minuta del correspondiente Contrato de Operaciones de Recuperación Secundaria y comunicará al postor que obtuvo la Buena Pró para que dentro de los treinta (30) días calendario al otorgamiento de la Buena Pró, se presente a firmar dicha minuta y la escritura pública correspondiente.

2.- El Contrato de Operaciones de Recuperación Secundaria deberá ser suscrito por el representante autorizado de PETROPERU y el representante legal del postor, y será elevado a escritura pública corriendo los gastos correspondientes por cuenta del adjudicatario.

3.- Luego de firmado el Contrato de Operaciones de Recuperación Secundaria, PETROPERU devolverá a las Firmas que no resultaron favorecidas, la documentación que presentaron dentro de los treinta (30) días calendario siguientes.

4.- La garantía de cumplimiento de suscripción del contrato será de veinte millones de soles oro (S/. 20'000.000.00) para cada área por separado y será presentada dentro del mismo sobre que contiene la oferta. Esta garantía deberá tener vigencia de noventa (90) días calendario contados desde la fecha señalada para la apertura de las propuestas, será incondicionada y de realización automática, estará constituida por carta - fianza bancaria, deberá ser extendida por instituciones debidamente establecidas en el Perú y expresará claramente que garantiza el cumplimiento de la suscripción del Contrato de Operaciones de Recuperación Secundaria. Una vez que el postor haya sustituido dicha garantía con la garantía de ejecución de los programas de trabajo a que se refiere el punto 12 del Capítulo IV de estas Bases se devolverá la garantía al postor debidamente endosada si ello fuera necesario.

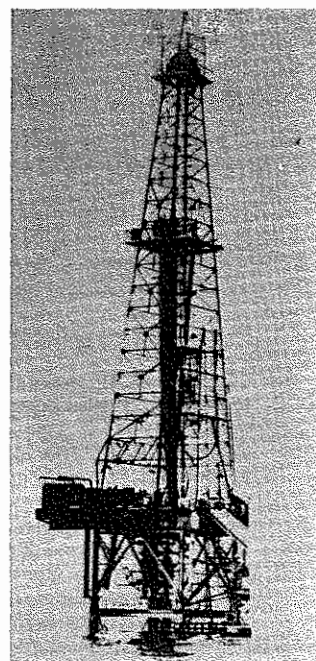
En el caso de sucursales en el país de personas jurídicas constituidas en el exterior, las garantías serán extendidas por un Banco de la Banca Asociada del Perú o el Banco de la Nación, con carta - garantía de una entidad financiera extranjera de primera clase.

5.- El postor favorecido con la Buena Pro perderá a favor de PETROPERU, la garantía de firma del contrato que presentó en el sobre en caso de que no cumpla con firmar el Contrato de Operaciones de Recuperación Secundaria en el plazo estipulado, perdiendo así mismo, el otorgamiento de la Buena Pro, sin derecho a reclamo alguno; en cuyo caso quedará a criterio de PETROPERU negociar el contrato con otro postor o declarar desierta la Licitación.

#### X.- ADJUNTOS

Se adjunta a las presentes Bases, como parte integrante de las mismas:

- a) Mapa de las Areas de Operaciones Noroeste mostrando los reservorios obligatorios.
- b) Columna estratigráfica generalizada.
- c) Tabla conteniendo la información básica de los reservorios obligatorios.





**BASES DE LICITACION PARA ESTUDIO, DISEÑO Y  
FINANCIACION DE INSTALACIONES PARA RECUPERAR  
AGUA EN CAMPOS DE PETROLEO DE LA BREA - PARIÑAS**

DECRETO SUPREMO No. 012 - 77 EM/DGH

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, por Decreto Supremo No. 029 - 76 EM/DGH de 20 de Julio de 1976 modificado por Decreto Supremo No. 008-77-EM/DGH de 1º de marzo de 1977, se establece la necesidad de intensificar las actividades petroleras del país, mediante la ejecución, entre otras, de operaciones de recuperación secundaria en los yacimientos de la Brea y Pariñas, mandándose se convoque la licitación pública internacional correspondiente en el ámbito de la ALALC;

Que, se ha cumplido con formular las Bases para dicha licitación; siendo necesario la aprobación correspondiente;

Que, igualmente es necesario establecer el procedimiento de aprobación a que se sujetarán los contratos correspondientes;

Estando a lo opinado por la Dirección General de Hidrocarburos y Dirección Superior del Ministerio de Energía y Minas; Dirección General de Contribuciones y Dirección General de Asesoría Jurídica del Ministerio de Economía y Finanzas; Banco Central de Reservas del Perú, y por la Contraloría General de la República;

De conformidad con los Decretos Leyes Nos. 17440, 21094 y 18890; y

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros;

**DECRETA:**

Artículo 1º.- Apruébase las adjuntas Bases de Licitación Pública Internacional para la ejecución de operaciones de recuperación secundaria en los yacimientos de la Brea y Pariñas, las que son parte integrante del presente Decreto.

Artículo 2º.- Los contratos para operaciones de recuperación secundaria en los yacimientos de la Brea y Pariñas, serán negociados por PETROLEOS DEL PERU y previas opiniones favorables de la Dirección General de Hidrocarburos y Dirección Superior del Ministerio de Energía y Minas; Dirección General de Contribuciones y Dirección General de Asesoría Jurídica del Ministerio de Economía y Finanzas; Banco Central de Reserva del Perú; Dirección General de Aduanas del Ministerio de Comercio; y Contraloría General de la República; se aprobarán por Decreto Supremo con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros autorizando a PETROLEOS DEL PERU la suscripción de los mismos.

Artículo 3º.- El presente Decreto Supremo será refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, al primer día del mes de Marzo de mil novecientos setentisiete.

General de División EP FRANCISCO MORALES BERMUDEZ CERRUTTI, Presidente de la República.

General de Brigada EP ARTURO LA TORRE DI TOLLA, Ministro de Energía y Minas, Encargado de la Cartera de Economía y Finanzas.

PETROPERU

LICITACION INTERNACIONAL: EXP - PRD No. 2 -76

BASES DE LA CONVOCATORIA A LICITACION INTERNACIONAL PARA EL ESTUDIO, DISEÑO, CONSTRUCCION Y FINANCIACION DE LAS INSTALACIONES PARA OPERACIONES DE RECUPERACION SECUNDARIA POR INYECCION DE AGUA EN LOS CAMPOS DE PETROLEO DE LA BREA - PARIÑAS, DE LA COSTA NOROESTE DE LA REPUBLICA DEL PERU.

FEBRERO, 1977

**I.- GENERALIDADES**

Petróleos del Perú (en adelante PETROPERU), con domicilio en: Paseo de la República 3361 - San Isidro, Lima - Perú, invita en aplicación del Artículo 7º del Decreto Supremo No. 029 - 76 - EM/DGH, de 20 de julio de 1976, a la presentación de ofertas para la ejecución de Operaciones de Recuperación Secundaria, por Inyección de Agua, en los campos de petróleo de La Brea - Pariñas, de la Costa Noroeste de la República del Perú.

**II.- DE LOS POSTORES**

1.- Podrán presentarse como postores, todas las personas jurídicas de los países del Area del ALALC, legalmente organizadas que demuestren amplia y probada experiencia en el diseño, construcción, puesta en marcha y operación de proyectos de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua Salada.

Para dichos efectos deberán constituirse en el país, con la declaración expresa de someterse a las Leyes del Perú y de inscribirse en el Registro Mercantil y en el Registro Público de Contratistas y de Contratos Petroleros.

2.- En caso de Postores asociados se incluirá en el sobre el compromiso de asociación y la declaración designando el operador y el representante legal común.

3.- Las empresas que estuvieren inscritas en el Registro Público de Contratistas y de Contratos Petroleros y deseen presentarse como postores deberán demostrar su capacidad técnica y económica en operaciones de recuperación secundaria por inyección de agua salada.

**III.- PRESENTACION DE PROPUESTAS**

1.- Las propuestas se entregarán a la mano, en original y cinco (5) copias, hasta las 14:00 horas, hora oficial del Perú, del primer día útil, 180 días después de la publicación del anuncio de la convocatoria en la Oficina de Auditoría Interna de PETROPERU (Paseo de la República 3361 - 5º piso - San Isidro, Lima 27).

2.- Las propuestas y sus copias se presentarán en Castellano en sobre cerrado y lacrado con la Leyenda: "Licitación Internacional EXP - PRD - No. 2 - 76 para el estudio, diseño, construcción y financiación de las instalaciones para Operaciones de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en los campos de petróleo de La Brea y Pariñas en la Costa Noroeste de la República del Perú.

3.- El original y todas las copias de las ofertas deberán estar debidamente firmadas por los postores, sin espacios en blanco, sin enmiendas ni tachaduras. No se considerarán las ofertas que no satisfagan los requerimientos contenidos en estas bases.

4.- Las propuestas contendrán el nombre completo del postor y su domicilio legal y vendrán fechadas y firmadas con la rúbrica normal de la persona o personas autorizadas para actuar en nombre del postor. Los nombres de los firmantes, aparecerán escritos a máquina o claramente impresos debajo de cada firma.

5.- Las propuestas para el estudio, diseño y construcción deberán presentarse separadas de las de financiación.

#### IV.- CONDICIONES BASICAS A LAS QUE SE SUJETARAN LAS PROPUESTAS.

1.- El objeto de la presente Licitación es la locación de servicios para el estudio, diseño, construcción (entrega "Llave en mano") y financiación de las instalaciones para operaciones de Recuperación Secundaria por inyección de agua en nueve (9) reservorios del Area de La Brea - Pariñas (Area Sur de Operaciones Noroeste).

Estos reservorios se indican en el mapa adjunto: "Areas y Reservorios a Licitación para Recuperación Secundaria".

2.- Los reservorios en los que el Contratista se obliga de inmediato a desarrollar las operaciones de Recuperación Secundaria están indicados en el mapa y tablas adjuntas, que forman parte de las presentes Bases.

3.- El Contratista deberá efectuar dentro de los plazos señalados en estas Bases, entre otros, los siguientes trabajos:

- a) Elaboración de los antecedentes técnicos del Proyecto, incluyendo diseño de procesos y diseño mecánico de las plantas e instalaciones del proyecto.
- b) Ejecución del Proyecto
  - Plantas de captación y tratamiento del agua.
  - Plantas y sistema de inyección.
  - Perforación de pozos inyectores y/o productores.
  - Reacondicionamiento y servicio a pozos productores e inyectores.
  - Reacondicionamiento o instalación del sistema de recolección y transporte del petróleo hasta la Batería de Producción.
- c) Prueba y puesta en marcha de las instalaciones.
- d) Proporcionar entrenamiento y asesoría técnica.

4.- El Contratista presentará como se indica en el punto III-5 de estas Bases, una propuesta para financiar el costo total del Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua.

5.- El Contratista podrá subcontratar alguno o algunos de los servicios especializados a prestar, tales como cementaciones, perfilajes, baleos, estimulaciones, etc., siempre que el Sub - Contratista reúna condiciones de calificación adecuada. Para tal efecto, los sub - Contratistas deberán obtener certificado de conformidad expedido por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.

6.- Los programas de trabajo para la ejecución de la Recuperación Secundaria en los reservorios obligatorios deberán ajustarse de modo que la iniciación de las operaciones de inyección no exceda de los 24 meses después de firmado el Contrato, y, el desarrollo completo de todo el sistema de explotación (Plantas, líneas, pozos nuevos y facilidades de inyección y producción) que señale el estudio definitivo no exceda de los 48 meses de firmado el Contrato.

7.- El Contratista mantendrá un programa continuo de formación y capacitación para el personal peruano en todos sus niveles con el objetivo que PETROPERU cuente con el plantel adecuado a la fecha de la entrega de las obras. Los resultados de este programa se evaluarán cada dos años.

8.- El Contratista garantizará la ejecución de los programas de trabajo mediante una Carta Fianza Bancaria, cuyo monto a aprobarse por PETROPERU, será equivalente al monto total presupuestado para los dos primeros años de ejecución de este Contrato. El monto de dichas Fianzas será reactualizado anualmente por el Contratista, previa conformidad de PETROPERU, a medida en que se vayan ejecutando los trabajos programados.

Antes de finalizar los dos primeros años de trabajo, el Contratista sacará una Fianza Bancaria por el monto presupuestado para los trabajos a ejecutarse durante los años tercero y cuarto de vigencia de este Contrato. El monto de dicha Fianza será reactualizado anualmente por el Contratista, previa conformidad de PETROPERU, a medida que se vayan ejecutando los trabajos programados.

9.- La forma de pago al Contratista será X% en efectivo por Y años más una tarifa unitaria por barril de petróleo crudo secundario por el tiempo que preste Asesoría Técnica a PETROPERU.

10.- PETROPERU venderá en un millón de soles oro (S/. 1'000.000) información disponible relativa a los aspectos geológicos, de ingeniería de reservorios, de perforación y producción de los reservorios obligatorios del Proyecto; y permitirá el acceso a cualquier otra información relacionada con las operaciones de recuperación secundaria, existente y disponible en sus archivos. Esta información será para el uso único y exclusivo del postor, siendo expresamente prohibido, bajo cualquier motivo, que esta información sea puesta a disposición de terceros.

11.- Los postores al momento de comprar la información a que se refiere el punto anterior, recibirán un Modelo de Contrato al cual deberán sujetarse las propuestas.

12.- A solicitud del Contratista, PETROPERU obtendrá las servidumbres necesarias y proporcionará toda la colaboración que se sea posible dar para obtener permisos, visas y autorizaciones de trabajo.

13.- PETROPERU aprobará el Proyecto así como modificaciones posteriores y efectuará la supervisión general del desarrollo del Proyecto e inspeccionará los trabajos realizados.

14.- El Contratista o sus sub - Contratistas, podrán importar cualquier artículo necesario para la ejecución de las operaciones de Recuperación Secundaria de conformidad con los dispositivos legales vigentes.

15.- La ejecución de los trabajos será de responsabilidad única y exclusiva del Contratista, pudiendo así elaborar contratos de servicios con Compañías Contratistas para tal fin.

#### V.- CONTENIDO DE LAS PROPUESTAS

1.- Para la ejecución de las operaciones de Recuperación Secundaria en cada uno de los nueve (9) reservorios, los postores deberán presentar, con el mayor detalle posible, un estudio técnico - económico que indique las condiciones técnicas de los trabajos, la producción adicional que se espera y el correspondiente Calendario de Inversiones.

2.- Las propuestas deberán fijar claramente, con sujeción a lo indicado en estas Bases, la fórmula de financiación.

3.- Diagrama de ruta crítica PERT/CPM para la construcción de las instalaciones.

4.- Conjuntamente con su propuesta, el postor deberá adjuntar el recibo de pago a que se refiere el punto IV - 10, así mismo, deberá presentar una declaración jurada, legalizada notarialmente, en la que conste su compromiso de presentar la Fianza Bancaria a la que se refiere el punto IV - 8 de estas Bases, dentro de los treinta (30) días siguientes a la fecha de suscripción del respectivo Contrato de Operaciones.

5.- El postor deberá presentar, con su propuesta, una relación de sus clientes y los antecedentes técnicos y la evaluación final de los trabajos de recuperación secundaria por inyección de agua que hubiere efectuado anteriormente en beneficio de ellos. Los antecedentes técnicos deberán cubrir los distintos aspectos de los estudios y desarrollo de las operaciones, dirección y realización práctica en el campo.

6.- El postor deberá presentar, así mismo, con su propuesta lo siguiente:

a) Currículum del personal técnico que tomará parte en todas las fases de las operaciones de Recuperación Secundaria en las que interviene el postor.

b) Constancia emitida por el Registro Público de Contratistas y Contratos Petroleros que acredite su inscripción en el mismo.

c) Declaración que señale su domicilio legal en el Perú.

d) Documento que acredite el Poder de la persona que suscribirá la propuesta y que firmará el respectivo Contrato, con inscripción en el antes indicado Registro y en el de Mandatos de Lima.

e) Declaración de sometimiento a las presentes Bases y a las leyes vigentes del Perú.

f) El postor de nacionalidad extranjera presentará Declaración Jurada legalizada notarialmente, sometándose, para todos los efectos derivados de la Licitación, a las leyes y tribunales del Perú, con expresa renuncia a toda reclamación diplomática.

7.- El postor deberá indicar en su propuesta el plazo de vigencia de la misma el que, en todo caso, no podrá ser menor de noventa (90) días calendario contados desde la fecha señalada para la apertura de las propuestas.

#### VI.- ACLARACIONES AL MODELO DE CONTRATO

1.- En caso de que los postores encontraran dudas, confusiones, discrepancias u omisiones en el modelo de contrato, podrán solicitar aclaraciones por carta o telex a:

POR CARTA	POR TELEX
PETROPERU	PETROPERU
Dpto. Producción - piso 3 Paseo de la República 3361 San Isidro - Lima 27 Ref.: Licitación Internacional de Recuperación Secundaria PROV - YAC - 02 - 76	Telex 25592  Ref.: Licitación Internacional de Recuperación Secundaria. PROV - YAC - 02 - 76

2.- Los interesados podrán hacer consultas, hasta el plazo máximo de treinta (30) días anteriores a la fecha de apertura de los sobres.

3.- Los interesados al retirar las Bases, dejarán constancia de la dirección a la cual se remitirán las adiciones pertinentes.

#### VII.- APERTURA DE LAS PROPUESTAS

1.- El primer día útil, 180 días después de la convocatoria, inmediatamente después del cierre de recepción de propuestas, se procederá en acto público y ante Notario, a la apertura de los sobres debiendo leerse, fecharse y firmarse, en presencia de las personas interesadas, cada una de las propuestas presentadas, las que se consignarán en el acta respectiva.

2.- Los postores podrán formular observaciones a las propuestas dentro del plazo de siete (7) días útiles, contados a partir del día siguiente al de la apertura de los sobres.

#### VIII.- OTORGAMIENTO DE LA BUENA PRO

1.- En fecha posterior a la apertura de los sobres, dentro de treinta (30) días calendario, PETROPERU determinará a cuál de los postores se le adjudicará la Buena Pro.

Las decisiones de PETROPERU serán emitidas con sujeción a su criterio y serán inapelables.

2.- PETROPERU se reserva el derecho de no aceptar cualquiera de las propuestas o todas ellas, así como el declarar desierta la Licitación, sin que esto pueda dar derecho a los postores a demandar pérdidas o intereses por los gastos en que hubiesen podido incurrir, como consecuencia de la preparación de las ofertas, de la constitución de las garantías o de cualquier otro concepto.

3.- Los principales factores que entrarán en consideración para la evaluación de las ofertas, son los siguientes:

- Evaluación del estudio técnico - económico presentado.
- Capacidad técnica del postor, comprobada por su experiencia en la ejecución y operación de proyectos de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua Salada.
- Capacidad económica.
- Condiciones de financiamiento y monto de la tarifa del pago por los servicios.
- Fecha fijada para la iniciación de las operaciones de inyección.

Además de estos factores, PETROPERU podrá considerar las alternativas presentadas, que, sin apartarse de lo establecido en el Capítulo IV, mejore las propuestas.

4.- El otorgamiento de la Buena Pro será comunicado a los postores por carta notarial y formalizado posteriormente mediante la suscripción de un Contrato de Locación de Servicios.

#### IX.- FIRMA DEL CONTRATO

1.- PETROPERU preparará la minuta del Contrato y comunicará al postor que obtuvo la Buena Pro para que dentro de los treinta (30) días calendario al otorgamiento de la Buena Pro se presente a firmar dicha minuta y la escritura pública correspondiente.

2.- El Contrato deberá ser suscrito por el representante autorizado de PETROPERU y el representante legal del postor, y será elevado a escritura pública corriendo los gastos correspondientes por cuenta del adjudicatario.

3.- Luego de firmar el Contrato, PETROPERU devolverá a las Firmas que no resultaron favorecidas, la documentación que presentaron dentro de los treinta (30) días calendario siguientes.

4.- La garantía de cumplimiento de suscripción del Contrato será de veinte millones de soles oro (S/. 20'000.000,00), y será presentada dentro del mismo sobre que contiene la oferta.

Esta garantía deberá tener vigencia de noventa (90) días calendario contados desde la fecha señalada para la apertura de las propuestas, será acondicionada y de realización automática, estará constituida por carta - fianza bancaria, deberá ser extendida por instituciones debidamente establecidas en el Perú y expresará claramente que garantiza el cumplimiento de la suscripción del Contrato.

Una vez que el postor haya sustituido dicha garantía con la garantía de ejecución de los programas de trabajo a que se refiere el punto 8 del Capítulo IV de estas Bases, se devolverá la garantía al postor debidamente endosada si ello fuera necesario. En el caso de sucursales en el país, de personas jurídicas constituidas en el exterior, las garantías serán extendidas por un Banco de la Banca Asociada del Perú o el Banco de la Nación con carta garantía de una entidad financiera extranjera de primera clase.

5.- El postor favorecido con la Buena Pro, perderá a favor de PETROPERU la garantía de firma del contrato que presentó en el sobre en caso de que no cumpla con firmar el Contrato en el plazo estipulado, perdiendo, así mismo, el otorgamiento de la Buena Pro sin derecho a reclamo alguno, en cuyo caso quedará a criterio de PETROPERU negociar el Contrato con otro postor o declarar desierta la Licitación.

#### ADJUNTOS

Se adjunta a las presentes Bases, como parte integrante de las mismas:

- a) Mapa de las Areas de Operaciones Noroeste mostrando los reservorios obligatorios.
- b) Columna estratigráfica generalizada.
- c) Tabla conteniendo la información básica de los reservorios obligatorios.



# NOMINA DE COORDINADORES DE OLADE EN LOS PAISES LATINOAMERICANOS

*Sr. Dr.*

*Agapito S.J. Villavicencio* ✓  
SUBSECRETARIO DE COORDINACION Y  
POLITICAS SECRETARIA DE ESTADO DE  
ENERGIA  
Buenos Aires, Argentina

*Miss*

*J. Bethel*  
MINISTRY OF DEVELOPMENT  
Nassau, Bahamas W.I.

*Mr. Harcourt E. Williams*  
PERMANENT SECRETARIAT  
MINISTRY OF TRADE, INDUSTRY AND  
COMMERCE  
Bridgetown, Barbados W.I.

*Sr. Ing.*

*Mario Balcázar Aranibar*  
DIRECTOR GENERAL DE HIDROCARBUROS  
La Paz, Bolivia

*Sr. Econ.*

*José Correa do Amaral*  
ASESOR DEL MINISTERIO DE MINAS Y  
ENERGIA  
Brasilia, Brasil

*Sra. Inés González de Amaya*

Oficina de Planeación  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA  
Bogotá, Colombia

*Sr. Ing.*

*Rogelio Sotela*  
DIRECTOR GENERAL DE HIDROCARBUROS  
San José, Costa Rica

*Sr. Eugenio Latour Mansilla* ✓

DIRECTOR DE ORGANISMOS ECONOMICOS  
INTERNACIONALES  
COMISION NACIONAL DE COLABORACION  
ECONOMICA Y CIENTIFICO - TECNICA  
La Habana, Cuba

*Sr. Ing.*

*Iván Buljevic O.*  
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE COMBUSTIBLES  
MINISTERIO DE MINERIA  
Santiago, Chile

*Sr. Lcdo.*

*Patricio Merizalde B.*  
DIRECTOR DE POLITICA INTERNACIONAL  
DE ENERGIA, ENCARGADO  
MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES  
Y ENERGETICOS  
Quito, Ecuador

*Mayor y Doctor*

*Vladimiro P. Villalta*  
COORDINADOR DEL CONSEJO NACIONAL  
DE ENERGIA  
San Salvador, El Salvador

*Mr. Sidney Coard* ✓

ACTING PERMANENT SECRETARY  
MINISTRY OF COMMUNICATIONS AND  
WORKS  
St. Georges, Grenada

*Sr. Lcdo.*

*Jorge Luis Monzón Jiménez*  
DIRECTOR GENERAL DE MINERIA E  
HIDROCARBUROS  
Guatemala, Guatemala

*Mr. William P. Choo-Kang*

MINISTRY OF ENERGY AND NATURAL  
RESOURCES  
Georgetown, Guyana

*Señor*

*Fritz Pierre - Louis*  
DIRECTOR DE DIVISION DE RECURSOS  
ENERGETICOS DEL INAREM  
Port - au - Prince, Haití

Sr. Luis Consenza Jiménez  
GERENTE GENERAL DE LA EMPRESA  
NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA  
Tegucigalpa D. C., Honduras

Mr. Erwin L. Angus  
PERMANENT SECRETARY  
MINISTRY OF MINING AND NATURAL  
RESOURCES  
Kingston 5, Jamaica W.I.

Sr. Lcdo.  
Jorge Izquierdo  
DIRECTOR DE VIGILANCIA Y CONTROL  
DE ORGANISMOS DESCENTRALIZADOS  
SECRETARIA DEL PATRIMONIO Y FOMENTO  
INDUSTRIAL  
México 7 D.F., México

Sr. Tnte. Crnel.  
Orlando Rodríguez  
DIRECTOR DEL SERVICIO GEOLOGICO  
NACIONAL  
Managua D.N., Nicaragua

Sr. Dr.  
Jorge Luis Quirós Ponce  
DIRECTOR GENERAL DE RECURSOS  
MINERALES  
Panamá 5, Panamá

Dr. Dr.  
Víctor R. Díaz de Vivar  
DIRECTOR GENERAL DE RECURSOS  
MINERALES  
Asunción, Paraguay

Sr. Ing.  
Julio Dávila V.  
DIRECTOR GENERAL DE HIDROCARBUROS  
Lima, Perú

Sr.  
Director de la Oficina Sectorial de Programación  
SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA  
Y COMERCIO  
Santo Domingo, República Dominicana

Mr.  
Alfred NG - A - Than  
ADVISOR ON ENERGY MATTERS  
MINISTRY OF DEVELOPMENT  
Paramaribo, Surinam

Mr.  
George H. Legall  
PERMANENT SECRETARY  
MINISTRY OF PETROLEUM AND MINES  
Port of Spain, Trinidad and Tobago

Sr. Ing.  
Román Berro Castells  
Asesor Técnico del Ministerio  
de Industria y Energía  
Montevideo, Uruguay

Señor Doctor  
Norman Pino  
Oficina de Asuntos Internacionales  
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS  
Caracas 101, Venezuela

Señor Doctor  
René Arreaza  
Oficina de Asuntos Internacionales  
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS  
Caracas 101, Venezuela

---

DIRECTORIO DE MINISTROS DE ENERGIA Y  
PETROLEO DE LOS PAISES LATINOAMERICANOS

Exmo. Señor Doctor  
Guillermo Zubarán //  
SECRETARIO DE ESTADO DE ENERGIA  
Av. Julio A. Roca No 651 - 2o Piso  
Buenos Aires, Argentina

Hon. Maycock  
MINISTER OF DEVELOPMENT  
P.O. Box N4596  
Nassau, Bahamas W. I.

Hon  
Bernard St. John  
MINISTER OF TRADE, INDUSTRY AND  
COMMERCE  
Reef Road - Fontabelle  
Bridgetown, Barbados W. I.

Excmo. Señor  
General de Brigada  
Guillermo Jiménez Gallo  
MINISTRO DE ENERGIA E HIDROCARBUROS  
Av. Mariscal Santa Cruz No 1322  
La Paz, Bolivia

Excmo. Sr. Dr.  
Shigeaki Ueki  
MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA  
Esplanada Dos Ministérios - Bloco J  
Brasilia, Brasil /

Excmo. Sr Dr.  
Miguel Urrutia Montoya  
MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA  
Av. El Dorado - CÁN  
Bogotá, Colombia

Excmo. Sr. Lcdo.  
Jorge Sánchez Méndez  
MINISTRO DE ECONOMIA, INDUSTRIA Y  
COMERCIO  
Calles 1/3 Av. Central  
San José, Costa Rica

Excmo. Sr. Comandante  
Manuel Céspedes Fernández  
MINISTRO DE MINERIA Y GEOLOGIA  
Oficina No 154 e/ Amargura y Tte. Rey  
La Habana, Cuba //

Excmo. Sr.  
Enrique Valenzuela Blanquier  
MINISTRO DE MINERIA  
Teatinos No 120 - Piso 9  
Santiago, Chile

Excmo. Señor  
General de División  
Jaime Eduardo Semblantes Polanco  
MINISTRO DE RECURSOS NATURALES Y  
ENERGETICOS  
Santa Prisca No 223  
Quito, Ecuador

Excmo. Sr. Lcdo.  
Manuel Antonio Robles  
MINISTRO DE ECONOMIA  
3a. Calle Poniente No 1225  
Edificio CONAPE  
San Salvador, El Salvador

Hon.  
H. J. Preudhome  
MINISTER OF COMMUNICATIONS AND  
WORKS  
St. Georges, Grenada

Excmo. Sr. Lcdo.  
Antonio Guirola Batres  
MINISTRO DE ECONOMIA  
Diagonal 17/19-78, Zona 11  
Guatemala, Guatemala

H. E. Dr.  
Hubert O. Jack  
MINISTER OF ENERGY AND NATURAL  
RESOURCES  
41, Brickdam and Boyle Place  
Georgetown, Guyana

Excmo. Sr.  
Henri P. Bayard  
COORDINADOR DEL INSTITUTO NACIONAL  
DE RECURSOS MINERALES (INAREM)  
P.O. Box 2174  
Port-au-Prince, Haiti

Excmo. Señor  
Rafael Leonardo Callejas  
MINISTRO DE RECURSOS NATURALES //  
Tegucigalpa D.C., Honduras

Hon.  
Dudley Thompson  
MINISTER OF MINING AND NATURAL  
RESOURCES  
2A Manhattan Road  
Kingston 5, Jamaica W. I.

Excmo. Señor  
José Andrés Oteiza  
SECRETARIO DEL PATRIMONIO Y FOMENTO  
INDUSTRIAL  
Insurgentes Sur No 552  
México 7 D. F., México

Excmo. Sr. Lcdo.  
Juan José Martínez  
MINISTRO DE ECONOMIA, INDUSTRIA Y  
COMERCIO  
Managua D. N., Nicaragua

Excmo. Sr. Lcdo.  
Julio E. Sosa  
MINISTRO DE COMERCIO E INDUSTRIAS  
Calle Arturo del Valle  
Panamá 5, Panamá

Excmo. Sr. Gral.  
Juan A. Cáceres  
MINISTRO DE OBRAS PUBLICAS Y  
COMUNICACIONES  
Calle Alberdi y Oliva  
Asunción, Paraguay

Excmo. Señor  
General de Brigada E. P.  
Arturo La Torre di Tolla  
MINISTRO DE ENERGIA Y MINAS  
Jirón Zepita No 423 -  
Lima, Perú

Excmo. Sr. Dr.  
Julio G. Campillo Pérez  
SECRETARIO DE ESTADO DE INDUSTRIA Y  
COMERCIO  
Santo Domingo, República Dominicana

Hon.  
Michael Cambridge  
MINISTER OF DEVELOPMENT  
Geertruida 38  
Paramaribo, Surinam

Hon.  
Errol E. Mahabir  
MINISTER OF PETROLEUM AND MINES  
Cor Park and Frederick Streets  
Port of Spain, Trinidad and Tobago

Excmo. Sr. Ing.  
Luis Meyer  
MINISTRO DE INDUSTRIA Y ENERGIA  
Rincón 747  
Montevideo, Uruguay

Excmo. Sr. Dr.  
Valentín Hernández Acosta  
MINISTRO DE ENERGIA Y MINAS  
Torre Norte – Centro Simón Bolívar  
Piso 25  
Caracas 101, Venezuela



---

## ESTIMADO LECTOR:

La edición trimestral del Boletín Energético regional, por parte de la Secretaría Permanente de la OLADE, constituye un esfuerzo de divulgación técnica dentro de márgenes abiertos a todos los sectores de la comunidad energética latinoamericana.

Es, por lo tanto, del mayor interés de esta Secretaría, ampliar esta tribuna destinada a servir como medio de información, consulta y asesoría, tanto a los Estados Miembros y organismos internacionales, como a las entidades y personas naturales vinculadas al área energética.

El logro de estos propósitos se fundamenta, en gran medida, en el respaldo que, mediante el envío de artículos de colaboración, nos proporcionen los profesionales, técnicos y ejecutivos que laboran en las diferentes disciplinas relacionadas directa o indirectamente al campo integral de la energía.

Reiteramos una vez más que la presente publicación es una tribuna abierta a todas las iniciativas, dentro de los amplios márgenes de la común tarea de integración regional. La presente invitación se hace extensiva a los docentes e investigadores de las universidades latinoamericanas, cuyos trabajos - publicados o inéditos - hallarán una permanente acogida en este órgano.

Sobre estas bases, agradeceremos desde ya el pronto envío de artículos de colaboración para nuestra próxima edición trimestral, en una extensión máxima de 25 cuartillas, anexando una breve reseña curricular del autor, además de material gráfico alusivo al tema.

Los trabajos podrán presentarse en el idioma de origen del colaborador, debiendo remitirse al Departamento de Información y Estadística de la Secretaría Permanente de la OLADE, Casilla 119 - A, Quito, Ecuador.

## TO OUR READERS:

The trimestrial edition of the Regional Energy Bulletin, published by the Permanent Secretariat of OLADE, has as its prime effort to publish technical data and is open to all groups within the Latin American energy community.

The greatest interest of this Secretariat, for this reason, is to extend this board, which is destined to serve as a means of information, consultation and assistance to the Member States and international organizations, as well as for other groups and persons related to the energy field.

To attain these purposes, the Secretariat, in a great extend, counts with the support provided by professionals, technicians and executives which work in different fields related directly or indirectly with the integral field of energy, by receiving articles from the to be published.

We repeat once more that this publication is an open board for all initiatives, within open margins of the common task of regional integration. This invitation is also made to teachers and researchers from Latin American universities, whose work - published or unedited - will find a permanent reception in this bulletin.

Based upon what is mentioned above, we thank in advance for the prompt remittance of collaboration articles for our next trimestrial edition, in a maximum length of 25 pages, enclosing a short summary of the curriculum of the author, as well as any graphic material related to the subject.

The work may be presented in the originary language of the author, and have to be sent to the following address: Information and Statistics Department, Permanent Secretariat of OLADE, P.O. Box 119 - A, Quito, Ecuador.



# NOTA DEL EDITOR

## LA IMPORTANCIA DE LOS BALANCES ENERGETICOS NACIONALES

### LA INTEGRACION ENERGETICA DE AMERICA LATINA

Con el título "LA INTEGRACION ENERGETICA EN LA AMERICA LATINA", se reprodujo en nuestra anterior edición un resumen proporcionado por la Ing. Química María Elena Corrales, Asesora de Asuntos Energéticos de la Secretaría Ejecutiva del Consejo Nacional de Energía, de Venezuela. Dicho trabajo fue publicado, asimismo, en la Carta Semanal del Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela, en su número 48, volumen 19, de fecha 27 de noviembre de 1976, como trabajo emanado de la Secretaría Ejecutiva del Consejo Nacional de la Energía.

Al respecto, dejamos expresamente consignado que el mencionado artículo corresponde a una reseña de la obra "LA INTEGRACION ENERGETICA DE AMERICA LATINA", cuyo autor es el prestigioso Ingeniero venezolano, Dr. Alberto Méndez Arocha, con la colaboración de un equipo de expertos.

Ante la involuntaria ambivalencia de propiedad intelectual en que incurrimos, presentamos las correspondientes excusas.

#### AUTORES

*MARIA ELENA CORRALES*

ASESORA DE ASUNTOS ENERGETICOS DE LA SECRETARIA EJECUTIVA DEL CONSEJO NACIONAL DE ENERGIA DE VENEZUELA

- Ingeniero Químico de la Universidad Central de Venezuela.
- Estudios Especiales: Centro de Estudios de Programas Económicos (CEPE), Ministerio de Finanzas - Francia; Economía de la Energía en la Universidad de París I, Francia.

*WILLIAM LARRALDE PAEZ*

JEFE DEL DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ENERGETICOS DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, VENEZUELA

- Economista graduado en la Universidad de Grenoble, Francia.
- Especializado en Economía Energética.