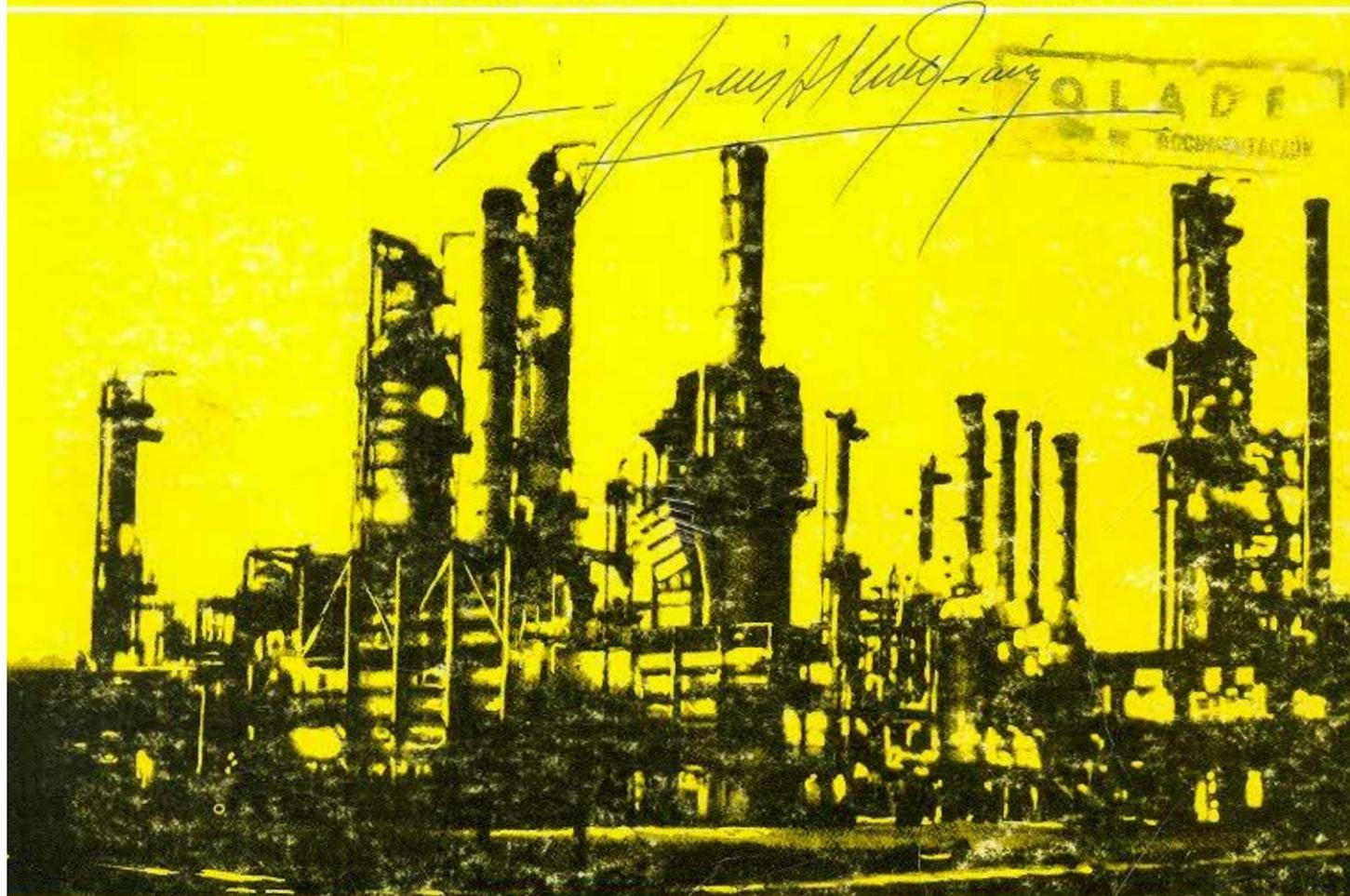


**ORGANIZACION  
LATINOAMERICANA  
DE ENERGIA**

**SECRETARIA PERMANENTE**

BOLETIN ENERGETICO No. 2

MARZO-MAYO 1977



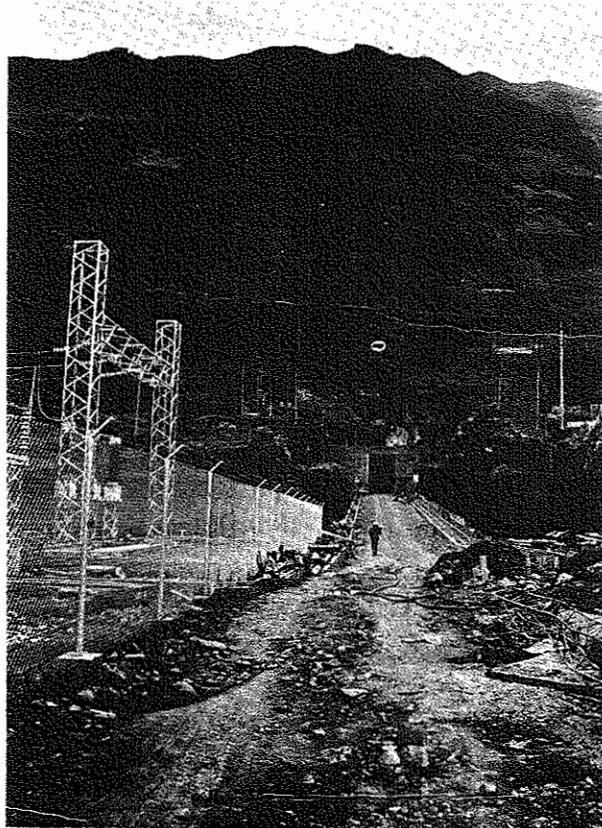
**ORGANO DE DIVULGACION TECNICA**

**DEPARTAMENTO DE INFORMACION**

**Y ESTADISTICA**

# 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 S/. 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

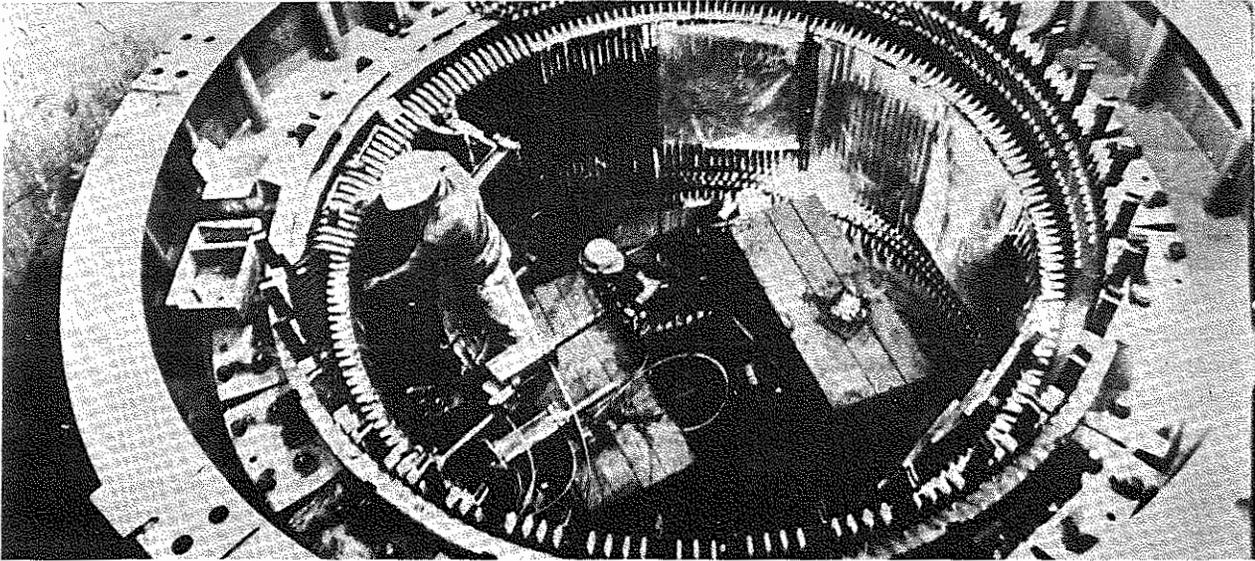
## 2. La Proyección de la Demanda Eléctrica en el Ecuador

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	Demanda de Energía		
	(GWh)	<u>f.c.</u>	
		Demanda Máxima (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:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & Z = CX \\ \text{bajo las restricciones} & AX = B \\ & X \geq 0, \text{ donde:} \end{array}$$

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 (\*\*)

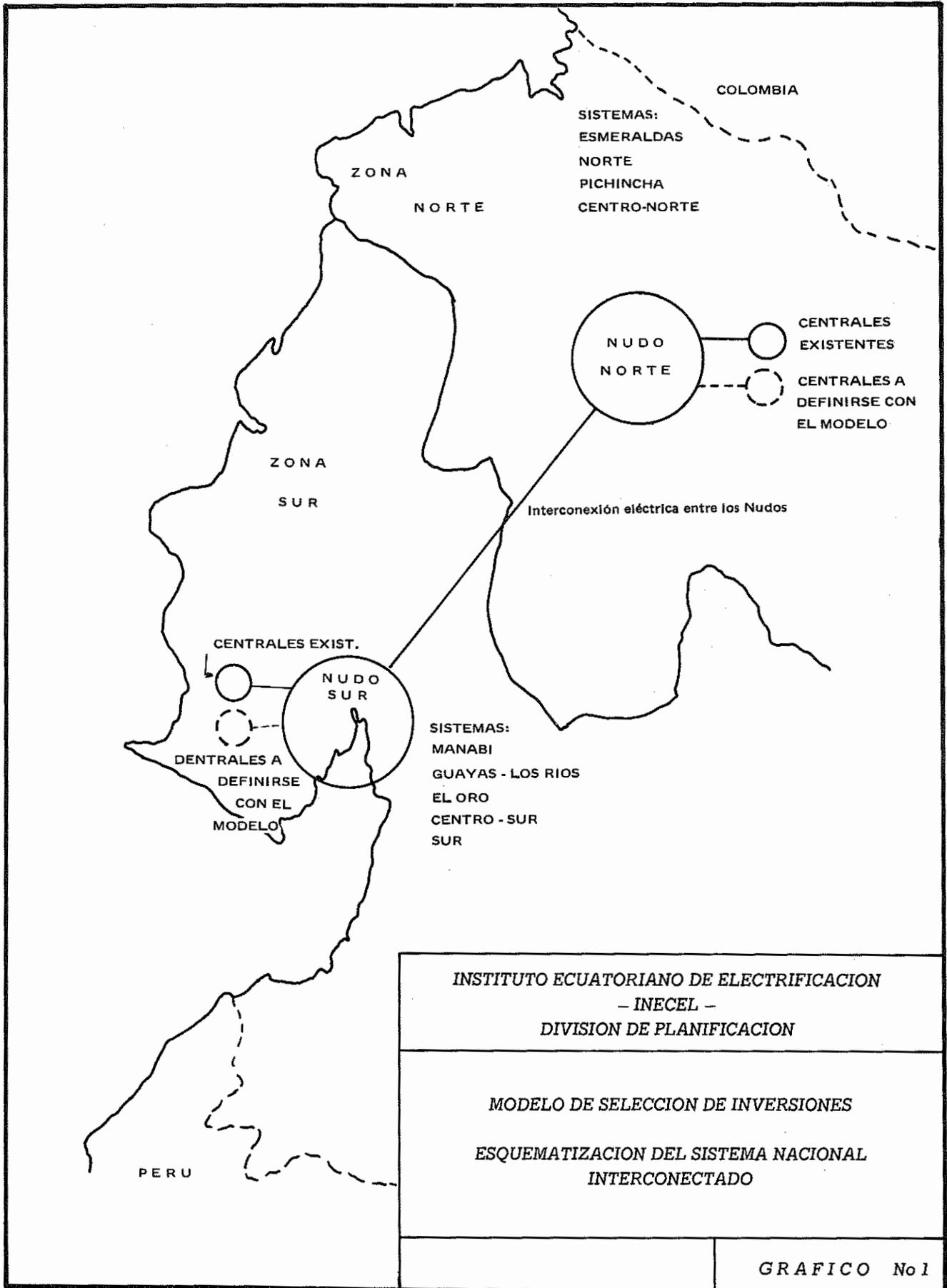
a) Administración	129.0	5
b) Inversiones en el S.N.I.	1733.0	65
- Estudios y Diseños	36.0	
- Centrales Hidroeléct.	1314.0	
- Centrales Termoeléct.	156.0	
- Sist. Nac. de Transmis.	203.0	
- Inversiones Generales	24.0	
c) Servicio de la deuda	701.0	26
d) Saldo al final del período	<u>103.0</u>	<u>4</u>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

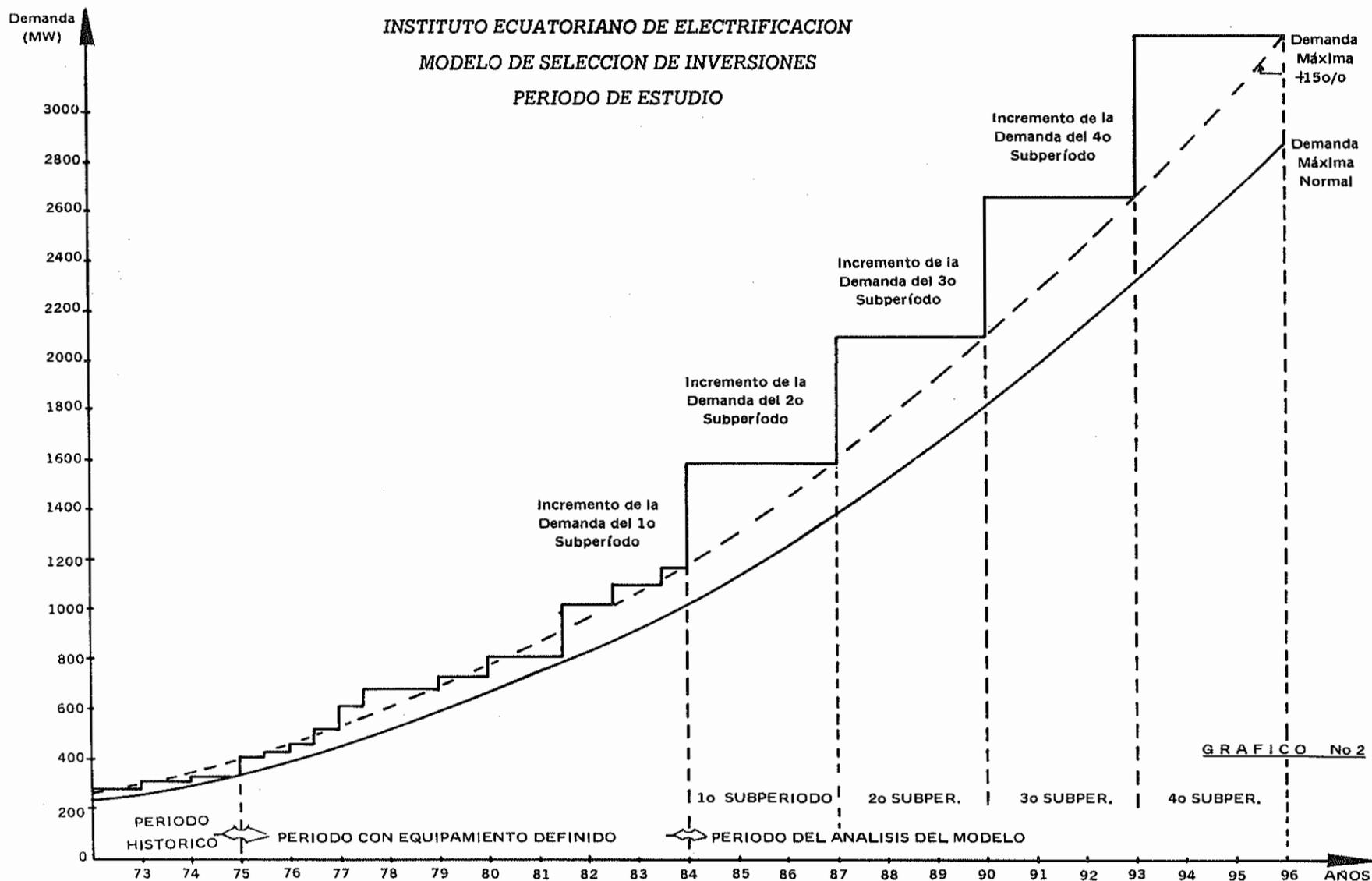


GRAFICO No 2

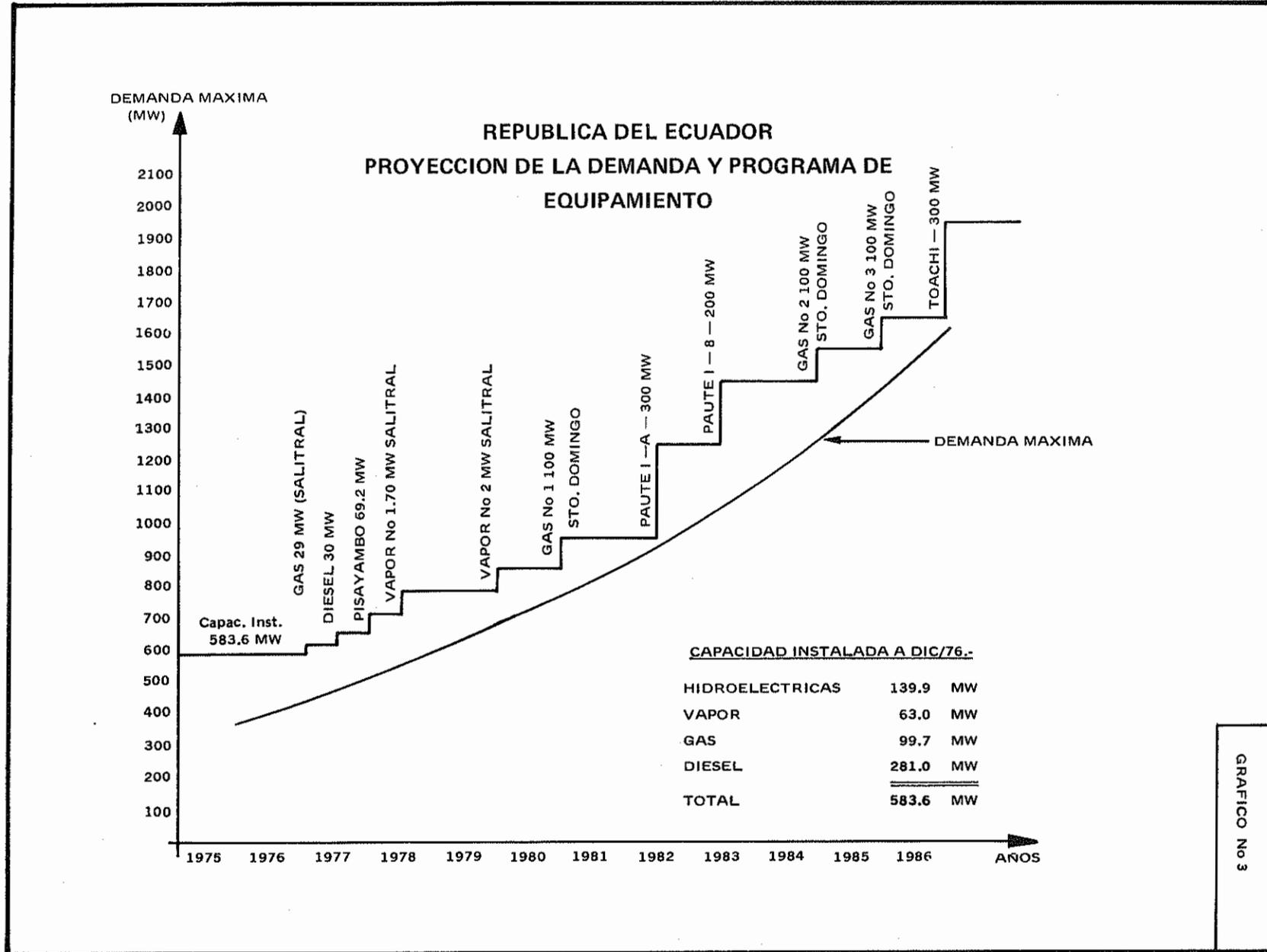
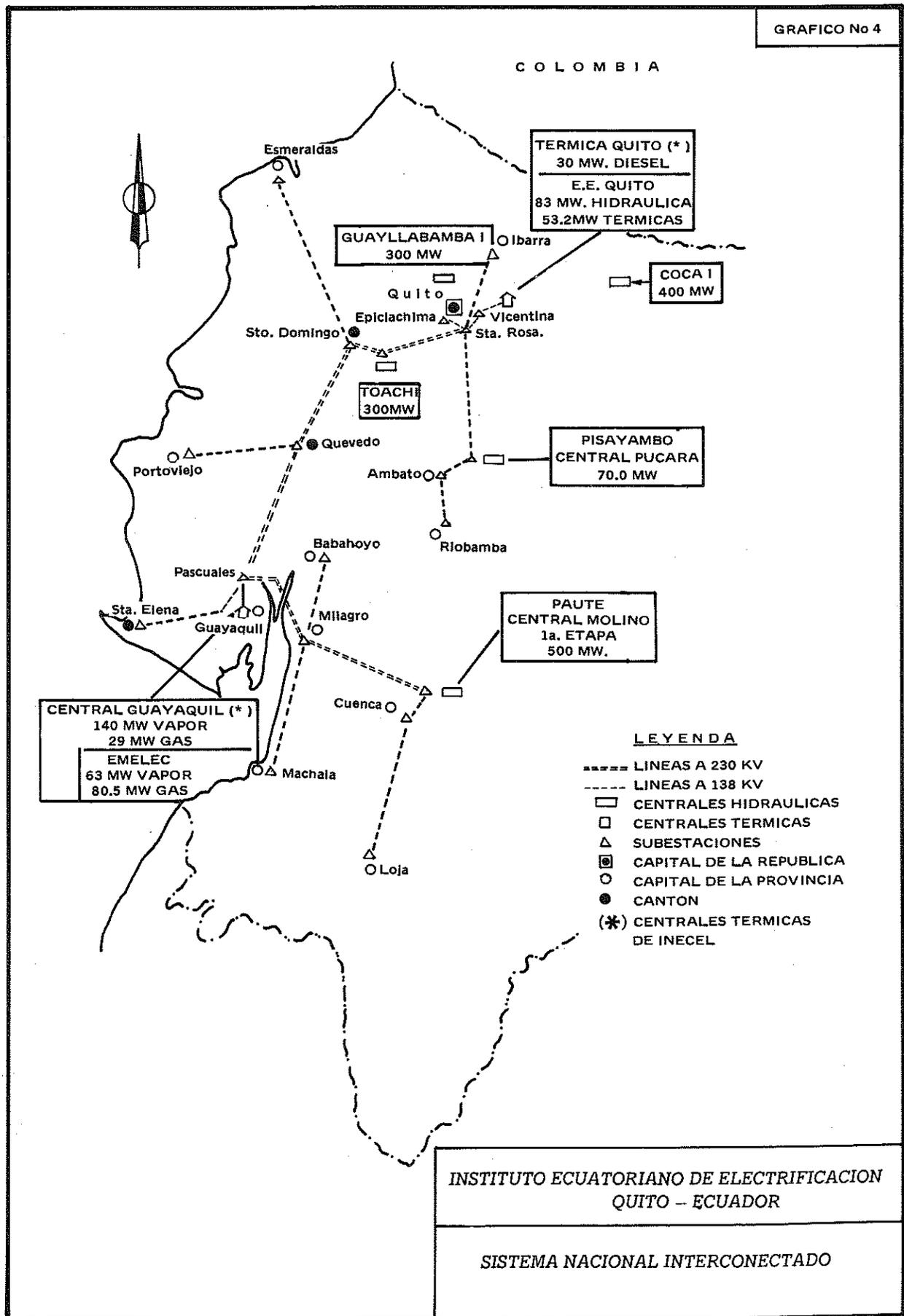


GRAFICO No 3

COLOMBIA



**LEYENDA**

- LINEAS A 230 KV
- · - · - LINEAS A 138 KV
- CENTRALES HIDRAULICAS
- ▣ CENTRALES TERMICAS
- △ SUBESTACIONES
- ⊠ CAPITAL DE LA REPUBLICA
- CAPITAL DE LA PROVINCIA
- CANTON
- (\*) CENTRALES TERMICAS DE INECEL

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION  
QUITO - ECUADOR

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO