

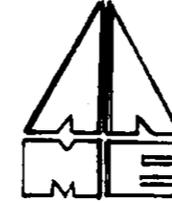
000085

000085

1477

PROPIEDAD 980000  
Sección Documentación  
y Divulgación  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA 000085

338.20986J  
C7J8m  
1979  
E12



**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

000085

Al Congreso Nacional

ALBERTO VASQUEZ RESTREPO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

BIBLIOTECA

000085  
000085

**MEMORIA**

1979

1477

PROPIEDAD  
Sección Documentación  
y Divulgación  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

000085

000085

**MINISTERIO DE MINAS**

DR. ALBERTO VASQUEZ RESTREPO	MINISTRO
DR. HERNANDO BARJUCH MARTINEZ	VICEMINISTRO
DR. ALFONSO VEJARANO GALLO	SECRETARIO GENERAL

**PERSONAL DIRECTIVO**

DR. EDUARDO GALVIS ABELLO	ASESOR JURIDICO
DR. JAIRO LONDOÑO ARANGO	ASESOR MINAS
DR. ENRIQUE RODRIGUEZ VARGAS	JEFE OFICINA PLANEACION
DR. ALFONSO MEDINA SERNA	JEFE DIVISION LEGAL
DR. JAIRO CUEVAS BUSTOS	JEFE DIVISION MINAS
DR. JAIME DURAN GONZALEZ	JEFE DIVISION HIDROCARBUROS
DR. ALFREDO RIASCOS NOGUERA	SECRETARIO PRIVADO

000085

CARTA DE PRESENTACION

*República de Colombia*  
*Ministerio de Minas y Energía*

Bogotá, 18 de julio de 1979

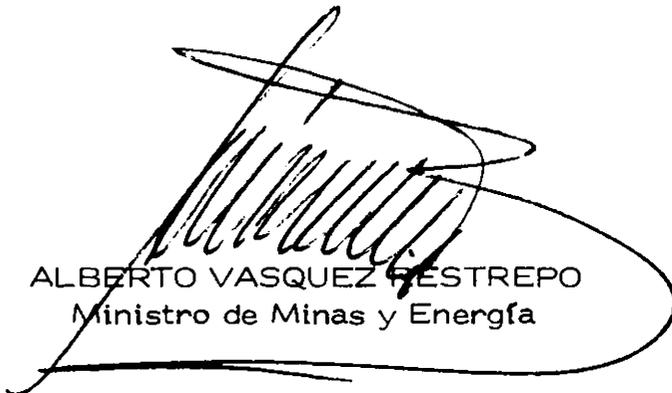
Honorables Senadores y Representantes:

Con el presente volumen cumpla el honroso encargo constitucional de presentar a vuestra ilustrada consideración el informe de realizaciones de los asuntos de competencia del Ministerio de Minas y Energía y de los organismos adscritos a él.

Esta Memoria será complementada por un segundo documento que incluye un esquema de las políticas energéticas que como consecuencia de extensos y pormenorizados estudios sobre tan compleja materia, el Gobierno Nacional presentará próximamente a consideración de la Comisión Nacional de Energía y que una vez aprobadas deben constituirse en los parámetros rectores del futuro desarrollo energético colombiano.

Espero que el presente informe y el documento complementario anunciado, demuestre la eficiencia del Gobierno que preside el Doctor Julio César Turbay Ayala en la atención a los problemas de energía y minas del país, durante su primer año de administración y muy especialmente en lo que atañe al enfrentamiento de la crisis energética mundial que hoy afecta severamente al país.

Respetuoso saludo,



ALBERTO VASQUEZ RESTREPO  
Ministro de Minas y Energía

## **II- REALIZACIONES**

### **ENERGIA**

**A -- HIDROCARBUROS**

**1 -- ECOPETROL**

### NUEVOS DESCUBRIMIENTOS

Como resultado de la actividad exploratoria en el último año, Ecopetrol descubrió un nuevo yacimiento de gas natural en el Departamento del Atlántico con el pozo Molinero 1, en donde se adelantan operaciones de perforación con el fin de evaluar las reservas del área. En el valle medio del Magdalena se descubrió una pequeña acumulación Petrolífera a través del pozo Tesoro-1, el cual produjo con una tasa inicial de 150 barriles de petróleo por día. (Ver mapa y gráfico 1, 2 y 3).

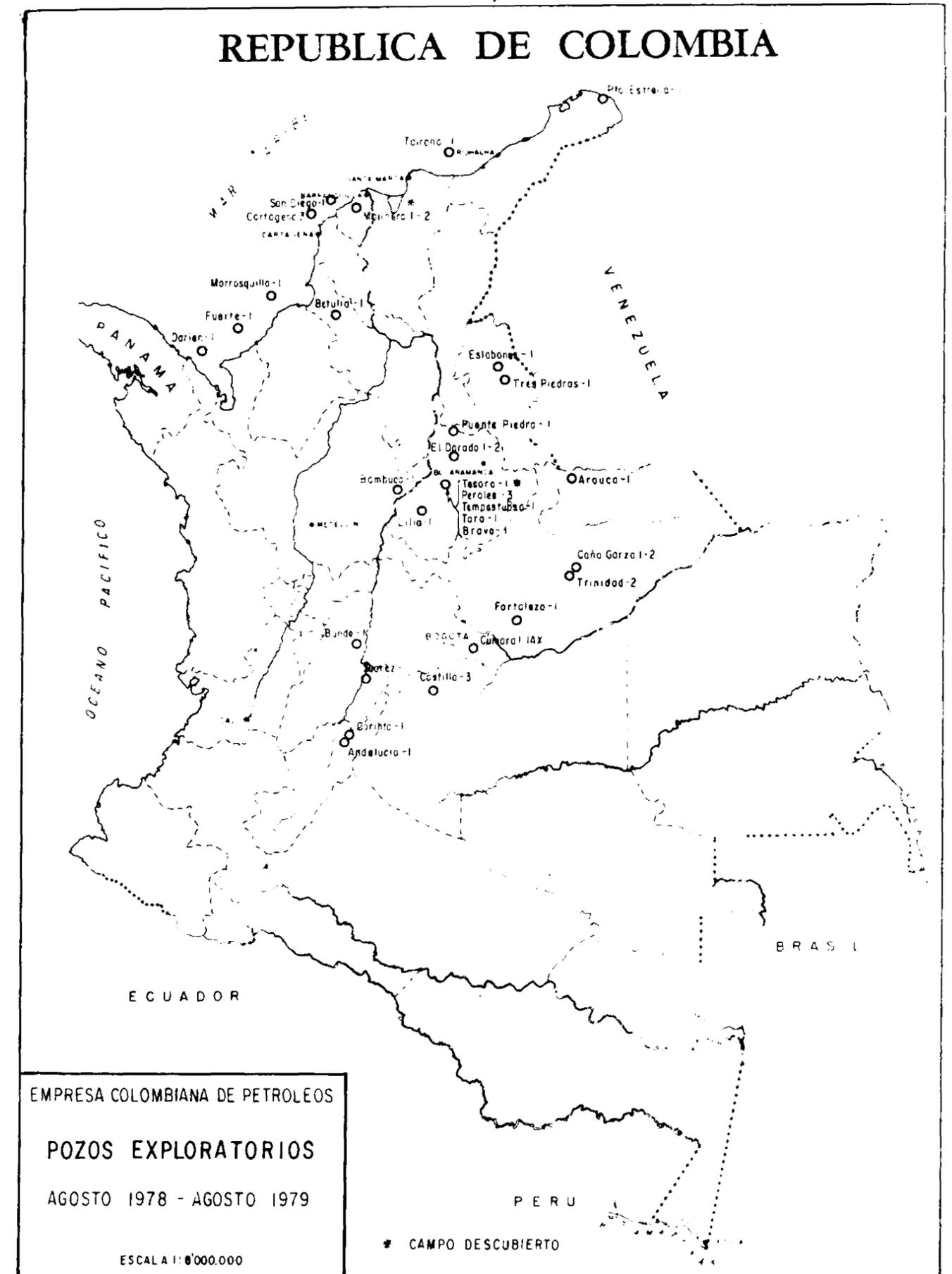
### ACTIVIDADES DE EXPLOTACION

En pozos de desarrollo, se estima que se harán inversiones durante el presente año cercanas a los 50 millones de dólares en asociación, en concesión y en forma directa. Corresponde a Ecopetrol un aporte de 34 millones de dólares y 16 millones de dólares a la industria privada.

Los esfuerzos hechos por Ecopetrol en el campo de la explotación petrolera, se han visto compensados favorablemente con el descenso de la tasa de declinación de la producción de crudos, que para el primer semestre del presente año fué del 3.8% en relación con el mismo período del año anterior. Esta tasa de declinación es la más baja de las registradas en los últimos 7 años en el país.

### PRODUCCION NACIONAL DE CRUDOS

La producción de crudos en el país en el mes de agosto fué de 123 mil barriles por día, de los cuales Ecopetrol contribuyó con un total de 57 mil barriles, o sea, un 46% del volumen total nacional. (Ver gráfico No. 4).



**INVERSIONES AÑO A AÑO EN EXPLORACION  
ECOPETROL Y EL RESTO DE LA INDUSTRIA**

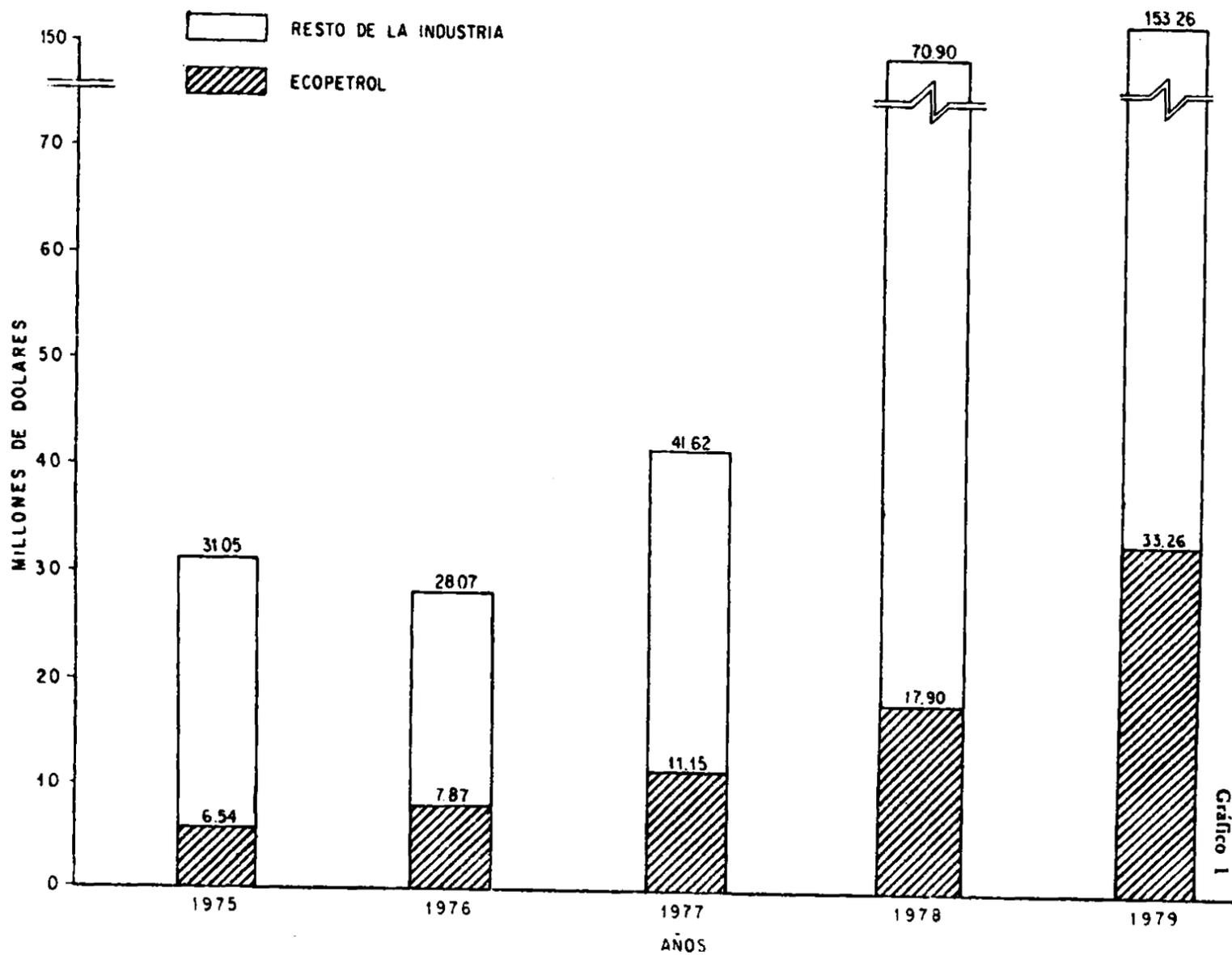


Gráfico 1

**POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS EN EL PAIS  
ENERO 1/75 A JULIO 31/79**

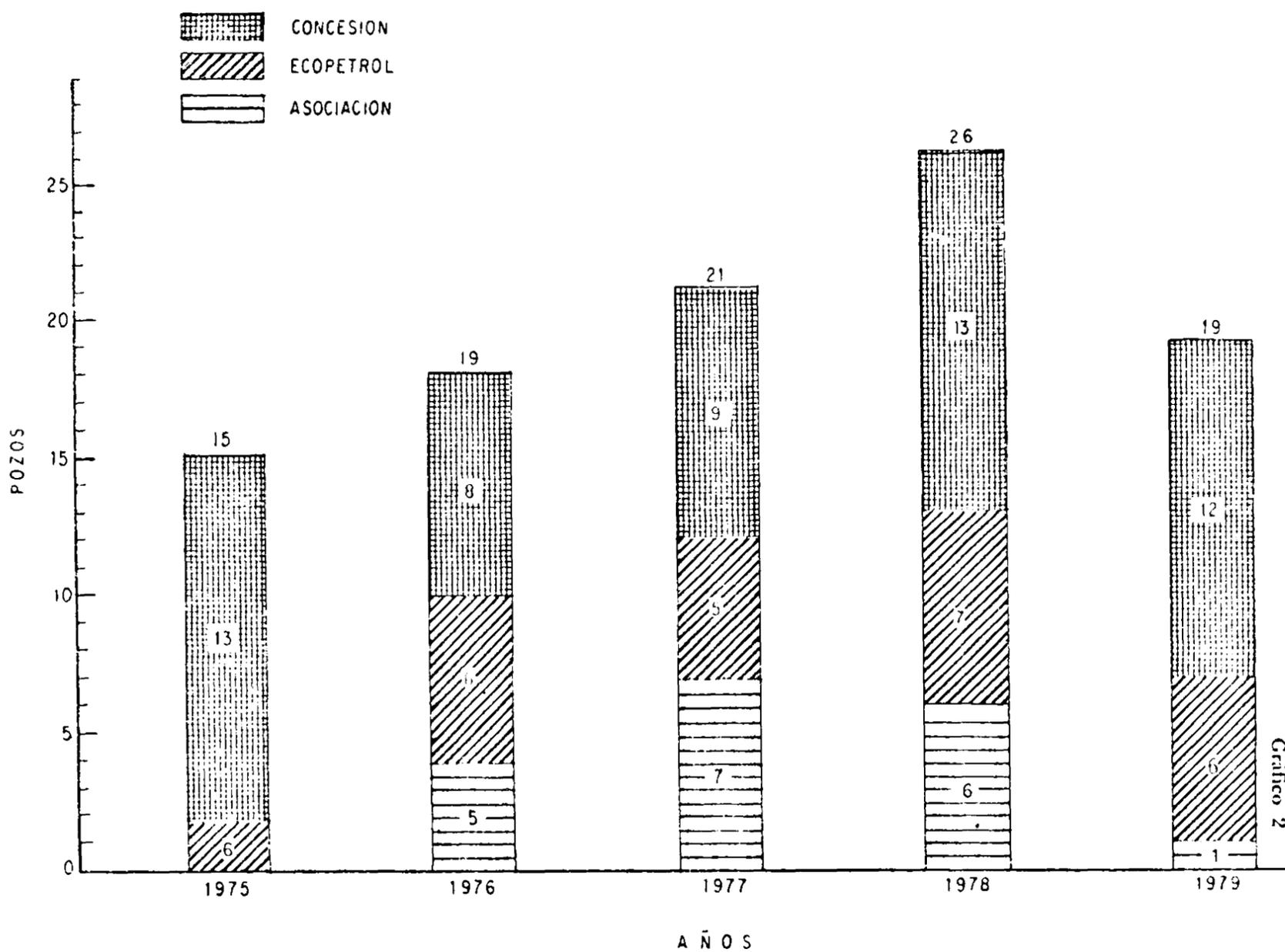


Gráfico 2

### POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS EN COLOMBIA

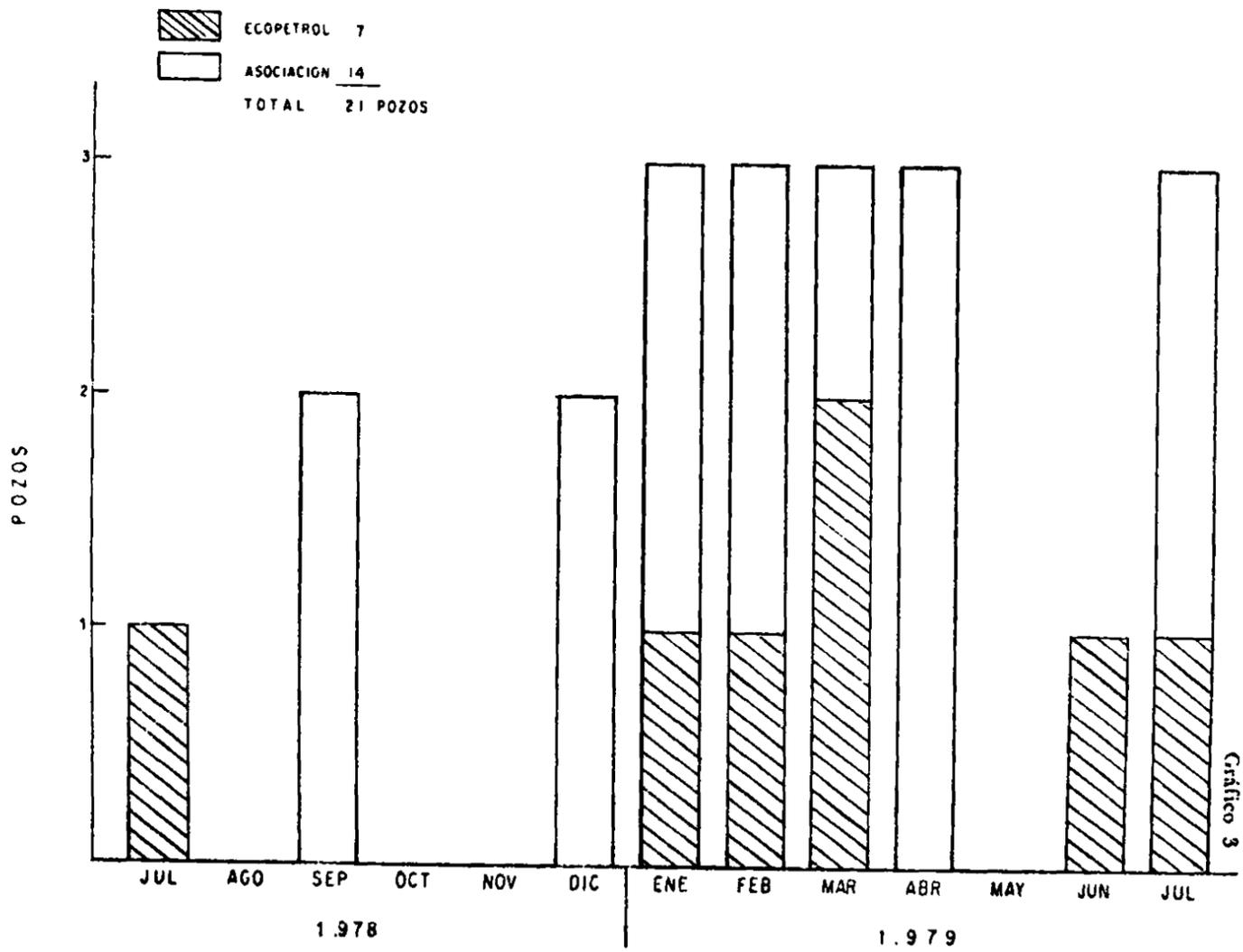


Gráfico 3

### PRODUCCION NACIONAL DE CRUDOS (MBPD) 1975 - 1979

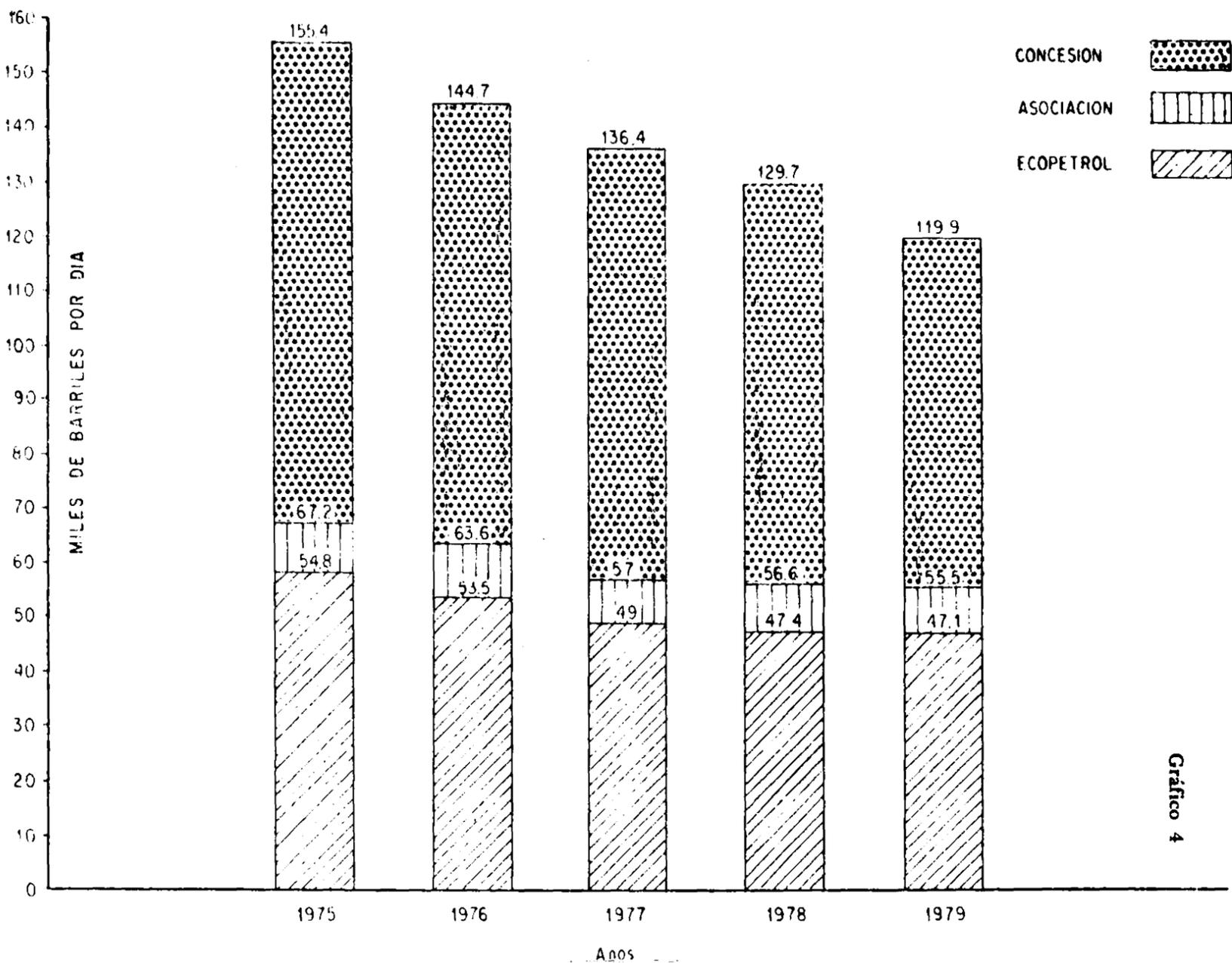


Gráfico 4

GAS NATURAL

- PRODUCCION
- CONSUMO
- PROYECTOS DE UTILIZACION

Gasoductos  
Metanol  
Fertilizantes  
Licuación

• PRODUCCION Y CONSUMO

La producción de gas natural en Colombia proviene de dos áreas perfectamente definidas: la costa norte y el valle del Magdalena medio.

El mayor aporte en la costa norte proviene de los yacimientos de la Guajira, explotados conjuntamente por Ecopetrol y Texpet. De otra parte, la producción del Magdalena medio la suministran los yacimientos de Provincia-Payoa de las compañías Intercol y Cities Service. El promedio para el año 1979 se estima en 257 millones de pies cúbicos por día en estas dos áreas. El consumo de este gas está distribuido entre la generación de energía eléctrica, la industria y usos propios de Ecopetrol en sus refinerías. (Ver cuadro No. 1, gráfico 5, cuadro No. 2, gráfico 6.

PROYECTOS DE UTILIZACION

- Se adelantan los estudios para la ejecución de una red de gasoductos que comunicaría la costa norte con el occidente y el sector central del país. Tendrá por objeto este proyecto el suministro de gas natural para el consumo doméstico y para abastecimiento parcial de la creciente demanda por combustibles de la industria colombiana. En esta forma, se haría la sustitución de hidrocarburos líquidos de mayor precio, tales como el ACPM y el combustóleo, sin perder de vista la utilización del carbón.
- Es bien sabido que el problema capital del suministro de hidrocarburos está centrado en la gasolina motor; las investigaciones que adelantan países de avanzada tecnología, indican que es posible sustituir importantes volúmenes de gasolina mediante mezclas con metanol, en cuya fabricación se utiliza como materia prima el gas natural. Se están adelantando estudios para precisar la factibilidad, tanto económica como logística, de la construcción de una planta de metanol calidad combustible para mezclarlo con gasolina motor.

Cuadro No. 1

GAS NATURAL  
PRODUCCION NACIONAL POR CAMPOS  
Millones de Pies Cúbicos por día

<u>Campos de Producción</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979 (1)</u>
Guajira	--	--	17.3	77.7	99.9
Difícil	43.6	40.0	35.5	34.5	34.0
Cicuco	12.9	11.8	9.1	5.3	2.5
Jobo-Tablón	28.7	31.3	37.6	41.0	41.9
Payoa-Provincia	71.9	69.9	59.4	66.5	70.5
Sucre	--	--	--	--	6.3
Zulia	4.7	4.7	4.5	3.7	2.0
<b>TOTAL</b>	<b>161.8</b>	<b>157.7</b>	<b>163.4</b>	<b>228.7</b>	<b>257.1</b>

(1) Cifras reales hasta agosto 31, más estimativo hasta diciembre 31/79

Cuadro No. 2

GAS NATURAL  
CONSUMO-MILLONES DE PIES CUBICOS POR DIA

<u>Consumidores</u>	<u>1975(1)</u>	<u>1976(1)</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
Termoeléctricas	--	--	70.4	106.5	128.3
Industrias	--	--	50.0	68.5	68.2
Ecopetrol	--	--	41.0	53.3	60.5
Faltantes y otros consumos operacionales	--	--	21.0	0.4	0.1
<b>TOTAL</b>	<b>161.8</b>	<b>157.7</b>	<b>163.4</b>	<b>228.7</b>	<b>257.1</b>

(1) No se tienen datos confiables sobre el consumo de Gas en los años 75/76.

### GAS NATURAL - PRODUCCION

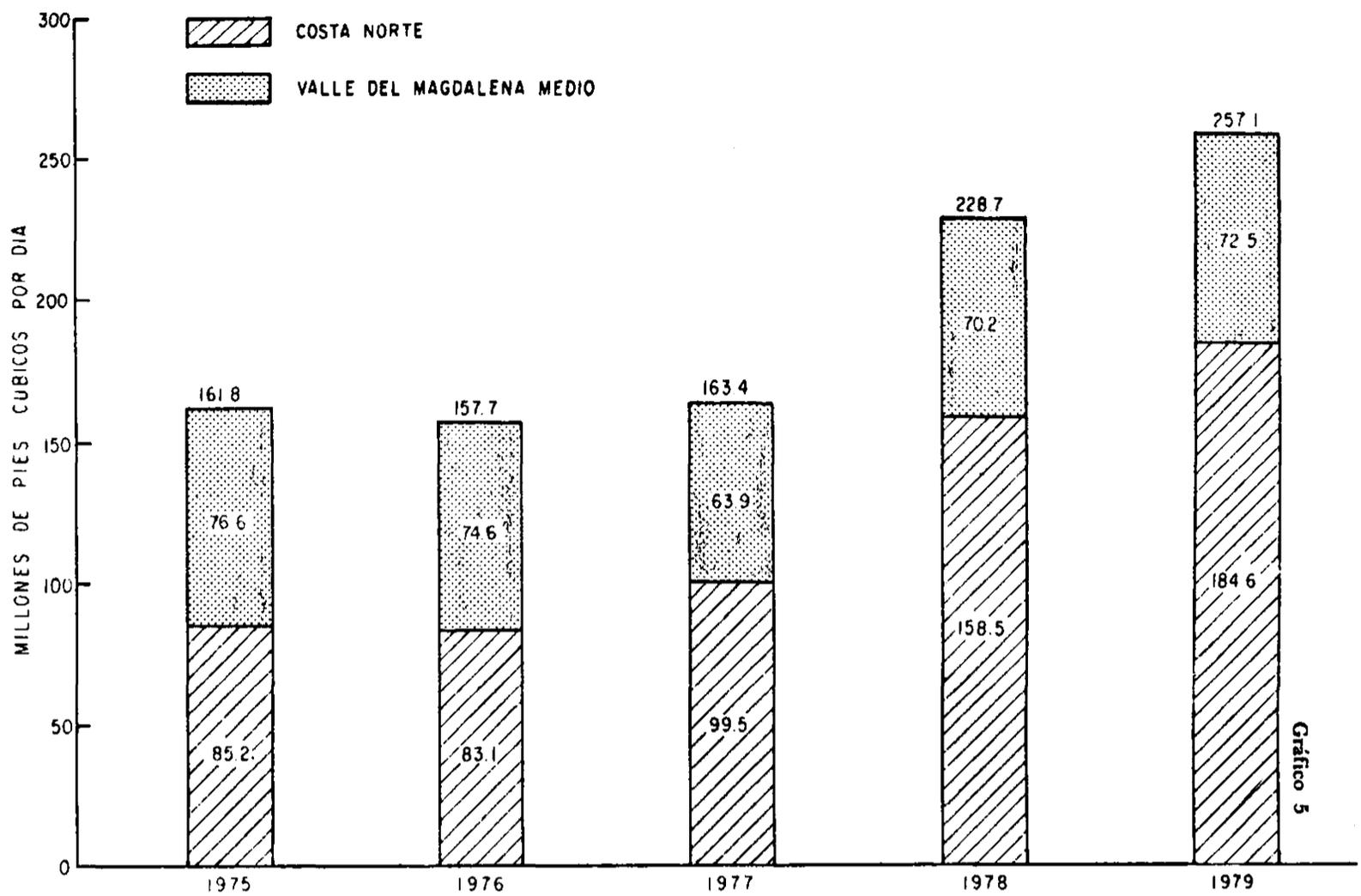


Gráfico 5

### GAS NATURAL - CONSUMO

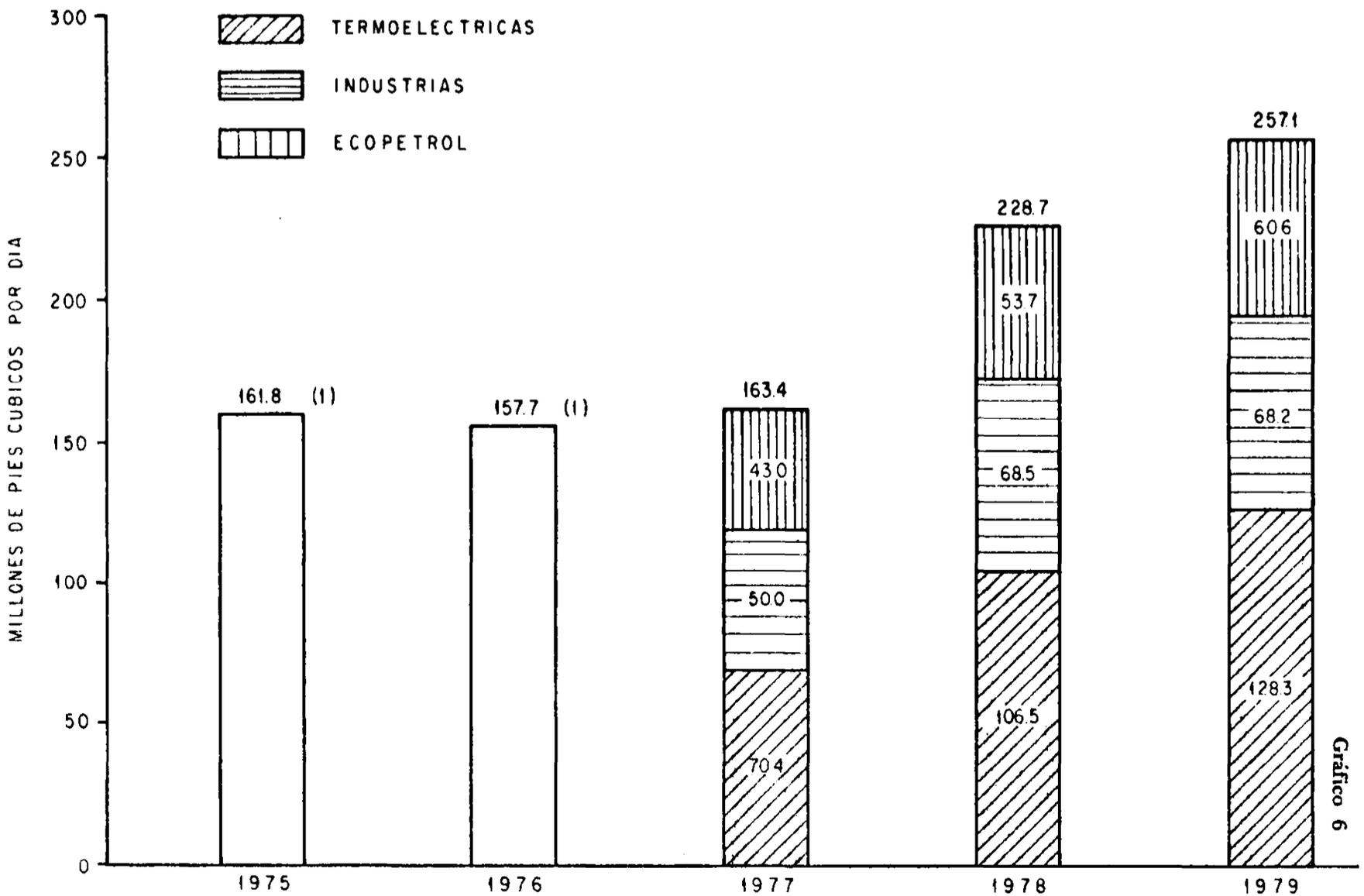


Gráfico 6

(1) NO SE TIENEN DATOS CONFIABLES SOBRE EL CONSUMO DE GAS EN LOS AÑOS 1975 - 1976

- En el sector petroquímico y teniendo en cuenta las necesidades futuras de fertilizantes nitrogenados, el Gobierno Nacional ha encargado al Instituto de Fomento industrial IFI, para que adelante los estudios de factibilidad que conllevan al montaje de un complejo de amoníaco-urea en el área de la costa norte, con el propósito de abastecer al mercado nacional con estos productos.
- Por último, vale la pena mencionar la autorización otorgada por el Gobierno Nacional para estudiar la factibilidad de un proyecto de exportación en forma de gas licuado de los excedentes de gas natural, una vez que se haya asegurado el abastecimiento nacional. El estímulo a la explotación para incrementar las reservas de gas en la costa norte está plenamente justificado, ya que se estudia una política lo suficientemente elástica en materia de utilización y aprovechamiento del gas natural

Mientras estos proyectos llegan a su cristalización final, en la costa norte ya se está utilizando una producción de 100 millones de pies cúbicos por día, procedente de los yacimientos de la Guajira, en procesos industriales y en generación de energía eléctrica principalmente.

#### CARGAS DE CRUDO A REFINACION Y PRODUCCION NACIONAL DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETROLEO

##### REFINACION

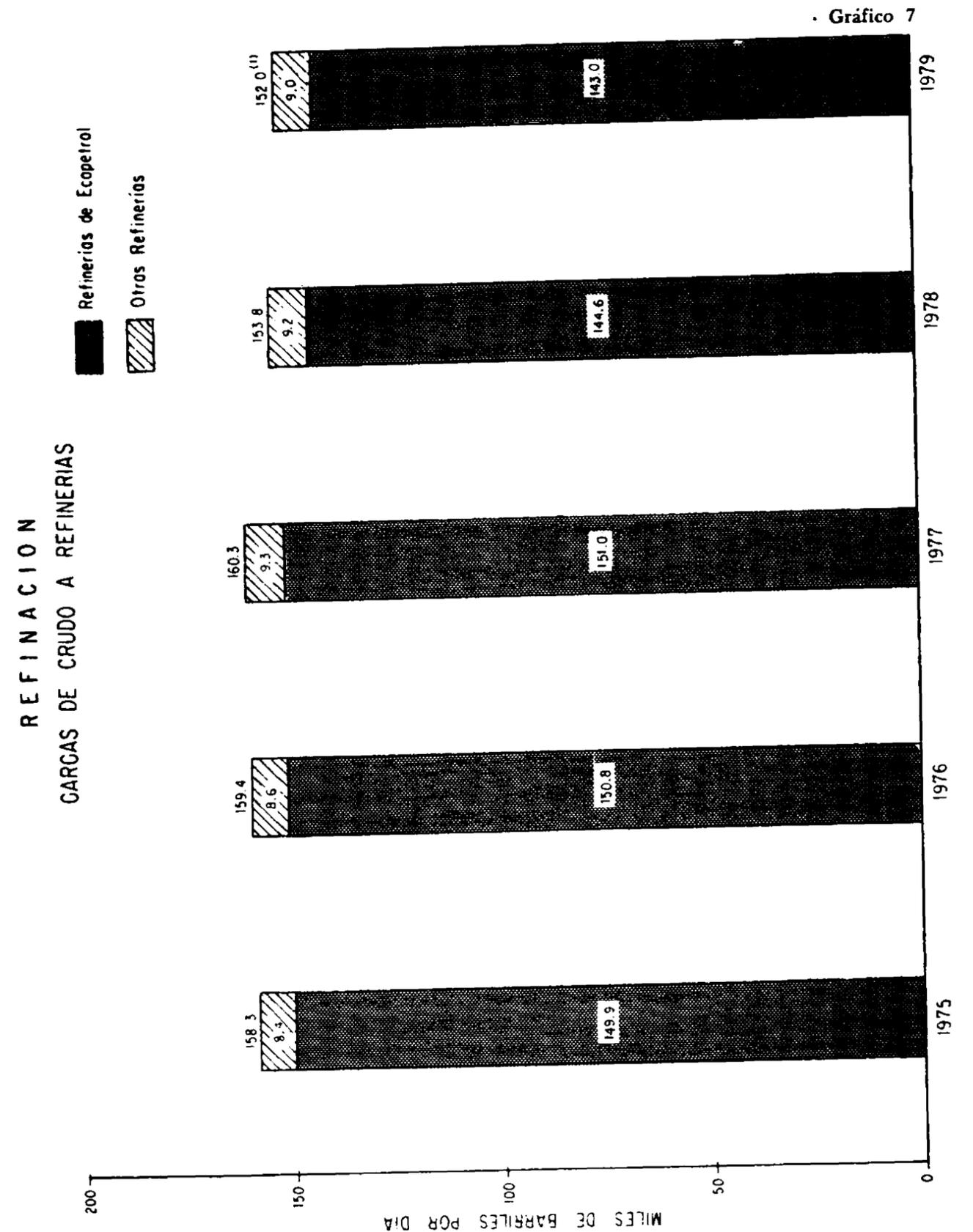
A continuación, se presentan los volúmenes de crudo procesado tanto en las refineries de Ecopetrol, que representan un 94% del total, cuanto en las pequeñas refineries privadas, como son: Guamo, Plato, Dorada, y Orito.

REFINACION  
CARGAS DE CRUDO A REFINERIAS  
Miles de Barriles por día

Cuadro No. 3

Año	Refinerías de Ecopetrol	Otras Refinerías	Total
1975	149.9	8.4	158.3
1976	150.8	8.6	159.4
1977	151.0	9.3	160.3
1978	144.6	9.2	153.8
1979	143.0	9.0	152.0 (1)

(1) Cifras reales hasta agosto 31/79 y estimativo a diciembre 31/79



**PRODUCCION NACIONAL DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETROLEO**

De los crudos procesados tanto en las refinerías de Ecopetrol (Barranca-bermeja, Cartagena y Tibú), como en las refinerías privadas (Guamo, Dorada, Plato y Orito), se obtuvieron las producciones de derivados del petróleo que se muestran a continuación, durante los años 1975 a 1979.

**Cuadro No. 4**  
**PRODUCCION NACIONAL DE DERIVADOS DEL PETROLEO**  
Miles de Barriles por Día

Productos	1975	1976	1977	1978	1979 (2)
- Gasolina	53.7	53.3	36.9	47.0	47.9
- Destilados Medios (Turbocomb. Queroseno, ACPM)	34.1	37.0	37.0	39.7	39.1
- Productos Negros (Combustóleo, Alquitrán AR. Asfaltos)	49.5	51.5	51.7	49.2	50.9
- Gas Licuado-GLD	7.7	7.4	8.5	7.2	6.7
- Otros (1)	6.8	8.3	6.2	6.8	8.8
<b>TOTAL</b>	<b>151.8</b>	<b>157.5</b>	<b>160.3</b>	<b>149.9</b>	<b>153.4</b>

(1) Aromáticos, grasas y lubricantes, azufre, disolventes Avigás, CLD, Cocinol.

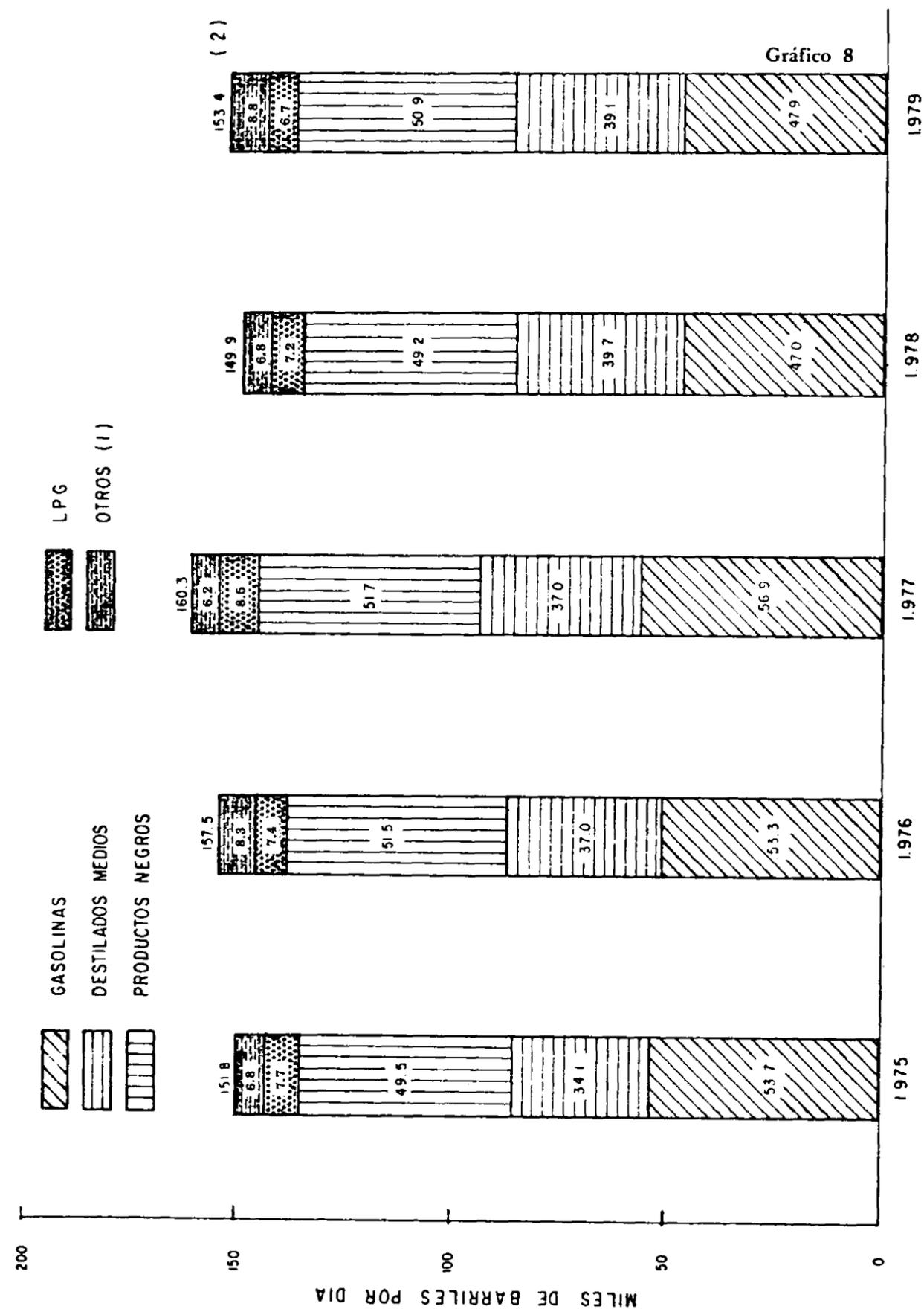
(2) Cifras reales hasta agosto 31/79 y estimativo hasta diciembre 31/79.

(Ver gráfico No. 8)

**CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETROLEO**

A continuación, se presenta el consumo nacional de los diversos combustibles derivados del petróleo. También se muestra la participación del consumo del área de Bogotá en relación con el consumo de todo el país, tanto para la gasolina como para los destilados medios. (Ver cuadro No. 5, Gráficos 9, 10, 11 y 12).

**PRODUCCION NACIONAL DE DERIVADOS DEL PETROLEO**



(1) Aromáticos, grasas, lubricantes, azufre, disolventes, Avigás, CLD, cocinol.  
(2) Cifras reales hasta Agosto 31/79 y Estimativo hasta Diciembre 31/79

**CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES**  
Miles de Barriles por día

Cuadro No. 5

Año	Gasolinas (Regular + Extra)	A.C.P.M.	Queroseno	Turbo- Combustible	Combustóleo	Gas Natural	Otros (1)	Total	Tasa de Crecimiento o/o
1975	58.1	18.7	8.9	6.4	20.8	27.0	10.7	150.6	—
1976	61.6	20.3	8.5	7.2	24.0	26.3	11.7	159.6	5.9
1977	65.0	20.9	8.2	7.9	24.2	27.2	10.9	164.3	2.9
1978	69.4	21.4	8.2	8.7	18.9	38.1	10.5	175.2	6.6
1979	70.7	25.4	8.2	9.3	17.5	42.9	11.8	185.8	6.0

(1) Incluye consumo de: Aromáticos, Grasas, Bases Lubricantes, Azufre, Disolventes, Avigas 100/130, Bencina Industrial Cocinol, C.L.D., GLP, Acido Nafténico.

**CONSUMO DE GASOLINA**

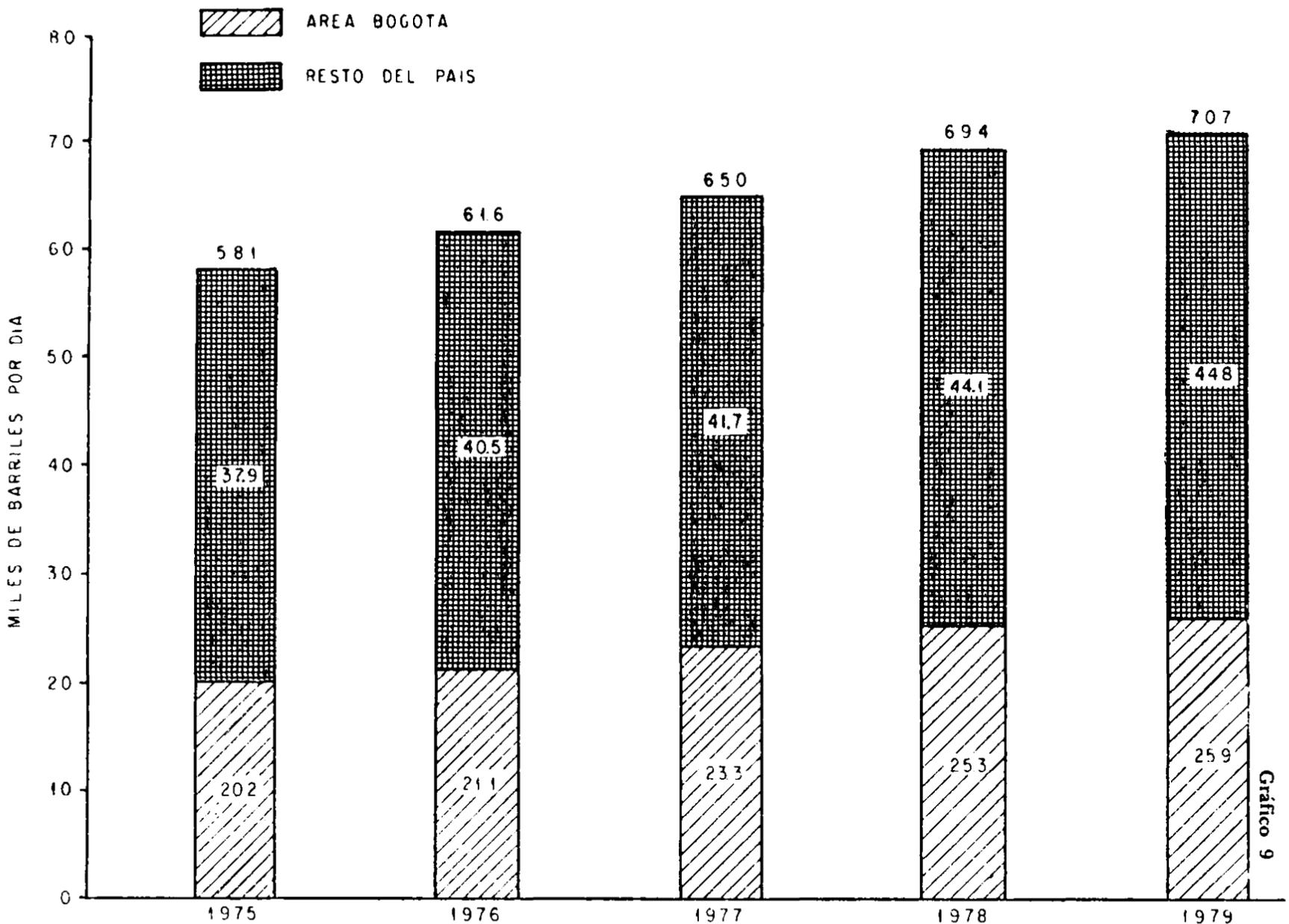


Gráfico 9

### CONSUMO DE ACPM

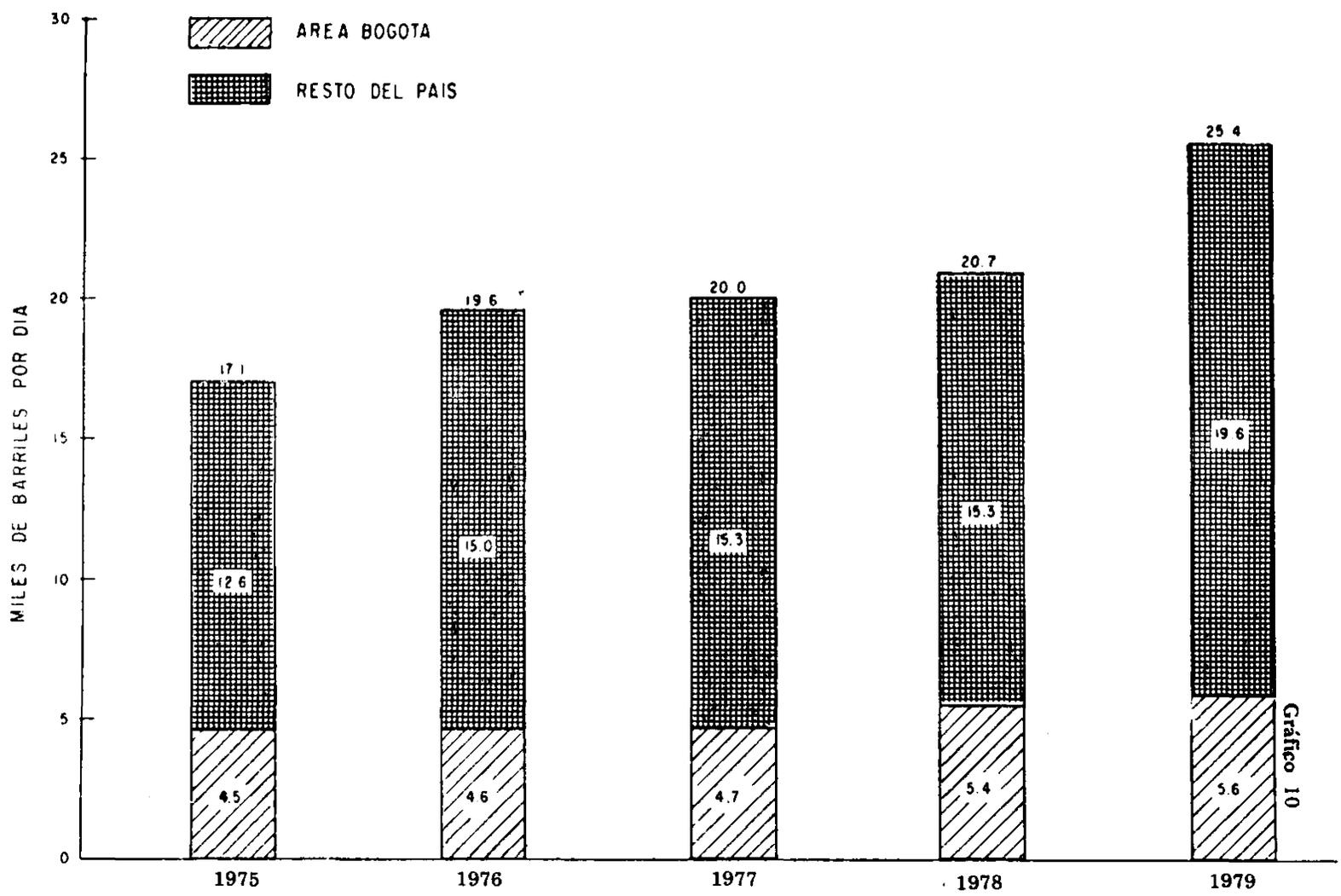


Gráfico 10

### CONSUMO DE QUEROSENE

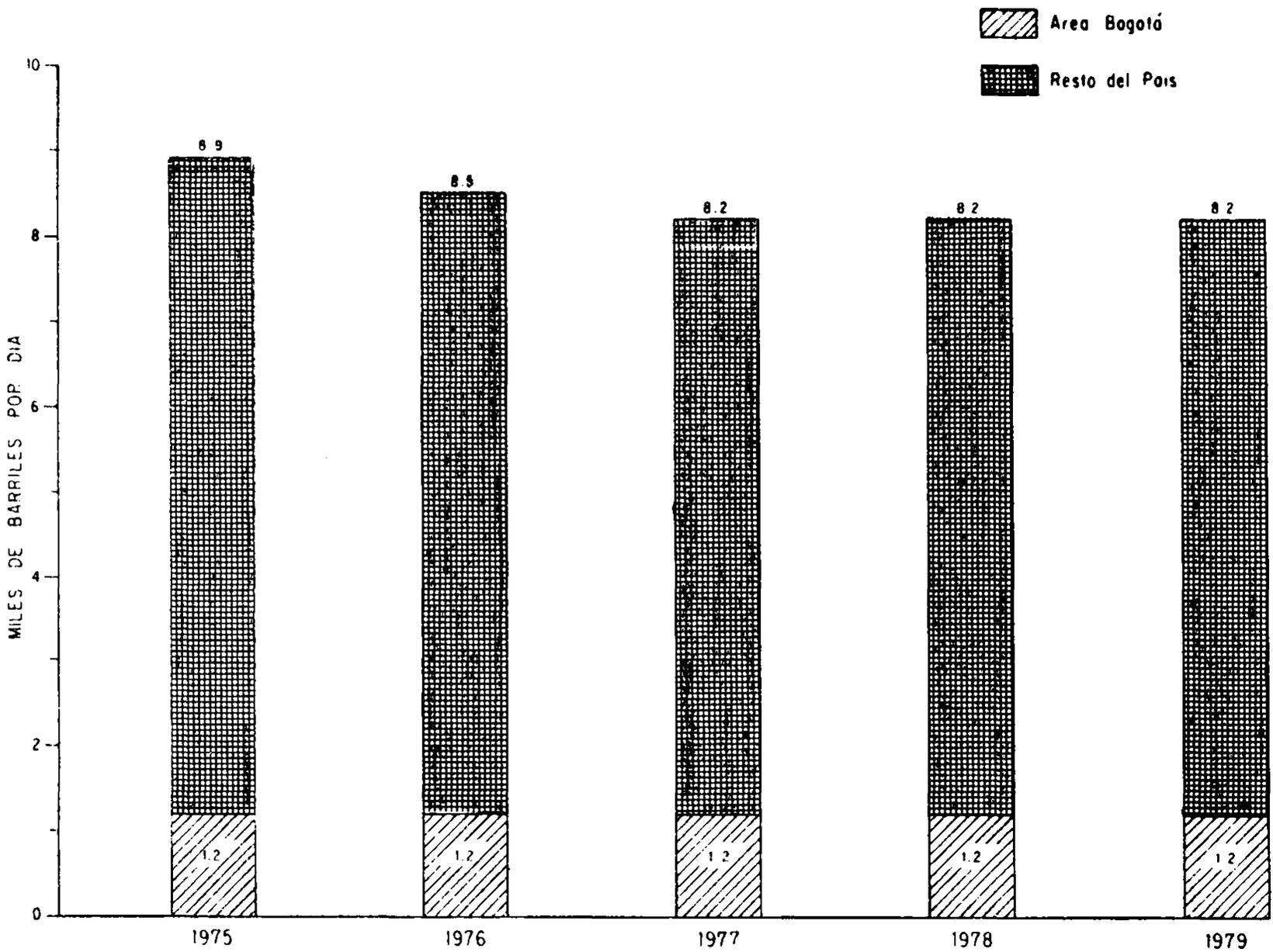
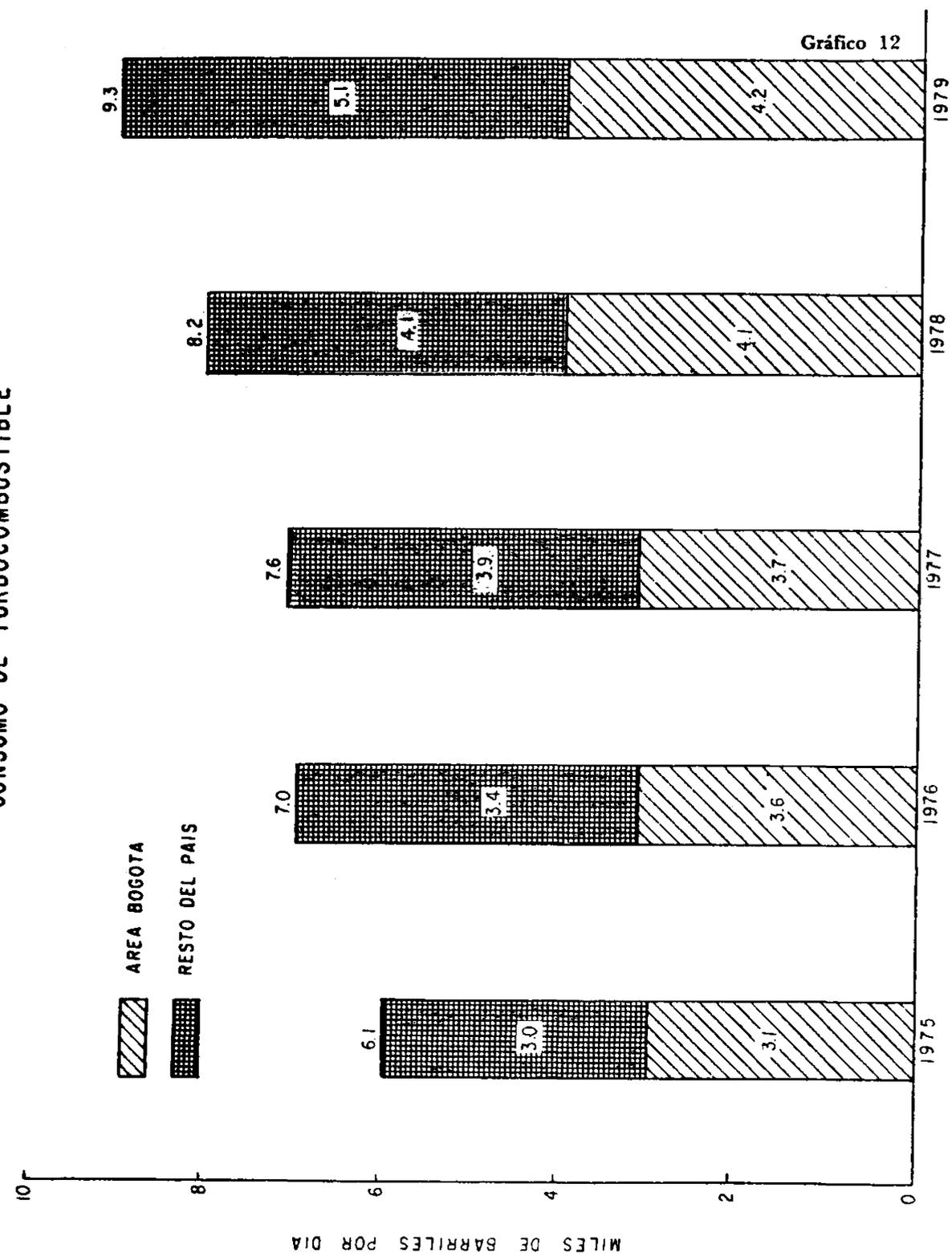


Gráfico 11

CONSUMO DE TURBOCOMBUSTIBLE



**PRECIOS DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETROLEO  
EFECTOS EN ECOPETROL**

**PRECIOS DE COMBUSTIBLES EN COLOMBIA**

La política de aumentos de precios en los combustibles derivados del petróleo, ha sido un valioso aporte para solucionar la situación económica de la Empresa Colombiana de Petróleos.

Muestra de lo anterior son los aumentos decretados durante octubre de 1978, marzo/79 y julio/79, que representan para Ecopetrol ingresos adicionales por un total de \$15.276 millones de pesos, en el período comprendido entre octubre /78 a diciembre/79.

**INGRESOS ADICIONALES A DICIEMBRE 31/79 POR AUMENTOS  
DE PRECIOS DE OCTUBRE/78, MARZO/79 Y JULIO/79**

	Mayores Ingresos Ecopetrol	Mayores Ingresos Fondo Vial	Mayores Ingresos Imponentas
I- AUMENTO DE OCTUBRE/78 Octubre 12/78-Dic. 31/78	633.2	511.9	54.5
Enero 1o./79-Dic. 31/79	4.460.8	2.559.6	2.031.7
II- AUMENTO DE MARZO/79 Marzo 16/79-Dic. 31/79	4.742.7	—o—	337.2
III- AUMENTO DE JULIO/79 Julio 13/79-Dic. 31/79	5.438.9	—o—	281.6
<b>TOTAL</b>	<b>15.275.6</b>	<b>3.071.5</b>	<b>2.705.0</b>

(Ver gráfico 13).

**EFECTO DE LA POLITICA DE AUMENTO DE PRECIOS  
EN EL CONSUMO DE GASOLINA**

El aumento en el precio de la gasolina, ha tenido como efecto una reducción en la tasa de crecimiento del consumo de este producto.

Durante el período 1975 - 1978, el incremento en el consumo de gasolina motor presentó una tasa promedio de 6.10/o anual. A partir de los aumentos de precios iniciados en octubre de 1978, el crecimiento del consumo de gasolina se reduce a 3.50/o en 1979.

Año	Tasa de Crecimiento
1976 Vs 1975	6.02%/o
1977 Vs 1976	5.52%/o
1978 Vs 1977	6.77%/o
1979 Vs 1978	3.5%/o (Cifras reales hasta agosto 31 y estimativo a diciembre 31/79)

La relación entre los aumentos en los precios y el consumo, se puede apreciar en las gráficas 14 y 15.

### COMERCIO EXTERIOR

- EXPORTACIONES
- IMPORTACIONES

#### EXPORTACIONES

Los ingresos percibidos por la Empresa por concepto de exportaciones directas y ventas a naves en viajes internacionales (Bunkers) han aumentado progresivamente, desde US\$ 112.2 millones en 1975, hasta una cifra estimada en US\$ 217.1 millones en 1979, como consecuencia de un mayor precio unitario y de un mayor volumen de exportación.

	Miles de Barriles	Precio US\$/Barril	Millones US\$
<u>1975</u>			
- Combustóleo	8.691.0		84.5
- Combustibles para naves internacionales (Bunkers)	1.811.4		25.3
- Otros (Aromáticos, Parafinas AC.Naft.)	97.4		2.4
Total	10.599.8	10.58	112.2
<u>1976</u>			
- Combustóleo	8.786.7		84.0
- Combustibles para naves internacionales (Bunkers)	1.617.5		25.4
- Otros	225.4		5.4
Total	10.609.6	10.82	114.8

<u>1977</u>			
- Combustóleo	8.621.1		104.5
- Combustibles para naves internacionales (Bunkers)	1.543.4		28.0
- Otros	142.2		3.5
Total	10.306.7	13.19	136.0
<u>1978</u>			
- Combustóleo	11.079.7		124.2
- Combustibles para naves internacionales (Bunkers)	1.451.2		27.4
- Otros	88.8		2.6
Total	12.619.7	12.22	154.2
<u>1979</u>			
- Combustóleo	10.213.3		165.7
- Combustibles para naves internacionales (Bunkers)	1.941.6		47.2
- Otros	75.0		4.2
Total	12.229.9	17.75	217.1

(Ver gráfico No. 16).

#### IMPORTACIONES

Los crudos y productos importados por la Empresa para atender sus necesidades de refinación y el abastecimiento normal de combustibles al país han aumentado progresivamente desde el nivel de US\$ 26.3 millones en 1975, hasta un nivel estimado de US\$ 294.76 millones en 1979, según se puede apreciar en las tablas y gráficos siguientes.

- Petróleo Crudo

	Volumen Barriles	Costo Unitario US\$ / Barril	Costo Total Millones US\$
1975	—	—	—
1976	6.725.900	12.47	83.87
1977	9.398.720	13.88	130.45
1978	8.831.800	13.63	120.37
1979	11.453.300	25.74	294.76

• Gasolinas

	<u>Volumen Barriles</u>	<u>Costo Unitario US\$/Barril</u>	<u>Costo Total Millones US\$</u>
1975	1.761.300	12.95	22.81
1976	2.616.700	14.17	37.08
1977	3.452.000	14.81	51.12
1978	8.025.600	15.49	124.32
1979	9.054.400	32.39	293.27

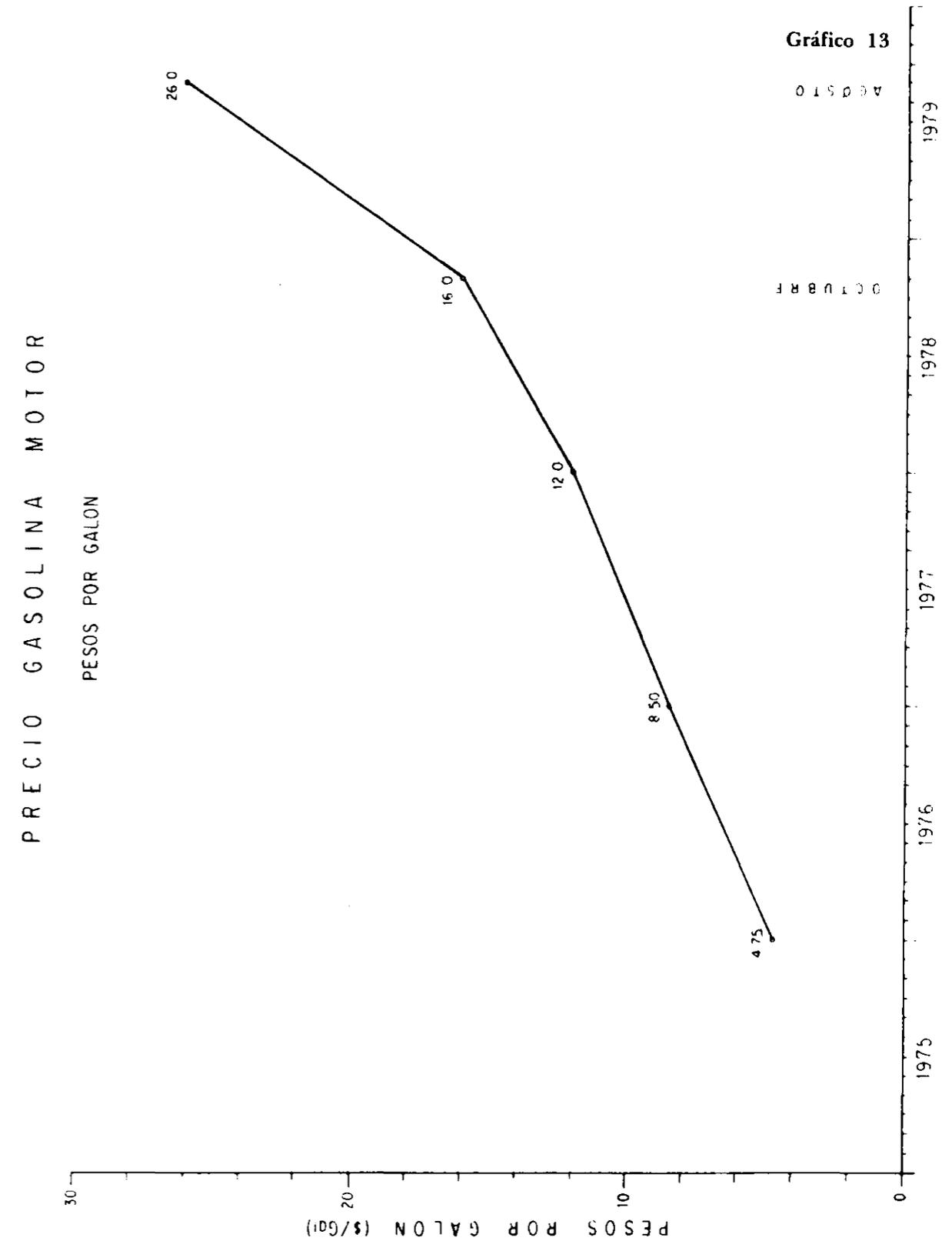
• A. C. P. M. (Diesel)

	<u>Volumen Barriles</u>	<u>Costo Unitario US\$/Barril</u>	<u>Costo Total Millones US\$</u>
1975	—	—	—
1976	40.000	13.76	0.55
1977	210.500	16.29	3.42
1978	77.000	20.96	1.67
1979	798.000	43.46	34.68

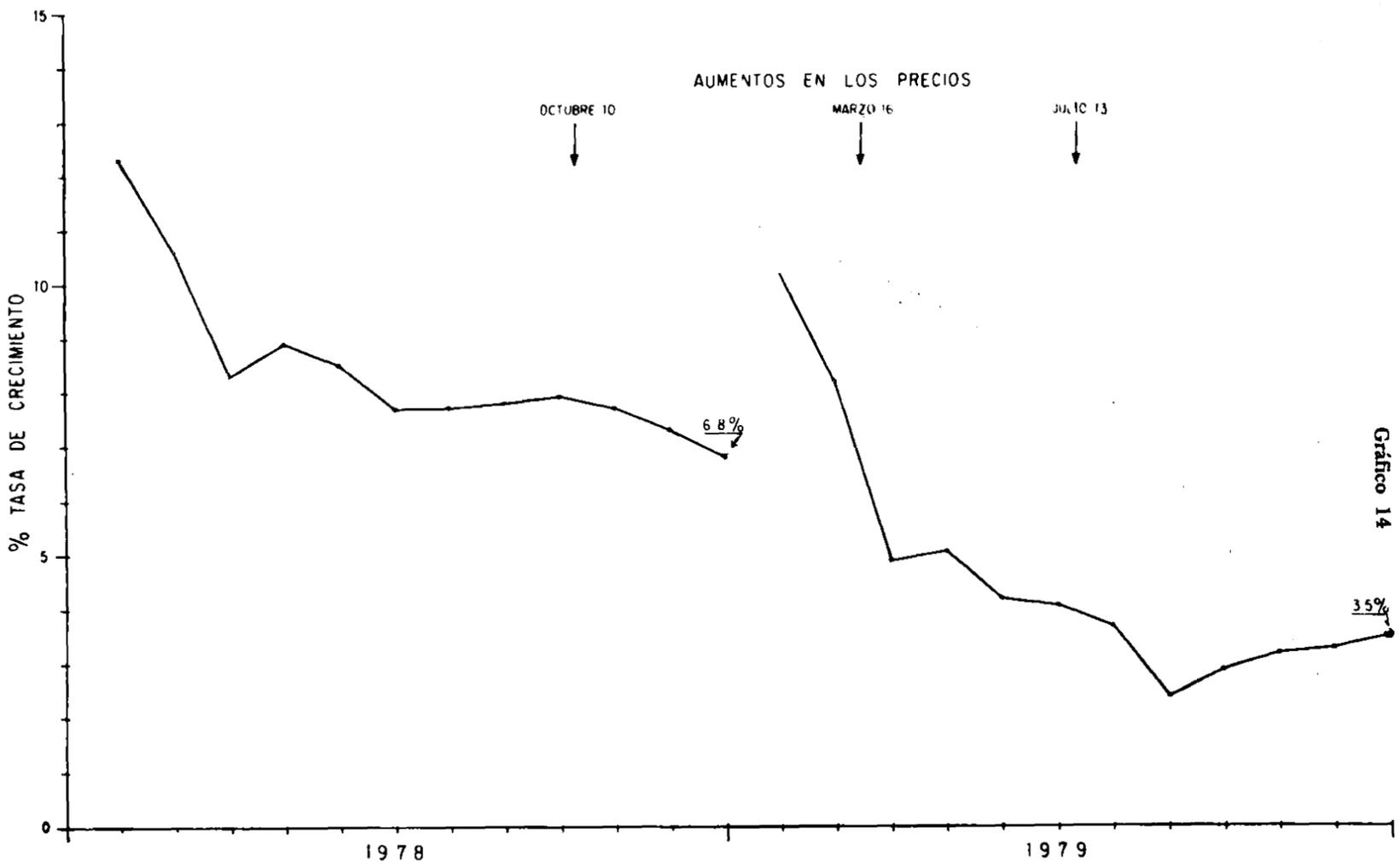
• Otros Productos (Avigas-Queroseno)

	<u>Volumen Barriles</u>	<u>Costo Unitario US\$/Barril</u>	<u>Costo Total Millones US\$</u>
1975	263.300 (Avigas y Nafta)	13.35	3.51
1976	35.000	23.10	0.80
1977	89.900 (Queroseno)	17.01	1.53
1978	—	—	—
1979	—	—	—

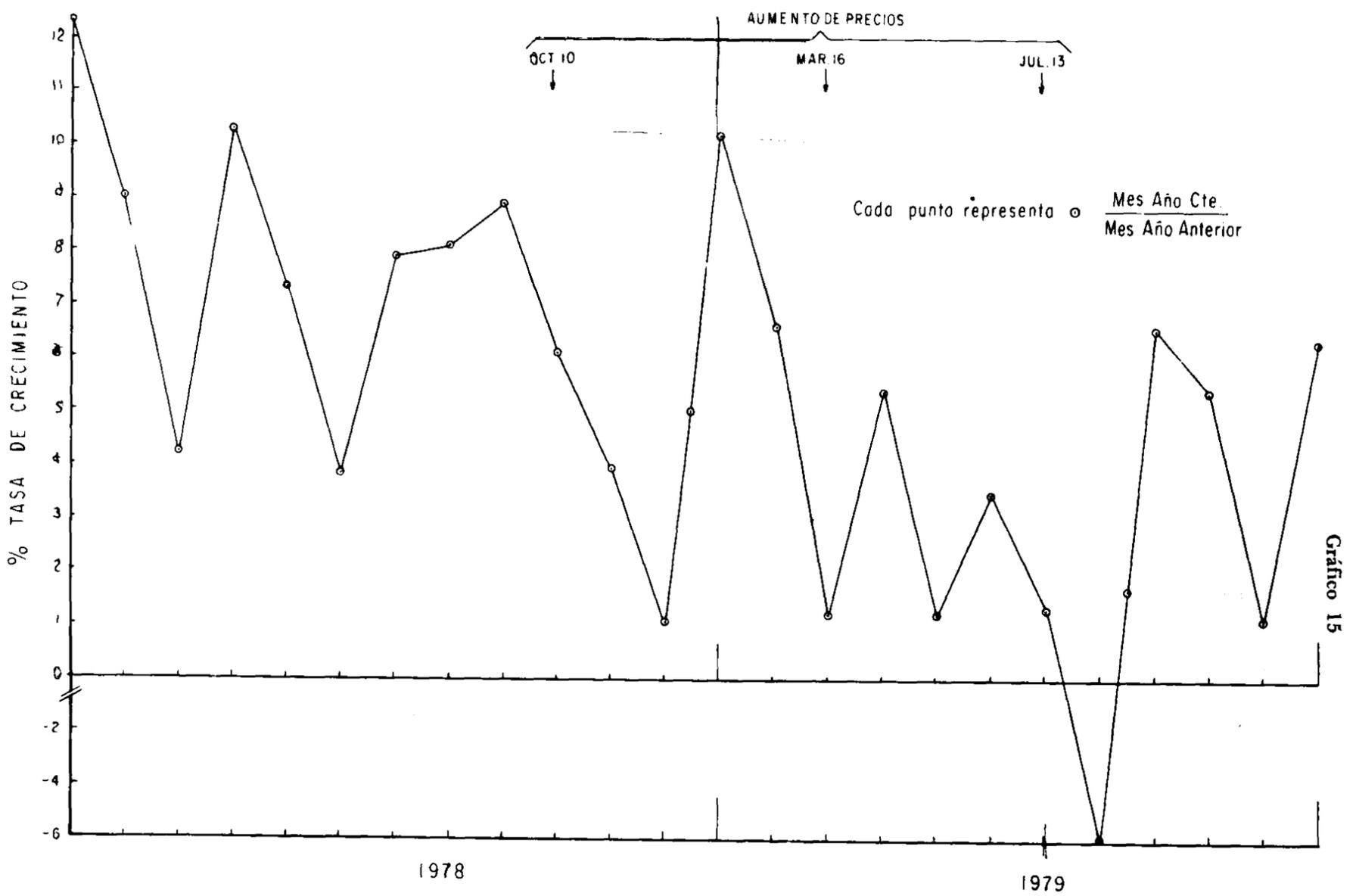
(Ver Gráfico 17)



TASA DE CRECIMIENTO EN EL CONSUMO DE GASOLINA MOTOR  
(ACUMULADO)



COMPORTAMIENTO DE LA TASA DE CRECIMIENTO  
PRODUCTO: GASOLINA MOTOR



### EXPORTACIONES

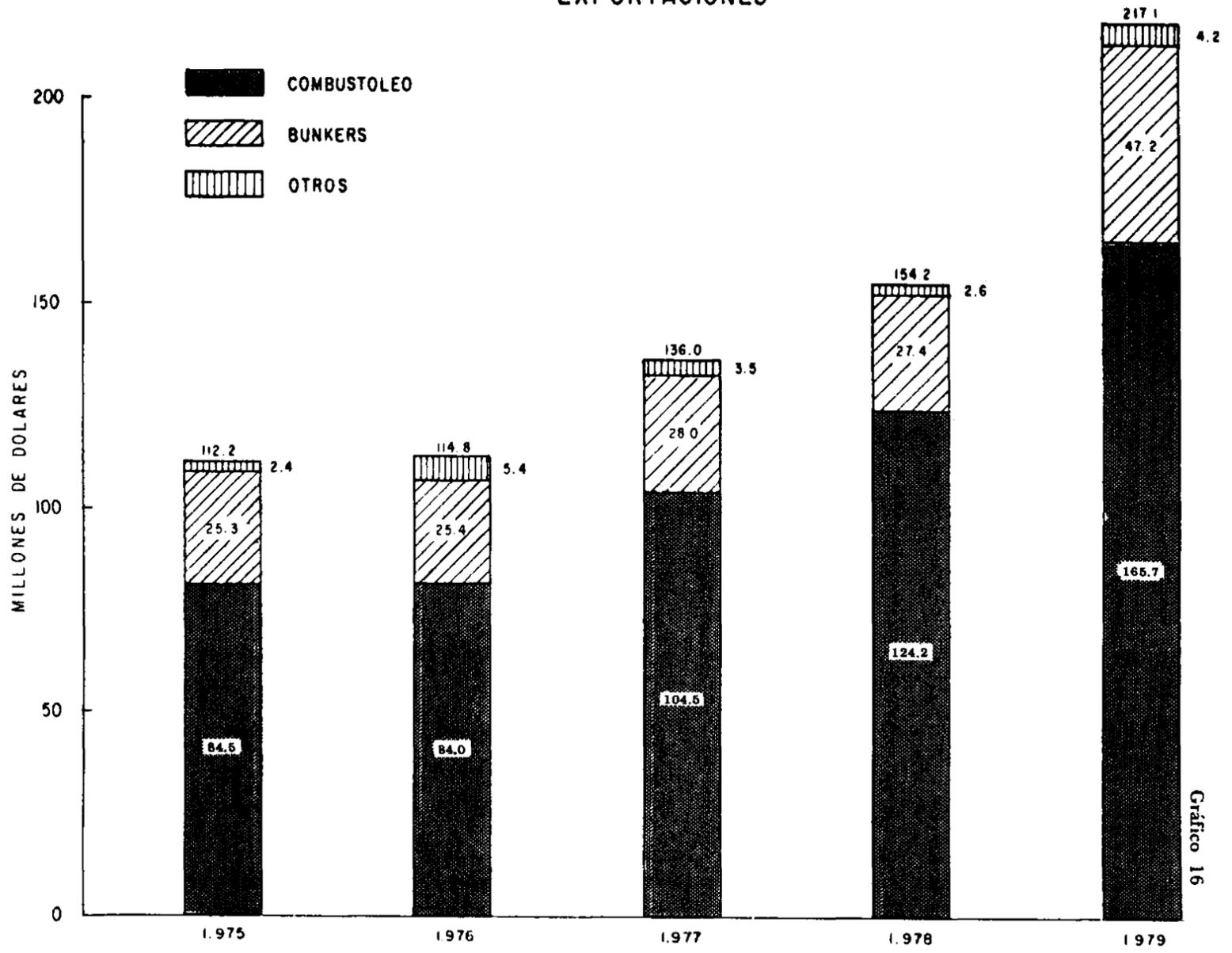


Gráfico 16

### IMPORTACIONES

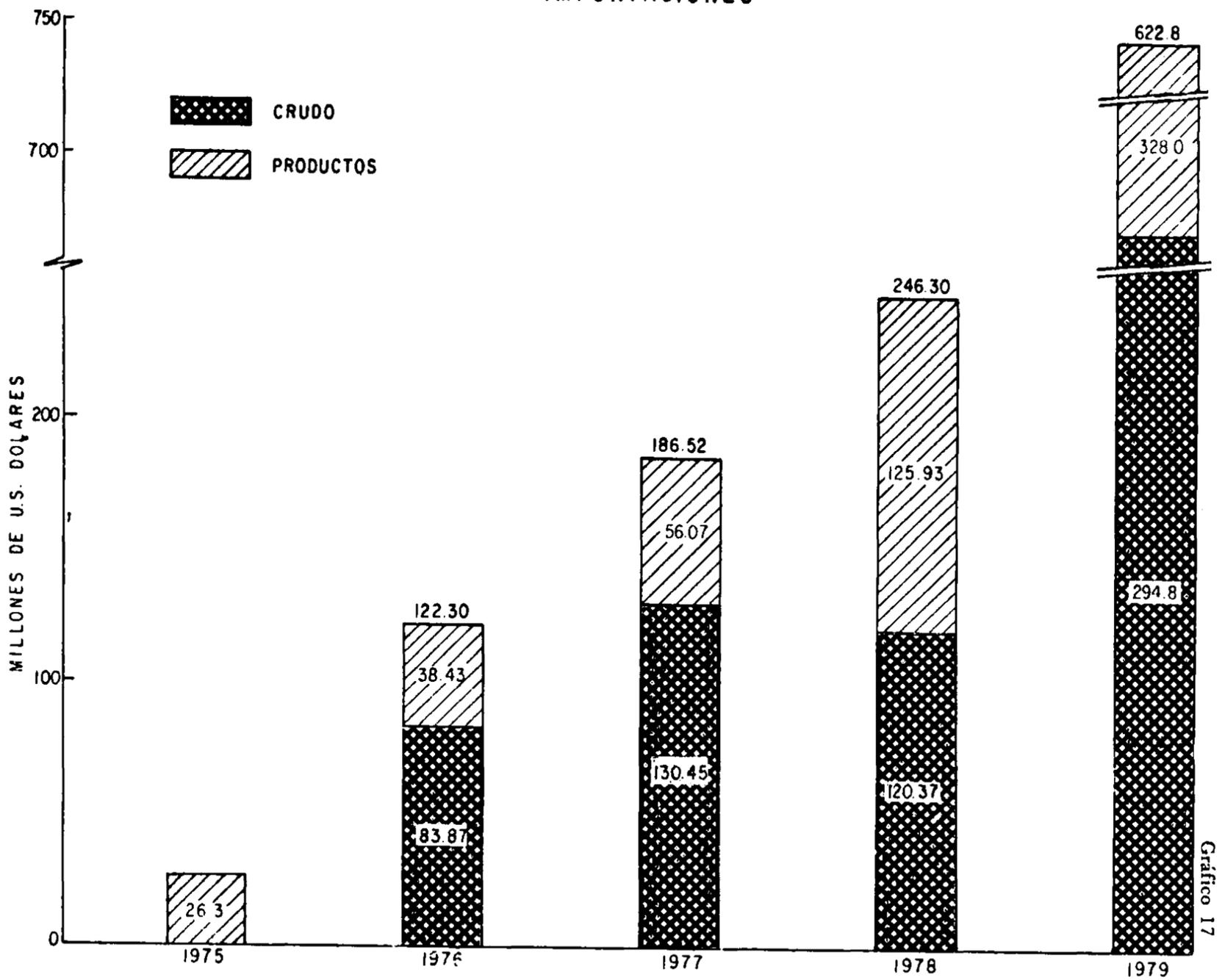


Gráfico 17

## PROYECTOS EN EJECUCION

- Planta de Optimización
- Planta de Balance
- Plantas Turboexpander y Amina
- Planta de Etileno
- Planta de Polietileno
- Ensanche Refinería de Cartagena
- Poliducto Puerto-Salgar-Bogotá
- Almacenamiento de productos
- Utilización de Gas Natural

• El estado de los principales proyectos que adelanta la Empresa para ampliar y optimizar sus servicios, es el siguiente:

### PLANTAS DE OPTIMIZACION Y BALANCE

Mediante estas plantas, Ecopetrol modernizará y aumentará su capacidad refinadora en la forma en que lo están haciendo los países industrializados, es decir, preparando sus instalaciones para recibir crudos más pesados y de menor calidad y al mismo tiempo, disponiendo de los procesos necesarios para ir al "fondo del barril", disminuyendo de esta manera la cantidad de productos negros mediante su conversión a productos blancos, que tienen un mayor valor, tanto por su precio como por su utilización en Colombia.

#### a) Planta de Optimización

Este proyecto, con un costo total de noventa millones de dólares, permitirá al Complejo Industrial de Barrancabermeja aumentar su capacidad de refinación a 120 mil barriles por día de crudo, incluyendo petróleos más pesados, y preparar la carga adecuada para la Planta de Balance.

#### b) Planta de Balance

El nombre de esta planta cubre en realidad un conjunto de instalaciones industriales muy complejo, que tiene un costo total estimado en \$ 270 millones de dólares. Una vez en funcionamiento, incrementará la producción en 17 mil barriles por día de gasolina y tres mil barriles por día de gas propano, ambos a partir de productos negros.

El montaje de la planta ha sido concluído y está en pruebas de funcionamiento para entrar en operación a fines del año.

### ENSANCHES DE ETILENO Y POLIETILENO DE BAJA DENSIDAD

Estos ensanches se encuentran en construcción, mediante las siguientes instalaciones:

#### a) Plantas Turboexpander y de Amina

Este conjunto está diseñado para la recuperación de etano del gas natural. La Planta Turboexpander ya se encuentra lista y la de Amina estará montada hacia Abril del próximo año.

#### b) Planta de Etileno

Esta planta producirá 100 mil toneladas anuales de etileno con base en el etano del turboexpander. Estará terminada en Abril del próximo año.

#### c) Planta de Polietileno

Con base en el etileno, se producirán 40 mil toneladas por año de polietileno de baja densidad. El proyecto quedará terminado en Abril de 1980.

El costo total de las plantas de etileno y polietileno se estima en 50 millones de dólares más 1.600 millones de pesos. El sobrante de etileno se puede exportar o dedicar a otros usos.

### ENSANCHE DE LA REFINERIA DE CARTAGENA

Este ensanche tiene por objeto aumentar la capacidad de refinación de 47 mil a 70 mil barriles por día e incrementar la producción de gasolina de 13 mil a 29 mil barriles diarios.

El diseño básico y gran parte del de detalle de la planta viscorreductora así como el diseño de los servicios industriales, ha sido realizado por personal técnico de Ecopetrol.

El costo aproximado del ensanche es de 83 millones de dólares. La construcción se iniciará en 1980 y será puesto en operación en 1982.

### OLEODUCTOS Y ALMACENAMIENTO

#### Poliducto Puerto Salgar-Bogotá

En el mes de mayo del presente año se terminó la construcción y se inició la operación de una nueva línea de 10 pulgadas de diámetro entre Puerto Salgar y Villeta, como una primera etapa para ampliar la capacidad de transporte del poliducto Puerto Salgar-Bogotá de 45.000 bls. a 70.000 barriles diarios, con lo cual se garantizará el abastecimiento de combustibles del área de Bogotá hasta 1986. La inversión total de este proyecto es de 900 millones de pesos.

#### Tanques de Almacenamiento

En la actualidad, se encuentran en construcción seis tanques que aumentarán en 650.000 barriles la capacidad de almacenamiento de crudos y gasolina en los terminales de los oleoductos de Ecopetrol, para dar mayor flexibilidad al manejo de las importaciones y mejorar la disponibilidad de productos en las plantas de abasto con destino al consumo nacional. La inversión para la realización de estos ensanches es de 300 millones de pesos.

## GAS NATURAL PARA CONSUMOS INDUSTRIAL Y DOMESTICO

A través de Colgás y sus filiales, Ecopetrol ha impulsado la utilización de gas natural para consumos industrial y doméstico en varias ciudades del país. Estas realizaciones se enumeran a continuación:

### Barranquilla

En el mes de agosto se encontraban construídas 7.200 instalaciones de gas natural para consumo doméstico, de las cuales 4.600 estaban en funcionamiento. Para finales del presente año quedarán construídas 9.000 instalaciones y alrededor de 7.000 de ellas estarán en servicio.

### Santa Marta

En el Rodadero se han hecho 2.000 instalaciones y 800 de ellas se encuentran en servicio. Para finales de este año, habrá 1.500 instalaciones para el servicio doméstico en operación.

### Cartagena

Se encuentra en ejecución un gasoducto de 9 kms. de longitud y 6 pulgadas de diámetro entre las instalaciones de Corelca y la ciudad, con el fin de suministrar gas natural proveniente de la Guajira a 14 industrias próximas a la tubería y a 2.000 usuarios de los barrios de Manga y Pie de Popa, para consumo doméstico.

### Bucaramanga

Actualmente se han hecho 600 instalaciones para consumo doméstico en el barrio el Poblado y 1.000 instalaciones adicionales en otros sectores de la ciudad.

### Neiva

Ecopetrol está construyendo un gasoducto de 6 kms. de longitud y 12 pulgadas de diámetro con el propósito de suministrar gas natural proveniente de los campos de Dina y Tello para los consumos industrial y doméstico de la ciudad de Neiva. En el mes de diciembre del presente año se pondrán en servicio 2.000 instalaciones para el consumo doméstico.

## ALCOHOLES COMBUSTIBLES PROGRAMA NACIONAL DEL ALCOHOL

### PROYECTO DE ALCOHOLES COMBUSTIBLES

Además del proyecto para la producción de metanol calidad combustible a partir del gas natural, se adelantan los estudios necesarios para obtener alcohol etílico o etanol utilizando como materia prima productos agrícolas, especialmente

yuca y caña de azúcar. Este alcohol, al ser mezclado con la gasolina motor, además de ahorrar divisas al país por sustitución de importaciones de gasolina, crearía un esquema agroindustrial en diferentes zonas del territorio nacional que generaría empleo directo y daría lugar al origen de una importante infraestructura económica y social en las áreas rurales de Colombia.

El Gobierno Colombiano, teniendo en cuenta la inmensa importancia de los proyectos de producción de alcoholes combustibles, expidió el Decreto 2153 del 29 de agosto de 1979, por medio del cual crea el Programa Nacional del Alcohol y como parte del mismo, el Comité Nacional del Alcohol presidido por el Ministro de Minas y Energía. La secretaría coordinadora del Comité será la unidad de estudios del alcohol de la Empresa Colombiana de Petróleos.

## EVOLUCION DE ALGUNOS INDICADORES FINANCIEROS

A continuación se presenta la evolución de la situación financiera de Ecopetrol entre 1975 y agosto de 1979.

Se aprecia el acelerado incremento en el endeudamiento, el cambio económico de ganancias a pérdidas y, como consecuencia de estos dos factores, el deterioro del patrimonio de la Empresa.

Como causa principal de esta situación se identifican los valores crecientes de las importaciones de crudo y productos, indispensables para abastecer adecuadamente al país.

## EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS EVOLUCION DE ALGUNOS INDICADORES FINANCIEROS Millones de Pesos

	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>Agosto 31/79</u>
Activos totales	13.383.6	19.711.9	25.554.8	32.468.3	41.403.3
Patrimonio	6.813.8	8.864.7	9.283.2	8.497.5	7.247.1
Indice de Endeudamiento*	49.09%/o	55.03%/o	63.67%/o	73.83%/o	82.50%/o
Utilidades (Pérdidas)	1.336.9	726.3	439.4	(897.8)	(1.248.0)
Importación de crudo Combustibles Millones de dólares	26.3	122.6	186.9	246.3	342.7

\* Pasivos Totales  
Activos Totales

ACTIVOS Y PASIVOS TOTALES - PATRIMONIO

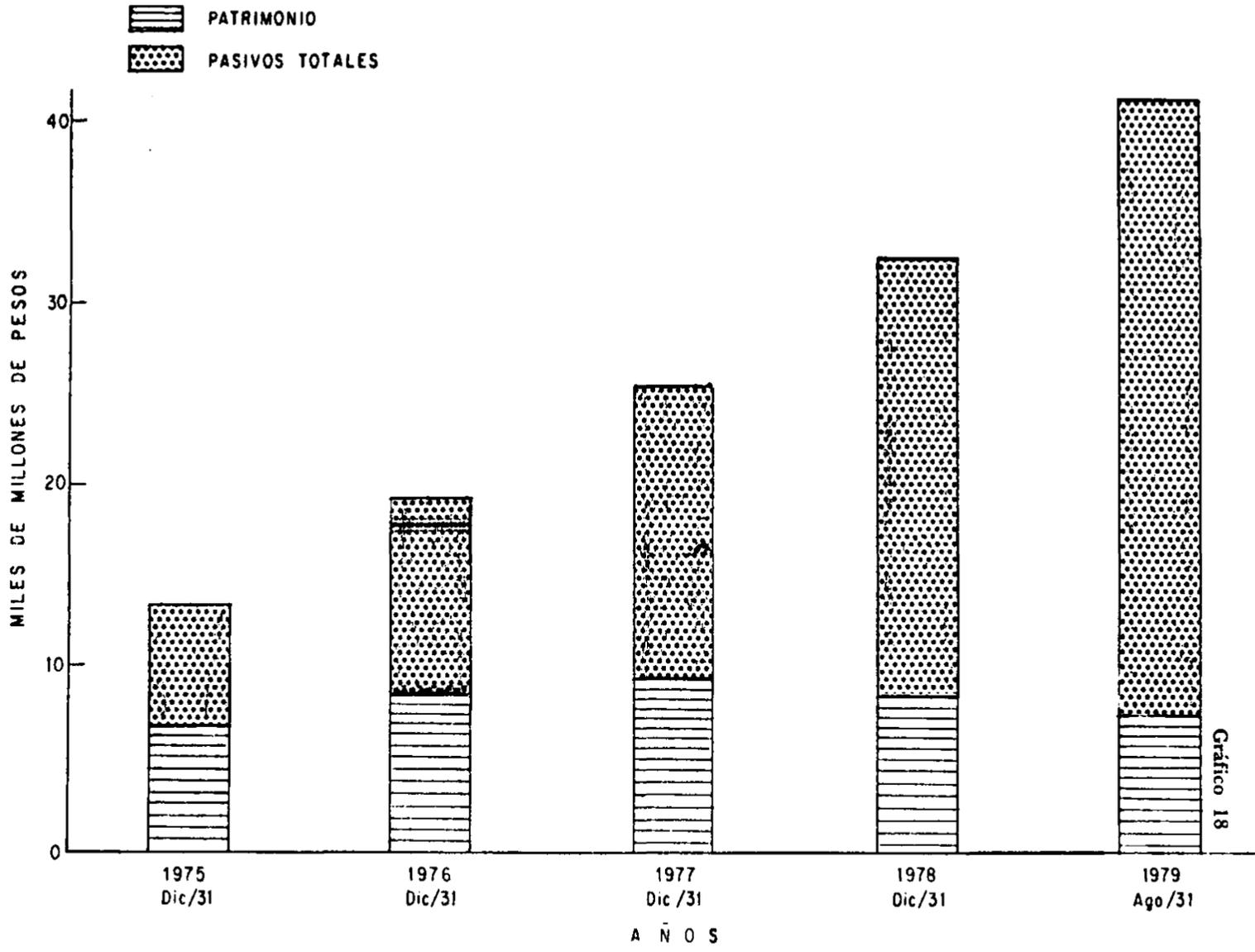


Gráfico 18

GANANCIAS (PERDIDAS)

IMPORTACIONES DE CRUDO Y PRODUCTOS

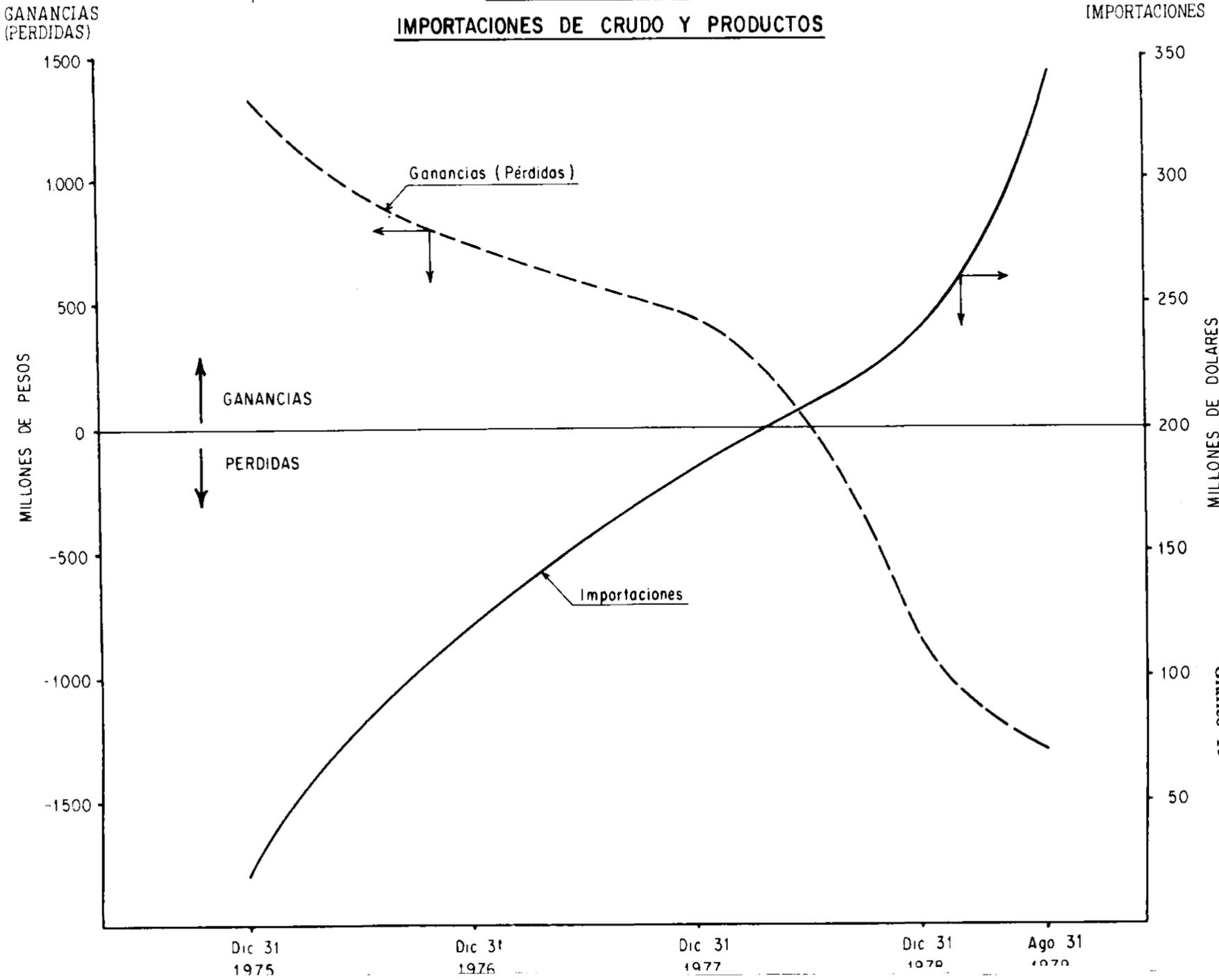


Gráfico 19

**B -- ELECTRICIDAD**

**1- I.S.A.**

## **I. INTRODUCCION**

*El desarrollo de la estructura actual del sector de la energía eléctrica se inició a fines del siglo pasado mediante la iniciativa privada, por medio de empresas que espontáneamente prestaron los servicios de generación y distribución de la energía eléctrica a núcleos reducidos de población. Una vez que este servicio tomó importancia, los gobiernos municipales y el gobierno nacional adquirieron sucesivamente estas empresas y se constituyó el suministro eléctrico en servicio público.*

*De este modo, en cada región del país se conformaron empresas de carácter público, que autónomamente se encargaron de la planeación, coordinación y ejecución de proyectos que abastecieran la demanda de energía eléctrica de la región, así como de su distribución a nivel urbano. Nacionalmente se creó, además, una empresa estatal para que coordinara y ejecutara todas las actividades relacionadas con la electrificación en las áreas no servidas por las empresas anteriores y para que generara políticas nacionales en relación con este sector.*

*En el año de 1963 las empresas de energía que operaban en el interior de Colombia, iniciaron conversaciones para analizar la conveniencia de interconectar los distintos sistemas de generación, con el fin de optimizar la prestación del servicio, la utilización de la capacidad instalada existente y futura en cada región del país y aprovechar así nacionalmente este recurso.*

*En tales conversaciones se decidió realizar los estudios de factibilidad necesarios para determinar la conveniencia de interconectar los sistemas eléctricos de estas empresas y coordinar la operación de las instalaciones de generación y transmisión, así como de su planeamiento y construcción y como resultado, acordaron formar una sociedad con estos objetivos, la cual se denominó "Interconexión Eléctrica S.A." y fué constituida el 14 de septiembre de 1967.*

*Los Socios fundadores fueron: Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB), Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC), Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), Empresas Públicas de Medellín (EPM), Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá (CHIDRAL) y la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC). En la actualidad es socio, igualmente, la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), cuyo ingreso se realizó en 1977.*

La actividad que cada una de las empresas de energía eléctrica de Colombia ha realizado hasta principios de 1979, en relación con la ampliación del sistema de generación y transmisión del país, así como la que corresponde a la acción conjunta de todas las empresas por medio de ISA, puede resumirse, como sigue:

**A. Capacidad Instalada Existente:**

<u>Empresa</u>	<u>Capacidad Instalada (MW)</u>		
	<u>Hidráulica</u>	<u>Térmica</u>	<u>Total</u>
EEEB	550.0	136.5	686.5
EPM	991.4	—	991.4
CVC—CHIDRAL	534.0	50.0	584.0
ICEL—CHEC	345.4	336.0	681.4
CORELCA	—	603.6	603.6
ISA	500.0	—	500.0
<b>TOTAL</b>	<b>2.920.8</b>	<b>1.126.1</b>	<b>4.046.9</b>

**B. Sistema de Transmisión Existente: (Equivalente a líneas de dos circuitos)**

<u>Empresa</u>	<u>Voltaje</u>	<u>Longitud</u>
	<u>Kv</u>	<u>Km</u>
EEEB	115	354
EPM	230	116
	115	399
CVC	230	67.5
	115	356.0
ICEL—CHEC	230	182.5
	115	1.154.0
CORELCA	230	238.0
	115	202.0
ISA	230	914.5

Lo anterior se presenta discriminado en los cuadros No. 1.1 a 1.12 y en resumen, equivale a una capacidad instalada total de 4047 MW y a 3983 Km de líneas de transmisión con voltajes superior a 115 Kv y equivalentes a líneas de doble circuito; es éste el resultado de la acción de un conjunto de empresas y personas,

que con la colaboración del Gobierno Nacional, ha logrado abastecer la demanda de energía eléctrica de la población colombiana, cada vez, en forma más eficiente y extensa.

**CUADRO No. 1.1**

**CAPACIDADES INSTALADAS DE LAS CENTRALES  
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA — EEEB**

<u>Central</u>	<u>Clase</u>	<u>Capacidad MW</u>
Salto I	H	50.0
Salto II	H	70.0
Laguneta	H	80.0
Colegio	H	300.0
Canoas	H	50.0
Termozipa I y II	T (C)	70.5
Termozipa III	T (C)	66.0
	<b>TOTAL</b>	<b>686.5</b>

H = Hidráulica

T (C) = Térmica a base de carbón

**CUADRO No. 1.2**

**CAPACIDADES INSTALADAS DE LAS CENTRALES  
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN — EPM**

<u>Central</u>	<u>Clase</u>	<u>Capacidad MW</u>
Guadalupe I	H	40.0
Guadalupe II	H	10.0
Guadalupe III	H	260.0
Troneras	H	36.0
Riogrande	H	74.4
Piedras Blancas	H	11.0
Guatape I	H	280.0
Guatape II	H	280.0
	<b>TOTAL</b>	<b>991.4</b>

H = Hidráulica

**CUADRO No. 1.3**  
**CAPACIDADES INSTALADAS DE LAS CENTRALES**  
**CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA – CVC**  
**CENTRAL HIDROELECTRICA DEL RIO ANCHICAYA**  
**CHIDRAL**

<u>Central</u>	<u>Clase</u>	<u>Capacidad</u> MW
Central	H	64.0
Anchicaya	H	340.0
Calima	H	120.0
Hidráulicas Menores	H	10.0
Termoyumbo	T (C)	50.0
<b>TOTAL</b>		<b>584.0</b>

H = Hidráulica

T (C) = Térmica a base de carbón

**CUADRO No. 1.4**  
**CAPACIDADES INSTALADAS EN LAS CENTRALES**  
**INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA – ICEL**  
**SISTEMA CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA (CQR)**

<u>Central</u>	<u>Clase</u>	<u>Capacidad</u> MW
Esmeralda	H	30.0
Insula	H	15.0
San Francisco	H	135.0
Plantas Menores	H	18.0
<b>TOTAL</b>		<b>198.0</b>

H = Hidráulica

**CUADRO No. 1.5**  
**CAPACIDADES INSTALADAS EN LAS CENTRALES**  
**INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA – ICEL**

**SISTEMA DEL NORDESTE**

<u>Central</u>	<u>Clase</u>	<u>Combustible</u>	<u>Capacidad</u> MW
Paipa I y II	T (V)	Carbón	99.0
Palmas	H		12.0
Palenque I y II	T (T.G.)	Gas	14.0
Palenque III	T (T.G.)	Gas	14.0
Barranca I y II	T (V)	Gas	25.0
Barranca III	T (V)	Gas	66.0
Tibú	T (T.G.)	Fuel Oil-Gas	14.5
Zulia I y II	T (T.G.)	Gas	23.0
<b>Sub-Total</b>			<b>267.5</b>

**AUTOPRODUCTORES**

Ecopetrol	T (V)	Fuel-Oil	60.5
Paz de Río	T (V)	Carbón	20.0
<b>Sub-Total</b>			<b>80.5</b>

**TOTAL NORDESTE 348.0**

T (V) = Térmica de vapor

T (T.G.) = Térmica Turbo Gas

H = Hidráulica

**CUADRO No. 1.6**  
**CAPACIDADES INSTALADAS EN LAS CENTRALES**  
**INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA - ICEL**  
**SISTEMA DE LAS ELECTRIFICADORAS**

Central	Clase	Capacidad MW
<b>CAUCA</b>		
Florida I y II	H	26.0
Sajandí	H	2.2
Otros	H	3.1
	Sub-Total	31.3
<b>CUNDINAMARCA</b>		
Ríonegro	H	10.0
	Sub-Total	10.0
<b>NARIÑO</b>		
Sapuyes	H	1.8
Río Bobo	H	2.9
Río Mayo	H	18.0
Otras	H	2.2
	Sub-Total	24.9
<b>TOLIMA</b>		
La Ventana	H	3.0
Mirolindo	H	3.3
Río Recio I y II	H	4.5
Prado	H	51.0
Otras	H	0.8
	Sub-Total	62.6
<b>HUILA</b>		
Varias	H	6.6
	Sub-Total	6.6
<b>TOTAL ELECTRIFICADORAS</b>		<b>135.4</b>

**CUADRO No. 1.7**  
**CAPACIDADES INSTALADAS EN LAS CENTRALES**  
**INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA - ICEL (Resumen)**

Sistema	Capacidad MW
CQR	198.0
Nordeste	348.0
Electrificadoras	135.4
<b>TOTAL</b>	<b>681.4</b>

**CUADRO No. 1.8**

**CAPACIDADES INSTALADAS EN LAS CENTRALES**  
**CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA - CORELCA**

Central	Clase	Combustible	Capacidad MW
Termobarranquilla	T (V)	Gas	132.0
Termobarranquilla	T (T.G.)	Gas	42.0
El Río	T (T.G.)	Gas	34.0
El Río	T (V)	Gas *	48.3
La Unión	T (T.G.)	Gas	55.5
Riomar	T (T.G.)	Gas	7.5
Termocartagena	T (V)	Gas +	132.0
Cospique	T (V)	Gas *	29.0
Cospique	T (T.G.)	Gas	22.0
Gaira	H		0.5
Chinu	T (T.G.)	Gas	25.7
Termoballenas	T (T.G.)	Gas	32.0
Plantas Diesel (1)	T (D)	ACPM	43.1
<b>TOTAL</b>			<b>603.6</b>

1 H = Hidráulica T.G. = Turbo Gas  
T = Térmica D = Diesel  
V = Vapor

\* Centrales que en la actualidad consumen Fuel Oil, y se cambiarán por gas antes de 1981.

+ Se cambiarán por carbón en 1984

(1) Para el sistema interconectado no se tienen en cuenta las plantas DIESEL, las cuales se considera que se retirarán en el momento de la Interconexión ISA-CORELCA, durante 1982.

CUADRO No. I.9  
CAPACIDADES INSTALADAS EN LAS CENTRALES  
INTERCONEXION ELECTRICA S.A. -ISA.

Central	Clase	Capacidad MW
Chivor I	H	500
TOTAL		500

II - Hidráulica

CUADRO No. I.10  
SISTEMA DE TRANSMISION EXISTENTE HASTA 1978

Empresa	Longitud Km	Voltaje Kv	No. de Circuitos
EEEB	15	115	2
	678	115	1
EPM	116	230	2
	71	115	3
	19	115	2
	547	115	1
CVC	135	230	1
	264	115	2
	184	115	1
ICEL	365	230	1
	423	115	2
	1179	115	1
CHEC	2	115	3
	45	115	2
	187	115	1
CORELCA	118	230	2
	240	230	1
	404	115	1
ISA	815	230	2
	199	230	1

CUADRO No. I.11  
SISTEMA DE TRANSMISION EXISTENTE HASTA 1978  
230 y 115 Kv

Línea	Long. Km	Voltaje Kv	No. de Circuitos	Entidad Ejecutora
Esmeralda - Guatapé	169	230	2	ISA
Esmeralda - Yumbo	194	230	2	ISA
Esmeralda - La Mesa	174	230	2	ISA
Chivor - Torca	103	230	2	ISA
Chivor - Paipa	120	230	2	ISA
Torca - La Mesa	55	230	2	ISA
Guatapé - Envigado	65	230	2	EPM
Guatapé - Miraflores	51	230	2	EPM
Alto Anchicayá - Yumbo	54	230	1	CVC
Alto Anchicayá - Pance	54	230	1	CVC
Yumbo - Pance	27	230	1	CVC
Paipa - Bucaramanga	154	230	1	ICEL
Bucaramanga - Cúcuta	121	230	1	ICEL
Barranca - Bucaramanga	90	230	1	ICEL
Guatapé - Barranca	199	230	1	ISA
Barranquilla - Sabanalarga	38	230	2	CORELCA
Sabanalarga - Cartagena	80	230	2	CORELCA
Sabanalarga - Valledupar	240	230	1	CORELCA
Colegio - La Mesa	6	115	2	ISA
Colegio - Concordia	50	115	1	EEEB
Colegio - Laguneta	13	115	1	EEEB
Colegio - Salitre	42	115	1	EEEB
Colegio Balsillas	24	115	1	EEEB
Colegio - Flandes	60	115	1	EEEB
Laguneta - Salitre	30	115	1	EEEB
Laguneta - Veragua	26	115	1	EEEB
Laguneta - Salto 2	3	115	1	EEEB
Salto 2 - Muña	10	115	1	EEEB
Cancas - Muña	6	115	1	EEEB
Muña - San Carlos	22	115	1	EEEB
Salitre - Veraguas	8	115	1	EEEB
Balsillas - Salitre	22	115	1	EEEB
Balsillas - Suba	32	115	1	EEEB
Termo-Zipa - Suba	38	115	1	EEEB
Suba - Salitre	9	115	1	EEEB
Termo-Zipa - El Sol	8	115	1	EEEB

(Continuación)

Línea	Long Km	Voltaje Kv	No. de Circuitos	Entidad Ejecutora
El Sol - Salitre	39	115	1	EEEE
Termo - Zipa - Santa María	75	115	1	EEEE
Suba - Autopista	7	115	1	EEEE
Torca - Autopista	9	115	2	EEEE
Torca - Castellana	14	115	1	EEEE
Autopista - Castellana	4	115	1	EEEE
Castellana - Concordia	12	115	1	EEEE
Torca - Concordia	29	115	1	EEEE
Concordia - San Carlos	14	115	1	EEEE
San Carlos - Veragua	6	115	1	EEEE
San Carlos - Villavicencia	75	115	1	EEEE
Guadalupe - Bello	71	115	3	EPM
Guadalupe - Belén	88	115	1	EPM
Guadalupe - Castilla	78	115	1	EPM
Guadalupe - Barbosa	45	115	1	EPM
Guadalupe - Yarumal	30	115	1	EPM
Río Grande - Bello	36	115	1	EPM
R. Grande - P. Blancas	43	115	1	EPM
Bello - Central	12	115	1	EPM
Bello - Miraflores	12	115	1	EPM
Bello - Castilla	6	115	1	EPM
Barbosa - Central	38	115	1	EPM
Barbosa - Guatapé	33	115	1	EPM
Guatapé - Pto. Inmarco	62	115	1	EPM
P. Blancas - Miraflores	5	115	1	EPM
Castilla - Guayabal	10	115	1	EPM
Castilla - Central	5	115	1	EPM
Central - Guayabal	5	115	1	EPM
Guayabal - Envigado	4	115	2	EPM
Miraflores - Guayabal	7	115	2	EPM
Belén - Envigado	8	115	2	EPM
Bello - Colombia - Belén	19	115	1	EPM
Miraflores - Rionegro	20	115	1	EPM
Anchicayá - Chipichape	50	115	1	CVC
Anchicayá - San Antonio	49	115	1	CVC
Anchicayá - B/ventura	36	115	1	CVC
San Antonio - Chipichape	4	115	1	CVC
San Antonio - Pance	12	115	2	CVC
Pance - Juanchito	15	115	2	CVC
Yumbo - Juanchito	16	115	2	CVC

CUADRO No. I. II

(Continuación)

Línea	Long. Km	Voltaje Kv	No. de Circuitos	Entidad Ejecutora
Yumbo - Chipichape	11	115	2	CVC
Yumbo - Palmira	22	115	2	CVC
Yumbo - Buga	43	115	2	CVC
Calima - Buga	33	115	2	CVC
Buga - Tuluá - Zarzal	65	115	2	CVC
Zarzal - Cartago	42	115	2	CVC
Zarzal - Armenia	45	115	1	CVC
San Francisco - Esmeralda	2	115	3	CHEC
Esmeralda - Insula	12	115	2	CHEC
Insula - Pereira	19	115	2	CHEC
Pereira - Armenia	36	115	1	CHEC
Pereira - Cartago	31	115	1	CHEC
Insula - Manizales	14	115	2	CHEC
Manizales - La Dorada	120	115	1	CHEC
Barranca - Palenque	90	115	2	ICEL
Tibú - Ocaña	108	115	1	ICEL
Tibú - Zulia	53	115	1	ICEL
Zulia - Front. Venezuela	25	115	1	ICEL
Zulia - Cúcuta	45	115	1	ICEL
Palenque - Bucaramanga	8	115	1	ICEL
Bucaramanga - San Gil	88	115	1	ICEL
Ocaña - Ayacucho	38	115	1	ICEL
Paipa - Tunja	33	115	1	ICEL
Paipa - Belencito	30	115	1	ICEL
Cali - Popayán	112	115	2	ICEL
Popayán - Río Mayo	106	115	2	ICEL
Río Mayo - Pasto	56	115	2	ICEL
Pasto - Ipiales	69	115	1	ICEL
Popayán - Florida II	12	115	1	ICEL
Flandes - Prado	59	115	2	ICEL
Prado - Neiva	103	115	1	ICEL
Neiva - Florencia	165	115	1	ICEL
Muña - Fusagasugá	30	115	1	ICEL
Flandes - Ibagué	50	115	1	ICEL
Ibagué - Armenia	65	115	1	ICEL
Belén - Frontino	94	115	1	ICEL
Envigado - Quibdó	163	115	1	ICEL
Barranquilla - Sta. Marta	95	115	1	CORELCA
Ternera - Toluviéjo	107	115	1	CORELCA
Chinú - Mompós	140	115	1	CORELCA
Río Córdoba - Fundación	52	115	1	CORELCA

CUADRO No. I.12

PRINCIPALES SUBESTACIONES A 230 Kv

Nombre	Capacidad de Transformación MVA	Relación de Transform. Kv.	No. de Unidades de Transform.	Propietario
Yumbo	180	230/115/13.8	2	ISA
La Mesa	180	230/115/13.8	2	ISA
Esmeralda	180	230/115/13.8	2	ISA
Torca	336	230/115/13.8	2	ISA
Chivor	648	230/13.8	4	ISA
Guatapé	619	230/13.8	8	EPM
Miraflores	360	230/115	2	EPM
Envigado	360	230/115	2	EPM
Pance	180	230/115	2	CVC
Alto Anchicayá	345	230/13.8	3	CVC
Barranca	90	230/115	1	ICEL
Paipa	90	230/115	1	ICEL
Florida	90	230/115	1	ICEL
Barranquilla	120	230/115	2	CORELCA
Cartagena	78	230/13.8	2	CORELCA
Valledupar	55	230/115	1	CORELCA
Tenera	55	230/115	1	CORELCA
Tenera	60	230/66	2	CORELCA
Fundación	55	230/115	1	CORELCA
Sabanalarga	21	230/13.8	1	CORELCA

II. INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

II.1 RESUMEN

La acción conjunta de todas las empresas de energía eléctrica que operan en el país ha logrado, mediante la acción de ISA, planes y realizaciones para el desarrollo del sector eléctrico, que se pueden resumir como sigue:

a. Actividades de Planeamiento

Esta en proceso de edición el informe final del "Estudio del Sector de Energía Eléctrica", realizado por ISA, con la asistencia técnica del Gobierno de la República Federal de Alemania y por encargo del Departamento Nacional de Planeación, en el cual se presenta el Inventario Nacional de los Recursos Hidroeléctricos, se definen metodologías de planeamiento a mediano y largo plazo y se hacen recomendaciones que orientarán la actividad del sector durante el resto de este siglo.

— Se acordó en julio de este año y de acuerdo con los resultados del "Estudio del Sector de Energía Eléctrica" adoptar un plan de estudios para el período 1979-1982, el cual comprende estudios a diferentes niveles sobre 102 proyectos con 35.600 MW de capacidad instalada total; este plan es el más ambicioso y extenso que el sector haya emprendido hasta ahora, en este aspecto.

— Mediante la presentación periódica de programas de expansión del sistema eléctrico en generación y transmisión y su adopción por parte de la asamblea de Accionistas, este sector tiene definido su futuro desarrollo hasta el año de 1988 y actualmente se encuentran en proceso de realización un programa de generación para un período posterior a 1988, en el cual se analizarán los proyectos que para fines de este año tengan terminados sus estudios de factibilidad o se conozca de ellos la información básica necesaria para considerarlos.

b. Realización de Planes de Estudio

Con base en decisiones que la junta directiva ha adoptado, hasta el momento, se han ejecutado contratos para realizar estudios sobre los siguientes ríos y proyectos:

— Aprovechamiento Hidroeléctrico del río Magdalena en Honda: Estudios de prefactibilidad, AEI. LTDA.

— Aprovechamiento Hidroeléctrico del Cauca Medio: Estudios de prefactibilidad, INTEGRAL LTDA.

— Alternativas de aprovechamiento del río Guavio: Estudios de prefactibilidad, INGETEC LTDA.

- Aprovechamiento Hidroeléctrico del río Saldaña: Estudios de prefactibilidad, C.E.I. LTDA.
- Proyecto Hidroeléctrico de San Carlos: Estudios de factibilidad, INTEGRAL LTDA.
- Proyecto Hidroeléctrico del río Sogamoso: Estudios de factibilidad, HIDRO-ESTUDIOS LTDA.
- Proyecto Hidroeléctrico del río Guavio: Estudios de factibilidad, INGETEC LTDA.
- Proyecto Hidroeléctrico del río San Juan: Estudios de factibilidad, INGETEC LTDA.

Todo lo cual representa el análisis y estudio a diferentes niveles de 12 proyectos diferentes y aproximadamente 18.000 MW de capacidad instalada total y de los cuales han sido seleccionados algunos que actualmente se encuentran en período de diseño o construcción.

Así mismo y en realización del programa de estudios que actualmente está en ejecución, ISA tiene en proceso de contratación o de ejecución los contratos para realizar estudios sobre los siguientes ríos y proyectos:

- Proyecto Cañafisto: Estudio de factibilidad, INTEGRAL LTDA.
- Proyecto Neme: Estudios de factibilidad, C.E.I. LTDA.
- Proyecto Ituango: Estudios de factibilidad, INTEGRAL LTDA.
- Térmica de carbón en el interior del país: Estudios de factibilidad, se contrato con CARBOCOL la primera parte de este estudio.

Hoya de los ríos Fonce Suárez: Estudios de factibilidad en dos etapas, se solicitó propuesta técnica.

- Hoya del Alto Putumayo: Estudios de factibilidad en dos etapas, se realizan términos de referencia
- Hoya del Alto Caquetá: Estudios de factibilidad en dos etapas, se realizan términos de referencia.
- Proyecto Farallones: Estudios de prefactibilidad, se realizan términos de referencia.
- Hoya del Alto Arauca: Reconocimiento y recolección de información básica, se realizan términos de referencia.

Lo anterior implica el estudio a distintos niveles de 23 proyectos con una capacidad instalada total de aproximadamente 12.500 MW, los cuales,

adicionados con los estudios que realizarán los demás socios de ISA, brindarán al sector proyectos, más que suficientes, para su desarrollo en la década del 90 al 2.000.

#### Realización de Programas de Generación

En cumplimiento de los objetivos de ISA y de acuerdo con las decisiones tomadas por la asamblea de accionistas, hasta el momento se han realizado las siguientes obras:

Interconexión de los sistemas eléctricos del centro del país, EEEB, EPM, CVC, ICEL—CHEC, mediante líneas de doble circuito y de 230 Kv de tensión, además de las subestaciones principales con una relación de transformación 230/115/13.8 kv y un centro de control y despacho localizado cerca de la ciudad de Manizales.

Interconexión al sistema central, del sistema eléctrico del nordeste, mediante la construcción de una línea de transmisión de 230 kv y de un circuito, entre Guatapé y Barrancabermeja.

Construcción de la primera etapa de la Central de Chivor con 500 MW de capacidad instalada y su conexión con el sistema interconectado nacional, mediante las líneas de transmisión de doble circuito y de 230 Kv, Chivor-Torca-La Mesa y Chivor-Paipa; con esta última se establece, además, el anillo central por medio de la línea Paipa-Bucaramanga-Barrancabermeja, realizada por el ICEL.

Así mismo, se encuentran actualmente en distintos períodos de construcción los proyectos que han sido aprobados por la asamblea de accionistas para la ampliación del sistema de generación y transmisión hasta el año de 1984, y que son los siguientes:

Segunda etapa de la Central Hidroeléctrica de Chivor con 500 MW de capacidad instalada y su conexión al sistema interconectado nacional, mediante la línea Chivor II-Torca, de dos circuitos y de 230 Kv de tensión. Debe entrar en operación a mediados de 1981.

Adiciones hídricas para la Central de Chivor: Consiste en las desviaciones de los ríos Rucio, Negro y Tunjita, hacia el embalse de la Esmeralda. Su operación se espera para mediados de 1982.

Interconexión con el sistema central del sistema eléctrico de la Costa Atlántica - CORELCA. Mediante la línea de transmisión de 500 Kv San Carlos-Cerromatoso-Chinú-Sabanalarga y las subestaciones correspondientes. Su operación se iniciará a principios de 1981.

Ampliación de Termo-Zipacquirá en 66 MW, conjuntamente con EEEB, su operación se espera para principios de 1981.

— **Centro Nacional de Control y Telecomunicaciones, localizado en la ciudad de Medellín, que tiene por objeto controlar el sistema interconectado nacional, y su operación se inicia a finales de 1981.**

— **Construcción de las instalaciones para el funcionamiento de la Empresa, en la ciudad de Medellín; debe estar disponibles para principios de 1981.**

— **Construcción de la Central Hidroeléctrica de San Carlos con 1.500 MW de capacidad instalada; la primera etapa iniciará su operación en julio de 1982 y la segunda etapa, que comprende además la desviación hacia esta central del río Calderas y una pequeña central denominada Calderas, de 15 MW de capacidad instalada, iniciará su operación en julio de 1983.**

— **Construcción de la Central Hidroeléctrica de Jaguas con 170 MW de capacidad instalada y perteneciente al desarrollo de los ríos Nare y Guatapé, cuya operación se inicia en julio de 1983.**

Por último, y con el fin de llevar a cabo las disposiciones de la asamblea general de accionistas en relación con el programa de generación aprobado para el período 1984-1988, la Empresa adelanta el proceso para llevar a cabo los siguientes proyectos:

— **Central Hidroeléctrica Las Playas, cerca de la población de San Rafael en Antioquia, pertenece al aprovechamiento hidroeléctrico de los ríos Nare y Guatapé y tiene 240 MW de capacidad instalada. Debe iniciar su operación a finales de 1985 y actualmente se realizan los diseños.**

— **Central Hidroeléctrica de Betania, cerca de la población de Neiva en el departamento del Huila, con 500 MW de capacidad instalada. Actualmente, están en diseño las obras principales. Debe iniciar su operación a principios de 1986. Por decisión de la asamblea de accionistas la construcción de este proyecto será realizada por el ICEL.**

— **Central Hidroeléctrica del río Guavio, cerca de Gachalá en Cundinamarca, con una capacidad instalada de 1.300 MW; actualmente están en diseño las obras principales y en construcción las obras de infraestructura. Debe iniciar su operación a finales de 1986.**

— **El aprovechamiento hidroeléctrico del Alto Sinú comprende los proyectos: Urrá I, con 340 MW de capacidad instalada y Urrá II, con 710 MW de capacidad instalada, además de las desviaciones hacia el embalse de Urrá II de los ríos San Jorge y Verde; están localizados sobre el río Sinú, al sur del departamento de Córdoba. Su operación debe iniciarse a principios de 1988 y actualmente se adelantan los diseños.**

La actividad de ISA en relación con la ejecución y desarrollo de los programas de expansión del sistema interconectado nacional en generación y transmisión puede resumirse como sigue, hasta el año de 1984:

— **Ampliación del sistema de generación, mediante centrales construídas o en construcción por un total de 2.491 MW de capacidad instalada, o sea el 44% de la instalación total que ha hecho y hará el sector desde la creación de la Empresa hasta el año de 1984.**

— **Ampliación del sistema de transmisión en líneas de un circuito de 230 Kv en 227 Km, o sea el 23% de la red existente en líneas de estas características para el año de 1984.**

— **Ampliación del sistema de transmisión en líneas de doble circuito de 230 Kv en 1.446 Km, o sea el 86% de la red existente en líneas de estas características para el año de 1984.**

— **Ampliación al sistema de transmisión en líneas de un circuito de 500 Kv en 523 Km, o sea el 100% de la red existente, en líneas de estas características para el año de 1984.**

#### d. Inversiones y Financiación

Para ejecutar los estudios y las obras que corresponden a la Empresa por decisiones de la asamblea de accionistas o la junta Directiva, se han realizado hasta el momento inversiones por un total de 14 mil millones de pesos, representados en planta de generación y transmisión en servicio, obras en construcción y planta general, y así mismo la deuda a largo plazo representada en títulos de deuda interna, préstamos a largo plazo y retenciones a contratistas es del orden de los 12 mil millones de pesos.

Para realizar las obras necesarias hasta el año de 1985 es necesario realizar inversiones por un valor aproximado de 97.500 millones de pesos, para lo cual se han gestionado créditos por un valor de 550 millones de dólares, 80 millones de marcos y 780 millones de pesos, que adicionados a los recursos propios y a los aportes de los socios, garantizan los desembolsos necesarios para realizar las obras hasta el año de 1983.

#### e. Operación del Sistema Interconectado

Los intercambios de energía realizados mediante las líneas del sistema se han incrementado año a año y sobre todo cuando inició su operación la primera etapa de la Central de Chivor; actualmente el valor total de estos intercambios es del orden de 3.400 GWh/año, lo cual significa la realización completa de los objetivos para los cuales se creó la Empresa y que permiten utilizar el recurso eléctrico nacionalmente.

#### f. Funcionamiento de la Empresa

La planta operativa de interconexión Eléctrica S.A. es de aproximadamente 800 cargos, de los cuales 200 son desempeñados por personal altamente calificado; esto indica al aprovechamiento óptimo del recurso humano, mediante una buena organización, una administración por objetivos y una adecuada delegación de funciones.

## II.2 ACTIVIDADES DE PLANEAMIENTO

Además del planeamiento a corto plazo, que la Empresa venía realizando y con base en el cual se propone a la asamblea de accionistas las expansiones necesarias para el sistema de generación y transmisión, su participación en la realización del "Estudio del Sector de Energía Eléctrica", por delegación del Departamento Nacional de Planeación, le brindó la oportunidad de ofrecer al país el inventario nacional de los recursos hidroeléctricos y la definición de metodologías adecuadas para realizar el planeamiento a mediano y largo plazo, con lo cual ha sido posible plantear una serie de acciones y políticas que aclaran y determinan el futuro desarrollo de Colombia en el sector de la energía eléctrica.

A continuación, se resumen las actividades que Interconexión Eléctrica S.A. ha realizado en este aspecto.

### II.2.1 ESTUDIO DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA

#### II.2.1.1 INTRODUCCION

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica en Colombia cercano al 10% anual, significa que aproximadamente cada siete años es necesario duplicar la capacidad instalada en plantas de generación, y este objetivo debe lograrse con base en proyectos que a nivel nacional presenten características técnicas y económicas adecuadas. Hasta el momento el sector eléctrico ha venido cumpliendo este objetivo con base en los proyectos que cada empresa de energía eléctrica ha encontrado como más atractivos en su propia región y con ellos el país tiene definido su plan de expansión en generación y transmisión hasta el año de 1988.

Lógicamente, que a medida que la capacidad instalada total toma valores importantes, como el de 10.000 MW para el año de 1988, el objetivo de duplicar tal capacidad en los siete años subsiguientes de acuerdo con las premisas establecidas, significa disponer de un número de proyectos con estudios adecuados tales, que sea posible optimizar una solución con el análisis de diversas alternativas y para lo cual se considera que sería necesario disponer de una capacidad instalada total por lo menos igual al doble de la necesidad, o sea que para el año de 1982 debiera ser posible analizar, en proyectos con estudios adecuados, una capacidad instalada de 20.000 MW, con el fin de seleccionar la secuencia óptima de proyectos que abastecería la demanda de energía eléctrica con posterioridad al año de 1988.

De acuerdo con lo anterior, el Gobierno Nacional mediante decreto 1984 de agosto de 1973 autorizó al Departamento Nacional de Planeación —DNP— para que realizara el "Estudio del Sector de Energía Eléctrica", el cual debería comprender tres aspectos fundamentales.

- Determinar el inventario nacional de los recursos hidroeléctricos, los cuales, debido a las características topográficas e hidrológicas del país, se presumen muy abundantes y, al mismo tiempo, la utilización que de ellos hace el país es muy reducida. Su determinación permitiría, además del abastecimiento óptimo de la demanda, la formulación de políticas nacionales de sustitución

de energía para ahorrar fuentes escasas, como el petróleo, o con problemas ecológicos, como el consumo de la leña.

- Desarrollar metodologías de planeamiento a mediano y largo plazo tales, que permitan analizar convenientemente las distintas alternativas con las cuales pueda suplir el país su demanda en energía eléctrica y orientar las preinversiones que el sector debe hacer en estudios y en adecuación de la infraestructura, con miras al desarrollo futuro.
- Analizar la estructura institucional que tiene el sector y conceptuar sobre su efectividad o necesidad de adecuación, para poder llevar a efecto el desarrollo futuro del país en materia de energía eléctrica.

Con tales fines, el Departamento Nacional de Planeación conformó un grupo de técnicos colombianos contratado por medio del Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo —FONADE—, el cual inició labores a principios de 1974; al mismo tiempo gestionó y obtuvo la asistencia técnica del Gobierno de la República Federal de Alemania, por medio de una misión que inició labores a principios de 1975 y en diciembre del mismo año el Departamento Nacional de Planeación delegó en Interconexión Eléctrica S.A. —ISA— la continuación de este estudio, excluyendo los aspectos relacionados con el análisis de la estructura institucional del sector, que seguirían siendo desarrollados por DNP y la misión alemana.

Actualmente, se encuentra en proceso de edición el informe final, el cual se espera entregar en el mes de noviembre de este año; a continuación se presentan los resultados y las principales conclusiones y recomendaciones de este estudio.

#### II.2.1.2 RESULTADOS

En relación con el inventario nacional de los recursos hidroeléctricos el país cuenta con 308 proyectos hidroeléctricos, a los cuales corresponde una capacidad instalada total de 93.000 MW, del total de proyectos, 34 con una capacidad instalada conjunta de 9.500 MW, están en operación, en construcción o decididos y con ellos se cubrirá la demanda del país en energía hidroeléctrica hasta el año de 1988; el resto de proyectos, o sea que 274 con 83.500 MW de capacidad instalada, forman la reserva que tiene el país para cubrir la demanda con posterioridad a ese año. Véase cuadro No. 11.2.1 y gráfico No. 11.2.1. De aquí la reserva de 274 proyectos 218, con una capacidad instalada total 58.448 MW, están localizados al occidente del piedemonte oriental, es decir, en la región en la cual el país ha impulsado con mayor intensidad todos los aspectos de infraestructura necesarios para este desarrollo; 41, con una capacidad instalada total de 17.737 MW, se hallan ubicados en la parte baja de los Llanos Orientales, en los cuales Colombia aún no ha desenvuelto adecuadamente la infraestructura necesaria para realizar estos servicios, pero que indudablemente será la región en la cual se proyecten inversiones en el próximo futuro y, por último, existen 15 proyectos con una capacidad instalada total de 7.363 MW, emplazados en la parte baja de la Amazonía, región que presenta características menos atractivas para lograr en el inmediato futuro estos objetivos. Véase cuadro No. 11.2.2 y gráfico No. 11.2.2. Así mismo, de

CUADRO No. II.2.1.

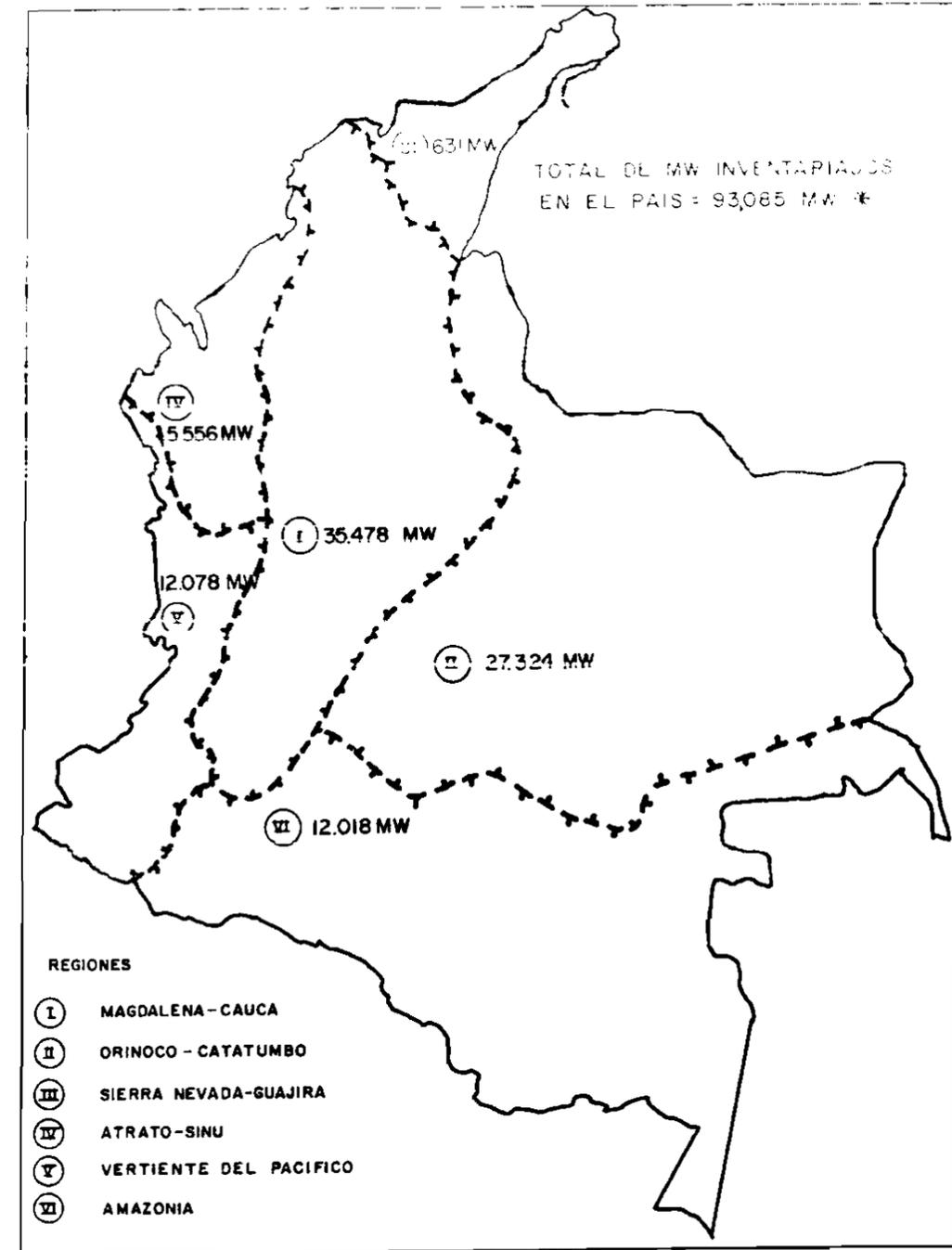
INVENTARIO NACIONAL DE CAPACIDAD INSTALADA  
EN PROYECTOS HIDROELECTRICOS

REGIONES	CUBRIMIENTO	ESTADO ACTUAL DE LOS PROYECTOS												EN OPERACION		TOTAL	
		RECONOCIMIENTO			PREFACILIDAD		FACTIBILIDAD		DISEÑO		CONSTRUCCION		EN OPERACION		TOTAL		
		ESSE*		OTROS	TIBILIDAD		LIDAD		DISEÑO		CONSTRUCCION		EN OPERACION		TOTAL		
		Proy. No.	Capac. Instal. MW	Proy. No.	Capac. Instal. MW	Proy. No.	Capac. Instal. MW	Proy. No.	Capac. Instal. MW	Proy. No.	Capac. Instal. MW	Proy. No.	Capac. Instal. MW	Proy. No.	Capac. Instal. MW	Proy. No.	Capac. Instal. MW
REGION I - Magdalena - Cauca	100%	71	13188	18	2478	8	8268	3	1137	6	2037	17	1816	132	35478		
REGION II - Orinocnia-Catatumbo	100%	78	24534	1	500			1	1500	A	500	1	500	73	27324		
REGION III - Sierra Nevada-Guajira	100%	10	631					2	1650					10	531		
REGION IV - Atrato - Sirú	100%	5	732	3	3714									10	5355		
REGION V - Vertiente Pacifico	100%	35	7597	1	245	1	200	3	5508			4	545	44	12078		
REGION VI - Amazonia	100%	33	12018											33	12018		
<b>TOTALES</b>	<b>100%</b>	<b>230</b>	<b>58748</b>	<b>23</b>	<b>6638</b>	<b>10</b>	<b>11102</b>	<b>6</b>	<b>2517</b>	<b>6</b>	<b>3157</b>	<b>22</b>	<b>2833</b>	<b>308</b>	<b>93085</b>		

\* Estudio del Sector de Energía Eléctrica

A Ampliación

INVENTARIO NACIONAL DE LOS RECURSOS HIDROELECTRICOS  
POTENCIA INSTALABLE EN COLOMBIA  
DISCRIMINADA POR REGIONES



\* Incluye proyectos en operación, construcción, diseño, factibilidad, prefactibilidad y reconocimiento.

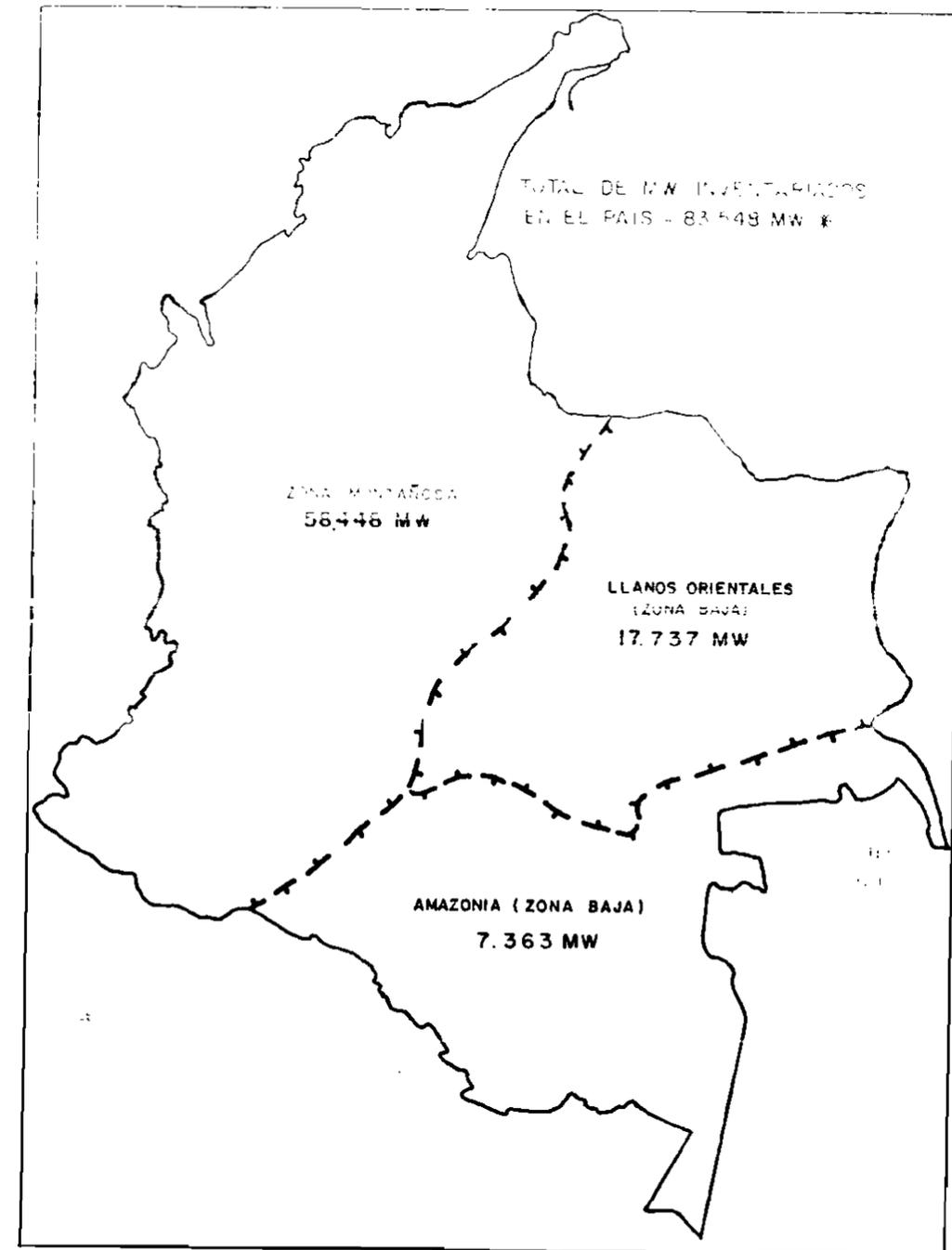
INVENTARIO NACIONAL DE RECURSOS HIDROELECTRICOS  
PRESENTACION DE RESULTADOS

Zona	Tipo de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)				Costos (MILLONES DE PESOS)			
		1] 2] 1] 2]	1] 2]	1] 2]	1] 2]	1] 2]	1] 2]	1] 2]	
Zona Montañosa	AC	1.521	1.521	2.007	2.007	1.120	1.120	1.120	1.120
	PP	1.117	1.117	4.107	4.107	2.200	2.200	2.200	2.200
	BC	3.186	3.186	4.267	4.267	582	582	2.720	2.720
	Sub total	10.435	10.435	10.435	10.435	10.435	10.435	10.435	10.435
Llanos Orientales (Zona Baja)	AC	482	-	-	-	-	-	361	121
	PP	69	-	-	-	-	-	-	69
	BC	1.553	5.301	1.254	9.068	-	2.171	7.897	7.118
	Sub total	2.114	5.301	1.254	9.068	-	2.171	8.258	7.308
Amazonia (Zona Baja)	AC	-	-	-	-	-	-	-	-
	PP	-	-	-	-	-	-	-	-
	BC	346	2.456	4.561	-	-	-	3.648	3.715
	Sub total	346	2.456	4.561	-	-	-	3.648	3.715
<b>Total</b>		<b>18.693</b>	<b>26.400</b>	<b>10.897</b>	<b>27.358</b>	<b>1.532.6</b>	<b>1.969.1</b>	<b>26.769</b>	<b>21.742</b>

CONVENCIONES: AC Proyectos de Alta caída  
PP Proyectos de Pie de Presa  
BC Proyectos de Baja Caída

1] Potencia Instalada  
2] Número Proyectos en el rango

INVENTARIO NACIONAL DE LOS RECURSOS HIDROELECTRICOS  
POTENCIA INSTALABLE EN COLOMBIA  
DISCRIMINADA POR ZONAS



\* Considera los proyectos inventariados y que podrían ser utilizados para el desarrollo hidroeléctrico del país con posterioridad al año 1.988

los resultados se deduce que Colombia dispone de 32 proyectos de una capacidad instalada mayor de 500 MW, para un total de 38.255 MW, o sea el 46% de la capacidad total inventariada y, así mismo, existen 74 proyectos con una capacidad total de 35.017 MW, o sea el 42% de la capacidad total inventariada, con costos inferiores a 800 dólares por kilowatio.

Si se tiene en cuenta que la demanda total del sistema nacional interconectado es de 23.600 MW hasta el año 2000, de acuerdo con los resultados anteriores se puede concluir, que el país puede abastecer la demanda con base en proyectos hidroeléctricos con capacidades superiores a 500 MW y con costos inferiores a 800 dólares por kilowatio, lo cual independiza el desarrollo de este sector de otras alternativas de generación que hasta el momento son más costosas. Lógicamente, este desarrollo debe tener un complemento térmico, de tal manera que cierto porcentaje de la capacidad instalada total no dependa de la incertidumbre de los fenómenos hidrológicos y para lo cual, la alternativa más clara y benéfica la constituyen las centrales térmicas a base de carbón.

En relación con el desarrollo de metodologías adecuadas para realizar las labores de planeamiento del sector a mediano y largo plazo, se generaron tres modelos básicos con diferentes capacidades y niveles de aproximación, denominados en su orden INDICE R, PLANEX y DYPREX, con los cuales se simuló el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica hasta el año 2000 con la consideración de todas las alternativas posibles, como son centrales hidroeléctricas y térmicas, a base de carbón, de gas y nucleares.

De todas las secuencias básicas analizadas, teniendo en cuenta su valor presente, se puede concluir que el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el futuro del país se logra óptimamente hasta el año 2000, con base en proyectos térmicos a base de carbón para energía básica y a base de gas para demandas pico regionales; la alternativa nuclear no resultó factible económicamente en este período.

En relación con el análisis de la estructura institucional que tiene el sector y la posible adecuación necesaria para llevar a cabo este desarrollo, actualmente el Departamento Nacional de Planeación y el sector eléctrico adelantan la discusión del informe final.

### II.2.1.3 RECOMENDACIONES GENERALES

- Teniendo en cuenta que existen proyectos hidroeléctricos de características técnicas y económicas atractivas en los Ríos Meta y Orinoco, en sus tramos comunes con Venezuela, se recomienda iniciar conversaciones con el vecino país para lograr mediante empresas binacionales el aprovechamiento de estos recursos.
- La red de interconexión nacional muy pronto estará cerca de las fronteras de Ecuador y Venezuela, por lo cual se plantea como recomendable dentro de las políticas del Grupo Andino, la interconexión eléctrica de todos los países

que lo forman, iniciándose con la interconexión entre Colombia, Ecuador y Venezuela

- Comenzar de inmediato el inventario nacional de todos nuestros recursos energéticos que aún no se conocen en cuantía, calidad y posibilidad de explotación, en particular el carbón, el gas natural, el petróleo y el uranio.
- Determinar rápidamente el plan energético nacional por medio del cual se establezcan las políticas nacionales acerca de la utilización óptima de nuestros recursos naturales y se oriente la metodología adecuada para iniciar la sustitución de consumos de energía, tratando de minimizar los consumos de fuentes de energía escasas, como el petróleo, o con problemas de tipo ecológico, como la utilización de la leña.
- Establecer una coordinación del sector eléctrico con el sector agrícola de tal manera, que sea posible realizar conjuntamente los proyectos de usos múltiples, en los cuales estén interesados ambos sectores.
- Impulsar la creación, incentivar la operación y propender por la conservación de las industrias que tienen relación con la fabricación de todos los elementos necesarios para el desarrollo del sector eléctrico, de modo tal, que cada vez sea posible una mayor participación del suministro nacional en la realización de todos los proyectos futuros.
- Establecer una coordinación adecuada con la Universidad estatal y privada, con el fin de impulsar en ella y en todos los institutos técnicos programas que permitan la formación adecuada, en cantidad y calidad, de los técnicos y demás personal especializado necesario para llevar a cabo el desarrollo del sector eléctrico con la mayor participación de personal colombiano.
- Incrementar las actividades del Instituto Geográfico Agustín Codazzi —IGAC— con el fin de lograr el cubrimiento total del país en cartografía a escala 1:25.000 de acuerdo con prioridades. Adicionalmente, se debe impulsar la creación, incentivar la operación y propender por la conservación de firmas que realicen para el sector los levantamientos aero-fotogramétricos a escalas menores de 1:25.000, que serán necesarios para el desarrollo del sector de la energía.
- Incrementar las actividades del Instituto Nacional de Investigaciones Geológico Mineras —INGEOMINAS— con el fin de lograr el cubrimiento nacional en planchas geológicas a escala 1:250.000, de acuerdo con prioridades. Así mismo, se debe impulsar la creación, incentivar la operación y propender por la conservación de las firmas que realizarán las investigaciones geológicas para el desarrollo del sector de la energía.
- Incrementar las actividades que realiza el Instituto de Hidrología, Meteorología y Adecuación de Tierras —HIMAT— con el fin de lograr el cubrimiento nacional de acuerdo con prioridades, con estaciones de registro adecuadas,

CUADRO No. II.2.2.1  
PROGRAMA DE ESTUDIOS PERIODO 1979 - 1982

que permitan la determinación de los parámetros básicos de diseño de los proyectos incluidos en el futuro desarrollo hidroeléctrico del país.

A medida que se realicen las actividades anteriores, se recomienda actualizar el inventario de los recursos hidroeléctricos, por lo menos cada cinco años y sobre todo en aquellas regiones que en la actualidad no disponen de información cartográfica, geológica e hidrológica adecuada.

### II.2.2 PLANES DE ESTUDIOS

Con el fin de determinar sobre cuales proyectos es preciso y conveniente adelantar estudios de prefactibilidad o factibilidad, el sector de la energía eléctrica ha venido tomando decisiones con base en las recomendaciones que cada empresa de energía considera como lo más conveniente, de acuerdo con su conocimiento regional. De conformidad con esto, se han adelantado los estudios de prefactibilidad y factibilidad de los proyectos que han sido analizados en programas anteriores de generación y con base en los cuales se ha decidido la expansión del sistema de generación y transmisión hasta el año de 1988.

Pero a medida que el inventario nacional de los recursos hidroeléctricos ha hecho el reconocimiento del potencial hidroeléctrico del país, los planes de estudios se han adoptado con base en estos resultados parciales y con los cuales el sector aprobó un plan para el período 1978-1981.

En julio de 1979, y teniendo en cuenta los resultados finales del inventario nacional de los recursos hidroeléctricos y el preordenamiento realizado con las metodologías de planeación a largo plazo, todo lo cual resume los resultados del "Estudio del Sector de la Energía Eléctrica", el sector decidió revisar el plan de estudios aprobado en 1978, complementarlo con estos resultados y definir un plan para el período 1979-1982, el cual contempla la realización por parte de todas las empresas socias de Interconexión Eléctrica S.A. de los estudios que se detallan en el cuadro No. II.2.2.1, y cuyo resumen es el siguiente:

Estudios de factibilidad, sobre 15 proyectos con 7.080 MW de capacidad instalada.

Estudios de factibilidad en dos etapas, sobre 61 proyectos con una capacidad instalada total de 17.557 MW.

Estudios de reconocimiento, sobre 26 proyectos y 10.955 MW de instalación total.

Todo lo cual representa el plan de estudios más ambicioso y extenso que la nación haya emprendido hasta el momento, cuyos resultados se utilizarán para planear el desarrollo eléctrico en la década del 90 al 2000 y cuya realización exigirá los mayores esfuerzos financieros y técnicos del país.

### RESUMEN

ENTIDAD	PROYECTO	NIVEL EST.	FACT.	FACT. 2 ETAPAS	RECONOC.
ISA	CAÑAFISTO	F	1.100 (1)		
	NEME	F	367 (1)		
	ITUANGO	F	2.700 (1)		
	H.FONCE SUAREZ	F2E		1.360 (3)	
	H.PUTUMAYO	F2E		1.190 (4)	
	H.ALTO CAQUETA	F2E		2.310 (4)	
	TERMICA 500 MW	F			
	FARALLONES	PF			1.450 (1)
	ALTO ARAUCA	R			1.750 (7)
				4.167 (3)	4.700 (11)
ICEL	MIEL I	F	286 (1)		
	MIEL II	F	338 (1)		
	SAMANA MEDIO	F	252 (1)		
	BUTANTAN	F	292 (1)		
	PATIA II	F	945 (1)		
	CATATUMBO	F2E		950 (3)	
	PAVA Y PISBA	F	90 (2)		
	JULUMITO	F	50 (1)		
	H.ALTO SUAREZ	F2E		260 (2)	
	H.CUSIANA	F2E		390 (3)	
H.ALTO MAGD.	F2E		1.350 (3)		
			2.253 (8)	2.950 (13)	
EEES	ICONONZO-BOQUERON	F	230 (2)		
	H.NEGRO-GUAYURIBA	F2E		1.510 (7)	
	H.LENGUPA-UIPIA	F2E		1.440 (4)	
	H.GUAVIARE	R			5.365 (5)
	H.ARIARI	R			1.020 (7)
H.DUDA GUAYA- BERO	R			320 (3)	
			230 (2)	2.950 (11)	6.705 (15)
EPM	RIO GRANDE II	F	210		
	H.MURRI-PENDERISCO	F2E		1.537 (2)	
	H.NECHI	F2E		1.000 (4)	
	H.PORCE	F2E		750 (4)	
	H.SAMANA NORTE	F2E		600 (3)	
	HISPANIA	F2E		190 (1)	
			210 (1)	4.977 (16)	
C. V. C.	CALIMA II	F	220 (1)		
	H. MICAY	F2E		1.660 (7)	
	H. ANCHICAYA	F2E		120 (1)	
	H.GARRAPATAS	R			1.050 (3)
			220 (1)	1.780 (8)	1.050 (3)
CORELCA	SIERRA NEVADA	F2E		200 (2)	
	RESERVAS CARBON Y GAS EN LA COSTA ATL.				
				200 (2)	

PF: Prefactibilidad  
F: Factibilidad  
F2E: Factibilidad en dos etapas  
R: Reconocimiento

### II.2.3 PROGRAMAS DE GENERACION

Mediante la metodología de planeamiento a corto plazo el sector de la energía eléctrica, por medio de ISA, toma continuamente las decisiones sobre la ampliación del sistema en generación y transmisión con base en informes de generación, que históricamente han sido los siguientes:

- a. "Prime Power and Firm Capacity Study". Presentado en agosto de 1968 y con el cual se decidió la construcción de la Central Alto Anchicayá.
- b. "Power Generation Program". Presentado en abril de 1969 y mediante el cual se decidió la construcción de las Centrales Chivor I y Guatapé L.
- c. "Estudio de Potencia y Generación —Programa 1972— 1980". Presentado en enero de 1970, en el cual se analizaron los atrasos en la construcción de las Centrales Alto Anchicayá y Chivor I y se decidieron las ampliaciones de Termo-Zipacquirá, Termo Barranca y Termo-Paipa, en 66 MW, cada una.
- d. "Programa de Generación 1977-1982". Presentado en noviembre de 1971 y mediante el cual se confirmó la construcción de la segunda etapa de la Central de Guatapé y se decidió la construcción de la segunda etapa de la Central de Chivor como Central siguiente a Guatapé II y las adiciones necesarias en el sistema interconectado nacional.
- e. "Análisis de la Generación adicional requerida en 1980". Presentado en junio de 1973 y mediante el cual se decidió la construcción de la primera etapa de la Central de San Carlos.
- f. "Análisis de la entrada de San Carlos I en el sistema interconectado ISA—CORELCA". Presentado en agosto de 1974 con el cual se justificó la interconexión con la Costa Atlántica.
- g. "Programa de Generación Período 1982-1983". Presentado en julio de 1975 y en el cual se recomendó la construcción de las Centrales Mesitas-La Guaca, San Carlos II y Jaguas, conjuntamente con las ampliaciones en el sistema de transmisión.
- h. "Programa de Generación Período 1982-1983. Análisis de los atrasos en la entrada en operación de las Centrales Mesitas-La Guaca, San Carlos II y Jaguas". Presentado en marzo de 1976 y mediante el cual se decidió la construcción de las Centrales Salvajina y Cerrejón I y las líneas de transmisión asociadas.
- i. "Actualización de la Simulación Energética para el período 1980-1984". Presentado en mayo de 1977 y con el cual se decidieron las ampliaciones de las Centrales Térmicas de Paipa, Zipacquirá, Barranquilla y Cartagena en 66 MW cada una y se recomendó realizar las desviaciones de los ríos Negro-Rucio y Tunjita, como adiciones hídricas para la Central de Chivor.

- j. "Programa de expansión del sistema interconectado Período 1984-1988". Presentado en junio de 1977 y en el cual se recomendó la construcción de las Centrales Guadalupe IV, Termo Cerrejón II, Termo Amagá, Betania, Playas, Guavio y Una y las ampliaciones necesarias en el sistema interconectado nacional.
- k. "Verificación y Actualización del Programa expansión del sistema interconectado. Período 1984-1988". Presentado en diciembre de 1978 y con el cual se confirmó el programa de generación anterior cambiando Termo Amagá por Termo-Tasajero, se justificó adicionalmente la Central de Salvajina y las adiciones hídricas para la Central de Guadalupe III.

En la actualidad, la administración de ISA ha ordenado la recolección de información básica necesaria para realizar un programa de generación, que sea la base para tomar las decisiones sobre la construcción de proyectos para un período posterior a 1988 y en el cual se analizarán los proyectos Miel I, Miel II, Patía I, Patía II, Cañafisto, Río grande, San Juan, Sogamoso y las ampliaciones en potencia de las Centrales San Carlos, Betania y Guavio.

Con base en las decisiones tomadas, el sector de la energía eléctrica tiene definido la ampliación del sistema de generación y transmisión hasta el año de 1988; en el cuadro No. II.2.3.1, se presentan las centrales que deberán entrar en operación durante el período 1979-1984 y que actualmente están en ejecución; en el cuadro No. II.2.3.2, se presenta el sistema de transmisión asociado a estos desarrollos; en el cuadro No. II.2.3.3, se presentan las centrales que entrarán en operación en el período 1984-1988 y en el cuadro No. II.2.3.4, el sistema de transmisión asociado con estos desarrollos.

La realización de los programas planeados hasta el año de 1984 significa aumentar la capacidad instalada para generación en 3.411 MW o sea un aumento del 84% sobre la capacidad de generación actual y así mismo significa aumentar las líneas de transmisión, de 230 Kv equivalentes a dos circuitos, en 852 Kms, o sea 56% sobre la longitud actual de estas líneas y adicionalmente en líneas de 500 Kv, 523 Km de un circuito.

Así mismo, la realización del programa contemplado hasta 1988 implica un aumento total de la capacidad de generación en 6.586 MW o sea 163% de aumento sobre la capacidad actual y en líneas de transmisión un aumento de 2.137 Kms. de 230 Kv equivalentes a dos circuitos, o sea un aumento del 141% sobre la longitud actual de estas líneas y 1.200 Kms de líneas de transmisión de 500 Kv, equivalentes a un circuito.

### II.3 REALIZACION DE PLANES DE ESTUDIO

Esta actividad, básica para el desarrollo eléctrico del país, puesto que proporciona el conocimiento de distintos proyectos de aprovechamiento eléctrico y de los cuales es posible seleccionar la alternativa más apropiada para el desarrollo

CUADRO No. II-2-3.1.

SISTEMA DE GENERACION EN EJECUCION

DEFINIDO PARA EL PERIODO 1979-1983

A CENTRALES EN EJECUCION

CENTRAL	CLASE	CAPACIDAD INSTALADA MW	SEMESTRE EN OPERAC.	ENTIDAD EJECUTORA
Ampl. Ecopetrol	T	60	1° 1979	ECOPETROL
Ampl. Insula	H	12	2° 1979	ICEL-CHEC
Ampl. Termoba/quilla	T	132	2° 1980	CORELCA
Ampl. Termocartagena	T	86	2° 1980	CORECLA
Zipaquirá IV	T	36	1° 1981	ISA-EEEEB
Chivor II	H	500	1° 1981	ISA
Paipa III	T	63	2° 1981	ICEL
Ayurá	H	19	1° 1982	EPM
El Paraíso-La Guaca	H	600	1° 1982	EEEEB
San Carlos I	H	620	2° 1982	ISA
Cerrejón I	T	150	1° 1983	CORELCA
Tasajero	T	132	1° 1983	ICEL
San Carlos II	H	320	2° 1983	ISA
Jaguas	H	170	2° 1983	ISA
Calderas	H	18	2° 1983	ISA
Salvajina	H	180	1° 1984	CVC

CUADRO No. II-2-3.1.

(Continuación)

SISTEMA DE GENERACION EN EJECUCION

DEFINIDO PARA EL PERIODO 1979-1983

B PROYECTOS ADICIONALES

PROYECTO	SEMESTRE EN OPERACION	ENTIDAD EJECUTORA	OBSERVACIONES
Chingaza 1a. etapa	2° 1979	EAAB*	1.5 m <sup>3</sup> /seg
	2° 1981	EAAB	13.5 m <sup>3</sup> / seg
Interconexión ISA-CORELCA	2° 1981 ***	ISA	Interconexión 500 kV. Entran al sistema Interconectado 759** MW de CORELCA
Desviaciones ríos Pajarito, Nechí y Dolores	1° 1981	EPM	9.0 m <sup>3</sup> /seg en pro- medio
Desviaciones río Tunjita a Chivor	2° 1981	ISA	12.5 m <sup>3</sup> /seg pro- medio
Desviaciones ríos Rucio y Negro a Chivor	2° 1982	ISA	8.1 m <sup>3</sup> /seg en pro- medio

\* Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá

\*\* Incluye adiciones de 198 MW térmicos que deben entrar en operación en 1980.

\*\*\* Energización inicial a 230 Kv.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

BIBLIOTECA

CUADRO No. II-2-3.4

EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION  
RECOMENDADO PARA EL PERIODO 1984-1988

A LINEAS A 230 KV

LINEA	LONG km	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE OPERACION
Betania - Popayán-Cali	290	2	1984
Betania - Neiva	30	1	1984
Popayán - Pasto	162	2	1984
La Mesa - Ibagué	110	2	1984
Guadalupe IV - Medellín	78	2	1985
Playas-San Carlos- Pto. Berrío	88	1	1985
Pto. Berrío - Barranca- Bucaramanga	210	1	1985
Bucaramanga-Cúcuta	121	2	1985
Guavio - Bogotá	80	4	1986
Medellín - Esmeralda	140	2	1987
Barranquilla - Sabanalarga	38	2	1987
Urrá I - Urrá II	22	2	1988
B LINEAS A 500 KV			
San Carlos - Cerrromatoso- Sabalarga	519	1	1987
Urrá II - Cerrromatoso	80	2	1988

dei sector, ha sido cumplida por ISA y por sus empresas socias. de acuerdo con las iniciativas de éstas; y con base en los resultados obtenidos, ha sido posible seleccionar los proyectos que abastecerán a la nación de energía eléctrica hasta el año de 1988.

Con fundamento en los resultados del "Estudio del Sector de Energía Eléctrica", en el conocimiento del inventario nacional de los recursos hidroeléctricos y en las metodologías del planeamiento a mediano y largo plazo ha sido posible establecer metodologías adecuadas para proponer a la junta directiva de ISA planes de estudio, los cuales, para su ejecución, son distribuidos en todas las empresas socias.

II.3.1 ESTUDIOS REALIZADOS

A continuación, se presenta en resumen los estudios que hasta el momento ha realizado ISA, algunos de los cuales han sido seleccionados en programas de generación y actualmente se encuentran en períodos de diseño, licitación y construcción.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO  
MAGDALENA EN HONDA

En el año de 1970, Interconexión Eléctrica S.A., realizó un contrato con la firma Asesorías e Interventorías Ltda. -AEI-, con el fin de analizar a nivel de prefactibilidad el reconocimiento del potencial hídrico del río Magdalena, en la ciudad de Honda.

El informe final se presentó en el año de 1972, en él se indicó la posibilidad de aprovechar hidroeléctricamente los caudales del río Magdalena en un estrecho localizado cerca de la ciudad de Honda, con base en dos alternativas, una con una presa de 67 m de altura y 1.100 MW de capacidad instalada y la segunda por medio de una presa de 98 m de altura y 1.800 MW de capacidad instalada; así mismo, en relación con cada alternativa, se analizaron las implicaciones que tendría la realización de estos proyectos.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL CAUCA MEDIO

En el año de 1971, Interconexión Eléctrica S.A. realizó un contrato con la firma consultora INTEGRAL LTDA., con el fin de analizar a nivel de prefactibilidad el aprovechamiento hidroeléctrico del río Cauca entre las poblaciones de La Virginia en el departamento de Caldas y Tarazá al norte del departamento de Antioquia, con los siguientes alcances: a) reconocimiento y estudio de todos los posibles sitios para construcción de centrales hidroeléctricas, b) formulación de alternativas de desarrollo y preparación de anteproyectos y esquemas preliminares de las obras que los constituyen, c) preparación de estimativos de costos de construcción, d) selección de la alternativa más económica y ventajosa y e) análisis económico de la secuencia de construcción de las obras seleccionadas y con las cuales se propone realizar el aprovechamiento del río en el tramo mencionado.

Con base en este contrato y las distintas actividades realizadas, se seleccionó entre las alternativas estudiadas la siguiente, que presenta el desarrollo más económico del potencial hidroeléctrico de este río en el tramo indicado:

Proyecto	Capacidad Instalada MW	Caída Aprovechada m	Embalse Util Mm3
Xarrapa	330	57	0
Farallones	2.120	178	2.979
Cañafisto	1.600	85	1.810
Ituango	4.000	206	282
Apaví	1.920	92	1.310

Lo anterior representa una capacidad instalada total de cerca de 10.000 MW y el mayor potencial hidroeléctrico inventariado para un solo río. En noviembre de 1974 se recibió el informe final, el cual fue complementado con otro presentado en junio de 1976, en el que se actualizaron algunas informaciones dependientes de levantamientos cartográficos realizados durante el período 1974-1976.

#### APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO GUAVIO

En el año de 1971, Interconexión Eléctrica S.A. realizó un contrato con la firma Consultora Ingelec Ltda., por medio del cual se analizaron a nivel de prefactibilidad las alternativas de aprovechamiento hidroeléctrico del río Guavio, entre las localidades de Gachalá y Mámbita en el departamento de Cundinamarca.

El informe final se presentó en octubre de 1974 y en éste se recomendaron estudios adicionales para un proyecto hidroeléctrico con una capacidad instalada de 1.500 MW.

En septiembre de 1976, ISA contrató con la misma firma consultora los estudios de factibilidad para este proyecto; el informe final fue presentado en marzo de 1979 y actualmente se está diseñando al ser seleccionado en el programa de generación para el período 1984-1988.

#### APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO SALDAÑA

En el año de 1972, Interconexión Eléctrica S.A., realizó un contrato con la firma Compañía de Estudios e Interventorías, C.E.I. Ltda., con el fin de determinar a nivel de prefactibilidad los proyectos con los cuales se aprovecharía óptimamente el potencial hidroeléctrico del río Saldaña, en el Departamento del Tolima. En desarrollo de este contrato se determinaron los proyectos Neme y Palmalarga con 520 y 480 MW de capacidad instalada respectivamente y se recomendó el proyecto Neme como más adecuado para realizar estudios más avanzados. El informe final fue presentado en noviembre de 1976.

#### PROYECTO HIDROELECTRICO DE SAN CARLOS

En el año de 1972, Interconexión Eléctrica S.A. realizó un contrato con la firma INTEGRAL LTDA. con el fin de preparar para este proyecto un informe técnico que sirviera como soporte para solicitar un préstamo al Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, con el fin de financiar la componente externa para la realización de este proyecto. El informe final fue presentado en diciembre de 1973. Los diseños de este proyecto fueron contratados con la misma firma Consultora y, actualmente, este proyecto está en período de construcción.

#### PROYECTO HIDROELECTRICO DEL RIO SOGAMOSO CAPACIDAD INSTALADA 1.300 MW

Se halla localizado sobre el río del mismo nombre en el departamento de Santander, aproximadamente 30 km al oeste de Bucaramanga y 50 km al este de Barrancabermeja. Aprovecha los caudales del río Sogamoso, que en el sitio del proyecto tiene un promedio de 459 m<sup>3</sup>/s., por medio de una presa de enrocado y una central superficial, después de una caída bruta promedio de 178 m, con una capacidad instalada de 1.300 MW.

La presa es de enrocado con núcleo central impermeable, con una altura máxima de 241 m y un volumen total de llenos de 28.6 Mm<sup>3</sup>; la desviación del río durante la construcción de la presa se realiza por medio de dos túneles en concreto de 9 m de diámetro y 2.060 m de longitud con una capacidad de descarga máxima de 2.150 m<sup>3</sup>/s; el vertedero es superficial controlado con compuertas y con una capacidad de descarga de 12.000 m<sup>3</sup>/s; estas obras de retención crean y controlan un embalse de 7.100 Mm<sup>3</sup> de capacidad total, de los cuales 1.900 se utilizaron para regular caudales.

La conducción hacia la casa de máquinas se realiza por medio de dos túneles de 620 m de longitud y 10.5 m de diámetro, cada uno, de los cuales alimenta en la casa de máquinas dos unidades generadoras mediante dos túneles blindados de 6.1 m de diámetro y 408 m de longitud.

La casa de máquinas es superficial de tipo convencional, cerrada y en concreto, la cual contiene cuatro unidades generadoras de 325 MW cada una, impulsadas por turbinas tipo Francia. La realización del proyecto incluye la obra de infraestructura, constituida por carreteras de acceso, traslado de población, compra de tierras, relocalización de carreteras, líneas de transmisión, oleoductos y además los campamentos para la construcción y la operación del proyecto, así como las líneas de conexión al sistema interconectado.

Su costo es de alrededor de 1.300 millones de dólares, su período de construcción es de 6 años, sus estudios de factibilidad fueron realizados por Hidroestudios-Harza y el informe final fue presentado en noviembre de 1976.



La realización del proyecto incluye la relocalización de carreteras, puentes, ferrocarriles y poblaciones que serán afectadas por él, además de los campamentos e infraestructura necesaria para su construcción y operación; su costo se estima en 588 millones de dólares y su período total de construcción será de 6 años.

#### PROYECTO ITUANGO

CAPACIDAD INSTALADA: 4.000 MW

Está ubicado sobre el río Cauca, aguas abajo del proyecto Cañafisto, cerca de la población de Ituango, en el departamento de Antioquia, a 170 Km hacia el norte de la ciudad de Medellín por carretera; es parte del aprovechamiento hidroeléctrico del Cauca Medio y es el proyecto hidroeléctrico inventariado con la mayor capacidad instalada. Aprovecha los caudales del río Cauca, que en el sitio del proyecto tienen un promedio de 1.155 m<sup>3</sup>/s, mediante una presa de enrocado y una central subterránea, con una capacidad instalada aproximada de 4.000 MW, después de una caída neta de 206 m.

La presa es de enrocado con núcleo central impermeable, tiene 242 m de altura y 25.6 Mm<sup>3</sup> de llenos; la desviación del río durante la construcción se logra mediante dos túneles de 1.000 m de longitud, 14 m de diámetro y capacidad de descarga máxima de 3.900 m<sup>3</sup>/s; el vertedero es superficial, controlado por medio de compuertas y tendrá una capacidad de descarga máxima de 13.000 m<sup>3</sup>/s; tales obras crean un embalse con una capacidad total de 3.900 Mm<sup>3</sup>, de los cuales 2.300 se utilizan para regular caudales.

La conducción de los caudales a la central subterránea se logra por medio de cinco túneles de 9.2 m de diámetro y longitud promedio de 500 m, cada uno, los cuales alimentan dos unidades generadoras, dotadas de turbinas Francis con una capacidad de 400 MW, cada una. Los caudales turbinados son restituidos al río Cauca, mediante dos túneles de descarga de 17 m de diámetro y 1.000 de longitud.

La casa de máquinas consta de tres cavernas, una para las válvulas de entrada, la principal o de generadores y la caberna de transformadores, y estará comunicada con el exterior por medio de un túnel de acceso de 1.000 m de longitud y de doble vía, dos pozos verticales para los cables de potencia y un pozo adicional para tomar el aire de ventilación de la Central.

El esquema anterior corresponde al informe de prefactibilidad, en el cual se conceptúa que es posible duplicar la capacidad instalada del proyecto con una central de las mismas características de la anterior y situada en la otra orilla del río.

El costo del proyecto es de aproximadamente 1.600 millones de dólares y su período de construcción es de alrededor siete años.

La consultoría para el estudio de factibilidad de este proyecto fue contratada con la firma Integral Limitada; actualmente se realizan las labores preliminares

de investigación de campo y el informe final se espera esté terminado para finales de 1981.

#### PROYECTO NEME

CAPACIDAD INSTALADA: 520 MW

Se halla localizado sobre el río Saldaña, en el departamento del Tolima, cerca de la población de Ataco, a unos 100 km al suroeste de la población de El Espinal. Es parte del aprovechamiento total del río Saldaña, el cual incluye además el proyecto Palmalarga, con una capacidad instalada de 480 MW y que está emplazado aguas abajo de este proyecto. Aprovecha los caudales del río Saldaña, que en el sitio de la presa tiene un promedio de 182 m<sup>3</sup>/s, mediante una presa de enrocado y una central subterránea que utiliza una caída bruta promedio de 166 m, con una capacidad instalada de 520 MW.

La presa es de enrocado con núcleo central impermeable, tiene una altura máxima de 190 m y un volumen total de llenos de 17.8 Mm<sup>3</sup>; la desviación del río durante la construcción se logra mediante un túnel de 915 m de longitud, 11 m de diámetro y para un caudal de diseño de 670 m<sup>3</sup>/s; el vertedero es superficial, controlado por medio de compuertas, con una capacidad de descarga máxima de 4.600 m<sup>3</sup>/s. Estas obras crean un embalse, con un volumen total de 6.350 Mm<sup>3</sup>, de los cuales 1.450 se utilizan para regular caudales.

La conducción consiste en un túnel de 200 m de longitud, inclinado a 45 ° y con 9 m de diámetro, el cual se ramifica horizontalmente en 4 túneles de diámetros variables, entre 4.50 y 3.50 m, para alimentar en la casa de máquinas subterránea cuatro unidades generadoras de 130 MW de capacidad instalada, cada una.

La casa de máquinas se comunica con el exterior mediante un túnel de acceso de 450 m de longitud y de doble vía, por un pozo que se utilizará para la salida de los cables de potencia y para la aireación de la central y así mismo mediante un túnel de 11.5 m de diámetro y 370 m de longitud, por el cual son restituidos al río Saldaña los caudales turbinados.

El costo aproximado de este proyecto y sus obras de infraestructura correspondientes, es de alrededor 370 millones de dólares y su período de construcción de 6 años.

La consultoría para realizar los estudios de factibilidad, fue contratada con la firma Consultoría - Estudios e Interventorías —CEI—; actualmente se está realizando los estudios hidrometeorológicos, hidrológicos y de sedimentos; se halla en preparación el programa de investigaciones geológicas y de levantamientos aerofotogramétricos, y se inició el estudio de esquemas alternativos.

#### PROYECTO FARALLONES

CAPACIDAD INSTALADA: 2.120 MW

Es parte del aprovechamiento integral del río Cauca en su sector intermedio; está localizado sobre el río Cauca, 10 Km aguas arriba de la población La Pintada, en el Departamento de Caldas y a una distancia hacia el sur de 95 Km por carretera de la ciudad de Medellín. Aprovecha los caudales del río Cauca, que en el sitio del proyecto tienen un promedio de 1.035 m<sup>3</sup>/s, mediante una presa y una central superficial pie de presa, con una capacidad instalada de 2.120 MW, después de una caída neta de 178 m.

La presa es de enrocado con núcleo central impermeable, tiene 220 m de altura y un total de 29.8 Mm<sup>3</sup> de volumen de llenos; la desviación del río durante la construcción de la presa se hace por medio de dos túneles de 12 m de diámetro y 1.230 m de longitud promedio, con una capacidad de descarga máxima de 3.600 m<sup>3</sup>/s; el vertedero es superficial, controlado por medio de compuertas y con una capacidad de descarga de 10.500 m<sup>3</sup>/s. Tales obras crean y controlan un embalse con un volumen total de 4.580 Mm<sup>3</sup>, de los cuales 1.270 son útiles para regular caudales.

La conducción de los caudales hacia la central se logra mediante cinco túneles con diámetros que varían entre 8.70 y 7.40, y de 900 m de longitud promedio, cada uno de los cuales alimenta en la casa de máquinas dos unidades turbogeneradoras, equipadas con turbinas tipo Francis y de 212 MW de capacidad, cada una.

La realización del proyecto contempla la relocalización de carreteras, ferrocarriles y líneas de transmisión que serían afectadas por el embalse; su costo es de aproximadamente 1.400 millones de dólares y su período de construcción de siete años.

Actualmente, se están cumpliendo los trámites necesarios para solicitar una propuesta económica con el fin de realizar estudios, al detalle necesario, cuanto de evaluar adecuadamente la posibilidad de contratar estudios de factibilidad de este proyecto.

#### CENTRAL TERMICA DE 500 MW A BASE DE CARBON

Para el complemento térmico que necesita el sistema hidroeléctrico del país, ISA ha iniciado las labores básicas necesarias para concretar un proyecto térmico con base en carbón, en el interior del país, con una capacidad instalada de 500 MW.

El proyecto se ha dividido en dos fases; la primera consiste en la evaluación clara de las reservas carboníferas en las zonas de Antioquia, Santander del Norte, Cundinamarca, Boyacá y el Valle del Cauca; en la determinación de la localización probable de una central térmica de esta capacidad en las zonas donde sea factible su operación y en la factibilidad de la explotación industrial del carbón en cada una de ellas.

La segunda fase consiste en la determinación de las obras civiles y del equipo que conformarán la Central, todo lo cual se espera tener terminado para principios

de 1982. Actualmente, se encuentra en ejecución un contrato con Carbocol, con el fin de determinar las reservas y calidades del carbón existente en las zonas de Antioquia y Norte de Santander.

#### ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD EN DOS ETAPAS

Hoyas hidrográficas de los ríos Fonce-Suárez, alto Arauca, alto Putumayo y alto Caquetá.

En el plan de estudios adoptado por la junta directiva de ISA para el período 1979-1982, corresponde a la empresa realizar estudios de factibilidad en dos etapas para las hoyas hidrográficas que se mencionan inicialmente.

Los estudios consisten, en cada caso, en una primera etapa en la cual se revisa la planeación, que en relación con el aprovechamiento óptimo de la cuenca determinó el "Estudio del sector de la energía eléctrica"; se analizarán otras posibles alternativas de aprovechamiento, se implementará toda la información básica y, por último, se seleccionarán aquellos proyectos que, dentro de todos los posibles, presenten características técnicas y económicas tales, que sea recomendable realizarles estudios adicionales. La segunda etapa contempla la implementación de la información básica, sobre todo geológica y se avanza más en la determinación de las características físicas, técnicas y económicas para los proyectos seleccionados en la primera etapa, con el fin de determinar los presupuestos, programas de construcción y características de generación de cada uno de ellos, de tal manera que sea posible analizarlos en los programas de generación. Actualmente, está en proceso la elaboración de los términos de referencia con el fin de solicitar propuestas técnicas. A continuación, se hace una breve descripción de las hoyas hidrográficas mencionadas y los proyectos que en cada una de ellas se analizarán inicialmente, los cuales coinciden con los inventariados por el "Estudio del Sector de Energía Eléctrica".

#### Hoya Hidrográfica de los ríos Fonce y Suárez

El estudio que corresponde a ISA, se extiende a la hoya del río Fonce y la del río Suárez en el tramo comprendido entre la confluencia del Fonce y el río Chicamocha; toda la zona está ubicada en el departamento de Santander y cerca de la población de San Gil.

Incluye los siguientes proyectos:

- Fonce, sobre el río Fonce, 343 MW
- Cabrera, sobre el río Suárez, 408 MW
- Guane, sobre el río Suárez, 426 MW

#### Hoya Hidrográfica del Alto Arauca

Se halla emplazada en los departamentos de Norte de Santander, Boyacá, e Intendencia del Arauca; comprende los ríos Mágua, Cobugón y Bojacá, afluentes

del Arauca y el primer tramo de este río. El alcance de estos estudios es de reconocimiento adicional y recolección de información básica.

Abarca los siguientes proyectos:

Culebras, sobre el río Cobugón — 137 MW  
Rotambria, sobre el río Cobugón — 698 MW  
Gualanday, sobre el río Cobugón — 255 MW  
Sinsiga, sobre el río Bojacá — 130 MW  
Chivaraquí, sobre el río Bojacá — 171 MW  
Cobaría, sobre el río Arauca — 170 MW  
El Guamo, sobre el río Arauca — 138 MW  
Bojabá, sobre el río Arauca — 162 MW

#### Hoya Hidrográfica del Alto Putumayo

Se encuentra localizada en el departamento de Nariño y la Intendencia del Putumayo y se refiere al estudio de los ríos Guamués y Putumayo, aguas arriba de su desembocadura.

Comprende los siguientes proyectos:

Patascocoy, sobre el río Putumayo — 220 MW  
Portachuelo, sobre el río Putumayo — 212 MW  
La Cocha, sobre el río Guamués — 300 MW  
Guamués, sobre el río Guamués — 280 MW

#### Hoya Hidrográfica del Alto Caquetá

Está situada en el departamento del Cauca y la Intendencia del Putumayo; considera el estudio del río Caquetá en su parte alta, en el cual es conocido como río Las Papas.

Incluye los siguientes proyectos:

Papas	85 MW
Socoboni	150 MW
Gusiyaco	108 MW
Petacas	257 MW
Cutanga	206 MW
Sandoyaco	210 MW
Tujumbina	155 MW
Kansá	335 MW
Mandiyaco	104 MW
Ingano	1.176 MW
Andaquí	453 MW
Mocoa	82 MW

#### II.4 REALIZACION DE PROGRAMAS DE GENERACION Y TRANSMISION

En aplicación de las decisiones tomadas por la asamblea general de accionistas en relación con las ampliaciones del sistema interconectado, en generación y transmisión, Interconexión Eléctrica S.A. ha realizado las obras para las cuales se ha considerado necesaria la acción conjunta de los socios.

##### II.4.1 PROGRAMAS EJECUTADOS

Además de las labores relacionadas con la conformación de la Empresa integración de grupos de trabajo, determinación de metodologías apropiadas para realizarlo, ISA durante su operación en el sector eléctrico ha realizado dos obras básicas para tal sector, como son la interconexión de todos los sistemas eléctricos del interior del país y la primera etapa de la Central de Chivor, con las cuales prácticamente se logra la aplicación práctica para la cual fue creada.

A continuación, se presentan en detalle estas dos obras.

#### INTERCONEXION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DEL CENTRO DEL PAIS

Como un resultado de el estudio de factibilidad realizado para analizar la conveniencia de interconectar los sistemas eléctricos de la zona central del país, la asamblea general de accionistas decidió la construcción de las líneas de transmisión necesarios para interconectar dichos sistemas. Tales obras consistieron en la construcción de las siguientes líneas de transmisión de doble circuito y de 230 Kv de tensión.

Esmeralda (Caldas) — Guatapé (Antioquia), longitud 169 Km.

Esmeralda — Yumbo (Valle del Cauca), longitud 194 Km.

Esmeralda — La Mesa (Cundinamarca), longitud 174 Km.

Además, las siguientes subestaciones, con una relación de transformación 230/115/13.8 Kv.

Yumbo, capacidad de transformación 180 MVA.

La Mesa, capacidad de transformación 180 MVA

Esmeralda, capacidad de transformación 180 MVA

Lo anterior fué complementado, de una parte, con el centro de control y despacho localizado cerca de la ciudad de Manizales, sobre la carretera que conduce a Chinchiná y en el cual se controla la operación de esta red y, de otra, con campamentos apropiados para el personal de control y mantenimiento, ubicados en los sitios de la Esmeralda y la Mesa.

Esta obra se inició en el año de 1969 y se terminó en 1971, la operación comercial se inició en el año de 1972.

Posteriormente, la asamblea general de accionistas determinó la construcción de la línea de transmisión Guatapé-Barranca, de un solo circuito y con una longitud de 199 km, que se llevó a cabo entre los años 1973 y 1974; con esto se logró la interconexión al sistema central interconectado del sistema eléctrico del nordeste; éste, además, sería abastecido por medio de la línea Chivor-Paipa, construída durante los años 1975-1976, como parte de las obras que comprende la primera etapa de la Central de Chivor, que complementada con las líneas Barranca, Bucaramanga y Bucaramanga-Paipa de propiedad del ICEL, formó el anillo del sistema central, con lo cual se establecieron nuevas posibilidades de intercambios de energía.

#### CENTRAL HIDROELECTRICA DE CHIVOR PRIMERA ETAPA CAPACIDAD INSTALADA 500 MW

Esta localizada sobre el río Bata, en el Departamento de Boyacá, cerca de la población de Santa María, a 160 Km de la ciudad de Bogotá, por la vía El Sisga -Guataque- Santa María.

Aprovecha los caudales del río Batá, 62 m<sup>3</sup>/seg, después de una caída de 756 m y mediante una capacidad instalada de 1.000 MW.

El proyecto se dividió en dos etapas, cada una de 500 MW de capacidad instalada; la primera se inició en octubre de 1970 y se inauguró en el segundo semestre de 1977. Consta de una presa de enrocado con núcleo impermeable de arcilla con 237 m de altura y 11.3 Mm<sup>3</sup> de volumen de llenos, la cual crea un embalse de 758 Mm<sup>3</sup> de capacidad total, de los cuales 633 se utilizan para regular los caudales. El vertedero está ubicado en el estribo izquierdo y tiene una capacidad de evacuación máxima de 10.600 m<sup>3</sup>/seg., es superficial y controlado por medio de compuertas. La desviación del río durante la construcción se realizó por medio de un túnel de 10.60 m de diámetro y 914 m de longitud. El túnel de conducción tiene 5.825 m de longitud y 5.40 m de diámetro, la tubería de presión tiene una longitud total de 2.238 mts y un diámetro promedio de 3.90 m con la cual se alimentan en la casa de máquinas cuatro unidades generadoras de 125 MW cada una, montadas en una casa de máquinas superficial a la orilla del río Lengupá. La central se conectó al sistema central mediante dos líneas de doble circuito de 230 Kv, Chivor-Torca-La Mesa con 158 km de longitud y Chivor-Paipa con 120 km de longitud. El costo de la primera etapa ascendió a la suma de 200 millones de dólares.

#### II.4.2 PROGRAMAS EN EJECUCION

Actualmente, están en ejecución los programas de expansión del sistema interconectado en generación y transmisión adoptados mediante programas de generación presentados a partir de 1971 y en los cuales se encuentran en construcción todas las centrales térmicas e hidroeléctricas y las expansiones del sistema de transmisión, que entrarán en operación antes del año de 1984 y en diseño, las centrales y las líneas de transmisión que entrarán en operación durante el período 1984-1988.

#### II.4.2.1 PARA EL PERIODO 1979-1984

El programa que está actualmente en construcción, es de mucha importancia para el país y consolida aún más la operación de Interconexión Eléctrica S.A., pues incluye una ampliación del sistema de generación en cerca de 2.000 MW, una ampliación del sistema de transmisión en líneas de doble circuito de 230 kv de tensión en 660 km y, sobre todo, porque comprende la interconexión con el sistema central del sistema eléctrico de CORELCA, mediante 519 km de líneas de transmisión de 500 kv de tensión y las subestaciones correspondientes. A continuación, se presenta un detalle de todas las obras que se realizarán en este período.

#### CENTRAL HIDROELECTRICA DE CHIVOR -SEGUNDA ETAPA- CAPACIDAD INSTALADA 500 MW

La segunda etapa de la Central de Chivor se inició en junio de 1976 y se espera que entre en servicio a mediados de 1981; consta de las siguientes obras:

- Un túnel de carga de 5.336 m de longitud y 37.7 m<sup>2</sup> de área, en sección de herradura, el cual se conecta por medio de un pozo de 185 m de longitud y 5.0 m de diámetro con un túnel inferior revestido en lámina metálica de 2.183 m de longitud y 5.0 m de diámetro.
- Una casa de máquinas localizada a continuación de la correspondiente a la primera etapa, con capacidad para albergar 4 unidades generadoras de 125 MW, cada una.
- Una ampliación de la subestación de la primera etapa y una línea de transmisión Chivor-Torca de doble circuito de 230 kv y 161 km de longitud.

El costo aproximado de esta segunda etapa está estimado en 150 millones de dólares.

#### ADICIONES HIDRICAS PARA LA CENTRAL DE CHIVOR

Consisten en las desviaciones, tanto de los ríos Negro y Rucio, afluentes del río Guavio, como del río Tunjita, afluentes del río Lengupá, hacia el embalse de La Esmeralda, que regula los caudales de la Central de Chivor.

La realización de estas obras implica la construcción de unos 23 Kms de túneles de sección en herradura, con un diámetro promedio de 3.5 m; tres pequeñas presas de desviación en enrocado y las respectivas obras de captación y descarga; su ejecución aumentará los caudales medios del río Batá en un 30% y la generación media de la Central de Chivor en un 27%.

Actualmente, se terminaron de realizar todas las obras preliminares, como construcción de carreteras, líneas de transmisión para suministrar energía eléctrica para la construcción y establecimiento de campamentos, y está en proceso la excavación de los túneles.

Se espera que estas desviaciones empiecen a operar parcialmente para el año de 1981 y entesamente durante el año de 1982, su costo total es de 74 millones de dólares.

#### **CENTRAL HIDROELECTRICA DE SAN CARLOS CAPACIDAD INSTALADA TOTAL 1550 MW**

La Central Hidroeléctrica de San Carlos tiene su sede en el departamento de Antioquia, sobre el río Guatapé, cerca de la población de San Carlos y a una distancia por carretera de 160 km, al este de la ciudad de Medellín.

Mediante este proyecto se utilizará el caudal natural del río Guatapé, incrementado con el caudal desviado desde el río Nare a través de la central de Guatapé, con el caudal desviado del mismo río Nare mediante la central de Jaguas, localizada aguas abajo de la central de Guatapé y por último, con los caudales desviados del río Calderas hacia el río San Carlos, afluente del río Guatapé, o sea, al final, un caudal medio total de 142 m<sup>3</sup>/s, el cual se aprovechará después de una caída de 554 mts y mediante una instalación total de 1.550 MW. Este proyecto será construido en tres etapas: la primera comprende las obras de regulación, las obras civiles de generación y los equipos necesarios para una instalación de 620 MW; la segunda abarca las obras civiles de generación necesarias para una instalación de 930 MW y los equipos indispensables para instalar 620 MW y, por último, la tercera etapa incluye los equipos necesarios para la instalación de 310 MW adicionales.

De acuerdo con los planes existentes se espera que San Carlos I inicie su operación en julio de 1982, San Carlos II en julio de 1983 y las dos unidades adicionales en una fecha posterior, aún no determinada.

El Proyecto consiste en lo siguiente:

- Una presa de tierra con núcleo central impermeable en arcilla, de 80 m de altura y 6 Mm<sup>3</sup> de llenos compactados. La desviación del río durante la construcción de la presa se logra mediante un conducto de concreto de sección rectangular con 35 m<sup>2</sup> de sección y a doble cuerpo, que tiene 414 m de longitud. El rebosadero es superficial, libre y con una capacidad de evacuación pico de 7.400 m<sup>3</sup>/s.
- Dos tuncles de conducción de 4.530 y 4.570 m de longitud, respectivamente, revestidos en concreto de sección circular y de 6.1 y 7.5 m de diámetro, los cuales se bifurcan en dos y tres tuberías, respectivamente, empotradas en concreto y con diámetros de 3.30 m, cada una, que alimentan en la casa de máquinas 4 y 6 unidades de generación, respectivamente.
- Una casa de máquinas subterránea de 200 m de longitud, compuesta de dos cavernas, la principal que alojará los equipos de generación de 510 m<sup>2</sup> de sección y la otra donde estarán los transformadores de 190 m<sup>2</sup> de sección. Está comunicada con el exterior por medio de un túnel de acceso de 1.000 m de longitud y una sección de doble vía: así mismo, por medio de dos pozos

de 330 m de longitud, por los cuales se dirigen al exterior los cables de potencia.

- Diez unidades de generación y transformación, cada una con una capacidad de 155 MW, para un total de 1.550 MW.
- Dos túneles de descarga de 1.630 m de longitud, cada uno y con 69 y 100 m<sup>2</sup> de sección en herradura, por medio de los cuales se restituyen los caudales turbinados al río Samaná Sur.
- Una subestación a 230 Kv, de la cual saldrán las líneas que conectarán el proyecto con el sistema interconectado central. Aunque no hace parte del proyecto, al lado de esta subestación se construirá otra de 500 Kv, de la cual saldrán las líneas que conectarán el sistema central con la Costa Atlántica.
- Para realizar las transferencias de energía de la Central hacia las distintas zonas de consumo, el proyecto contempla la construcción de las siguientes líneas de transmisión.
- Línea San Carlos - Guatapé, de doble circuito de 230 Kv y con una longitud de 34 Km; línea San Carlos - Bogotá, de doble circuito de 230 Kv y con una longitud aproximada de 210 Km; línea San Carlos - Sabaneta, en doble circuito de 230 Kv y con una longitud de 90 Km; y línea Esmeralda - Yumbo. Refuerzo para esta línea existente, en doble circuito de 230 Kv y con una longitud de 195 Km.

El costo de este proyecto es de 501 millones de dólares para las dos primeras etapas, la primera 355 millones de dólares y la segunda 146 millones de dólares, la cual incluye además la Central de Calderas.

#### **INTERCONEXION CON LA COSTA ALTANTICA SAN CARLOS - SABANALARGA 500 KV LONGITUD 523 KM**

La interconexión entre el sistema central y la Costa Atlántica se realizará, inicialmente, mediante una línea de transmisión de un circuito a 500 Kv, con una longitud de 523 km entre las subestaciones terminales de San Carlos, cerca del proyecto del mismo nombre, y Sabanalarga, cerca de la ciudad de Cartagena.

La obra anterior permitirá una operación más económica del sistema hidrotérmico nacional, al hacer posible la sustitución de generación térmica de CORELCA por energía hidroeléctrica del sistema central y, además, permitirá la transferencia de energía térmica de CORELCA hacia el sistema central, en épocas de sequía.

La línea de 500 Kv tiene como punto inicial la subestación del proyecto San Carlos y atraviesa una zona montañosa hasta llegar a la subestación de Cerromatoso en el kilómetro 210. De Cerromatoso hacia el norte, la línea continúa por terreno plano, llega a la subestación Chinú, en el kilómetro 344, cruza la zona pantanosa

del Canal del Dique y termina en la subestación de Sabanalarga, en el kilómetro 523.

Esta línea, además, facilitará intercambios crecientes de energía, cuando por medio de ésta se conecte al sistema central la hidroeléctrica de URRÁ, mediante la subestación de Cerromatoso, requiriéndose entonces expansiones importantes del sistema en líneas de transmisión de 500 Kv, módulos de subestación y capacidad de transformación.

#### **CENTRAL HIDROELECTRICA DE JAGUAS CAPACIDAD INSTALADA 170 MW**

La Central Hidroeléctrica de Jaguas es parte esencial del aprovechamiento de los ríos Nare y Guatapé, está localizada sobre el río Nare, cerca de las poblaciones San Roque y San Rafael y a una distancia por carretera de 117 Km al este de la ciudad de Medellín. Mediante esta central y el embalse de San Lorenzo se aprovechan los caudales naturales del río Nare que se producen aguas abajo de la presa de Santa Rita, con un valor de 40.5 m<sup>3</sup>/s, los cuales son desviados hacia el río Guatapé mediante este proyecto y que adicionados con los que se desvían mediante la Central de Guatapé, son en total aprovechados en la Central Hidroeléctrica de San Carlos, ubicada sobre este río, aguas abajo.

El proyecto consiste en una presa principal de 57 m de altura y 2.8 Mm<sup>3</sup> de llenos compactados; para realizar su construcción se ejecutará un conducto de desviación de 5 m de diámetro, 344 m de longitud y para un caudal de diseño de 1.430 m<sup>3</sup>/s; el vertedero es libre y superficial, con capacidad para evacuar un caudal de 3.900 m<sup>3</sup>/s; las obras de retención comprenden, además, una presa auxiliar de 2.0 Mm<sup>3</sup> de llenos y 44 m de altura; con estas obras se crea un embalse de un volumen total de 208 Mm<sup>3</sup>, de los cuales 180 se utilizan para regular caudales.

El túnel de conducción tiene una longitud total de 2.500 m y un diámetro de 4.6 m para un caudal de diseño de 83 m<sup>3</sup>/s, con el cual se alimenta en la casa de máquinas subterránea dos unidades tipo Francis de 85 MW de capacidad, cada una, para una caída de diseño de 232 m. La casa de máquinas se comunica con el exterior mediante un túnel de acceso de 532 m de largo y 40 m<sup>2</sup> de sección, un pozo por donde se dirigen al exterior los cables de potencia de 220 m de largo y 6 m<sup>2</sup> de sección y un pozo adicional de 120 m de largo y 5 m<sup>2</sup> de sección, por el cual se toma el aire necesario para la ventilación de la Central. Los caudales turbinados se dirigen hacia la quebrada Jaguas, afluente del río Guatapé, por medio de un túnel de 1.315 m de largo y 6.3 m de diámetro.

Sobre la quebrada Jaguas se construirá una presa de 25 m de altura y 130.000 de llenos, así como estructuras de disipación con el fin de controlar y proteger el cauce de la quebrada, ante esta nueva condición hidráulica.

La realización del proyecto comprende, además, la construcción de 27 Km

de carreteras, campamentos y líneas de transmisión para proporcionar energía durante la construcción.

Debe iniciar su operación comercial al mismo tiempo que la Central de San Carlos II, o sea para el segundo semestre de 1983 y su costo aproximado es de 177 millones de dólares.

#### **AMPLIACION DE TERMOZIQUIRA TERMOZIQUIRA IV - 66 MW**

En el informe "Actualización Energética para el Período 1980-1984" presentado en mayo de 1977, el sector decidió la ampliación de las centrales térmicas de Paipa, Zipaquirá, Barranquilla y Cartagena, cada una de 66 MW de capacidad.

La administración y control de construcción de la ampliación de la central de Termozipaquirá se adelanta por medio de ISA y EEEB y consiste en las obras civiles y equipos necesarios para instalar una unidad adicional con capacidad de 66 MW.

#### **CENTRO NACIONAL DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES**

El proyecto de telecomunicaciones y control reemplazará los medios de adquisición de información y los procedimientos operativos manuales que se utilizan actualmente en la ejecución de la operación del sistema eléctrico interconectado colombiano.

Se pretende con este proyecto dotar al sistema de potencia con los medios adecuados de superación y control que permitan un mejoramiento en la metodología de toma de decisiones dentro del día, tendientes a garantizar adecuados niveles de seguridad, economía y calidad en la operación del sistema interconectado.

El Centro Nacional con su sistema de manejo de energía se espera que entre en operación a finales de 1981. Paralelamente, las empresas socias de ISA han comenzado los estudios para la realización de sus respectivos centros locales, que estarán en operación a partir de 1984, con la excepción de CORELCA, cuyo centro se estima esté operativo en 1981.

#### **CONSTRUCCION EDIFICIO PARA LA SEDE DE LA EMPRESA**

El 20 de enero de 1977 la Asamblea General de Accionistas, mediante decisión que consta en el Acta No. 25, aprobó el cambio de la sede social de la Compañía a la ciudad de Medellín, y en esta ciudad se inició el proceso para construir los edificios con el fin de alojar sus instalaciones, este proyecto tiene un costo aproximado de 140 millones de pesos y se espera tenerlo disponible para principios de 1981.

#### II.4.2.2 PARA EL PERIODO 1984-1988

A continuación, se presenta un detalle de los proyectos aprobados por la asamblea de accionistas, cuya operación comercial se iniciará durante este período y con los cuales se atenderá la demanda de energía eléctrica del país durante el mismo.

Sus principales características son:

Proyecto Playas, con 240 MW de capacidad instalada, complementa y con él se termina el aprovechamiento total del sistema formado por los ríos Nare y Guatapé.

Proyecto Betania, con 500 MW de capacidad instalada, representa para el sur del país la seguridad de suministro energético futuro y es el primer aprovechamiento hidroeléctrico del río Magdalena.

Proyecto Guavio, con 975 MW de capacidad instalada en su primera etapa, es el mayor bloque de energía que se conecta al sistema, 5.500 GWh/año y asegura los futuros suministros de energía para el país y en especial para el sistema de EEEB.

Proyecto Urrá, con 1.050 MW de capacidad instalada, incorpora al sistema interconectado el mayor bloque de energía embalsada, 6.100 GWh, lo cual asegurará el suministro de energía básica del sistema durante los períodos de sequía.

#### CENTRAL HIDROELECTRICA LAS PLAYAS CAPACIDAD INSTALADA 240 MW

Este proyecto hace parte del aprovechamiento integral de los ríos Nare y Guatapé, está localizado en el departamento de Antioquia, sobre el río Guatapé, entre los proyectos San Carlos y Jaguas cerca de la población de San Rafael, 135 km por carretera de la ciudad de Medellín.

Utiliza los caudales naturales del río Guatapé incrementados con los que del río Nare desvían las centrales de Guatapé y Jaguas, para un total de caudal medio en el sitio de la presa de 113 m<sup>3</sup>/s, los cuales son aprovechados en una casa de máquinas subterránea, con 240 MW de capacidad instalada, después de una caída neta 175 m.

El proyecto consiste en una presa de tierra de 66 m de altura máxima y 2.4 Mm<sup>3</sup> de volumen de llenos, la desviación del río durante la construcción de la presa se hará por medio de un túnel de 6.10 de diámetro y 780 m de longitud y el vertedero será superficial, libre y diseñado para una creciente de 2.170 m<sup>3</sup>/s. Estas obras crean un embalse con un volumen total de 127 Mm<sup>3</sup>, de las cuales 115 se utilizan para regular caudales.

El túnel de conducción tiene 4.500 m de longitud de 6.5 m de diámetro, con el cual se alimentan tres unidades de generación de 80 MW cada una. La casa de

máquinas está comunicada con el exterior por medio de un túnel de acceso de 440 m de longitud, 7.15 m de ancho y 6 m de altura máxima, el cual se utilizará así mismo para la salida de los cables de potencia y para la ventilación de la central. Los caudales turbinados serán restituídos al río Guatapé por medio de un túnel de 670 m de longitud y 8.30 m de diámetro con sección de herradura.

El desarrollo del proyecto incluye, además, la infraestructura y las obras de conexión a la red principal del sistema interconectado nacional.

Su costo se estima en 193 millones de dólares y su operación comercial se planea para octubre de 1985.

El diseño de este proyecto será realizado por la firma SEDIC LIMITADA; actualmente se realizan las labores preliminares en relación con la recolección de información básica, programación de la investigación geológica y planteamiento de alternativas.

#### CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA

CAPACIDAD INSTALADA: 510 MW

Se encuentra localizado sobre el río Magdalena, en el departamento del Huila, 33 km al sur de la ciudad de Neiva y cerca de las poblaciones de Betania y Yaguará. Aprovecha los caudales del río Magdalena, que en sitio de la presa tiene un promedio de 473 m<sup>3</sup>/s, mediante una presa y una central superficial, después de una caída neta de 71 m y con 510 MW de capacidad instalada.

La presa es de llenos compactados con núcleos central impermeable, que tiene una altura máxima de 98 m y 5 Mm<sup>3</sup> de llenos; la desviación del río durante la construcción de la presa se logra mediante dos túneles de 10 m de diámetro y 500 m de longitud, con una capacidad de descarga máxima de 3.740 m<sup>3</sup>/s; el vertedero es superficial, controlado por medio de compuertas y con una capacidad de descarga de 12.000 m<sup>3</sup>/s; estas obras de retención están complementadas con 3.300 m de longitud de diques con altura máxima de 25 m y 2.4 Mm<sup>3</sup> de volumen de llenos y además con tres vertederos auxiliares de emergencia para una capacidad adicional de descarga de 18.000 m<sup>3</sup>/s. Todas las obras anteriores forman y controlan un embalse con un volumen total de 1.971 Mm<sup>3</sup>, de los cuales 1.042 son útiles para regular caudales.

La conducción de los caudales hacia la casa de máquinas se realiza por medio de tres túneles de 8.5 m de diámetro y 550 m de longitud, cada uno de los cuales alimenta una unidad generadora en la casa de máquinas con una capacidad de 170 MW; se dejan instaladas las provisiones necesarias para instalar una unidad adicional de la misma capacidad en el próximo futuro.

Su costo es de aproximadamente 390 millones de dólares; su período de construcción es de cinco años y se espera que entre en operación en marzo de 1986.

El 17 de junio de 1979 la junta directiva de ISA acordó trasladar la realización del proyecto al Instituto Colombiano de Energía —ICEL—; actualmente está en proceso la metodología acordada para realizar este traslado, el cual se cumplirá totalmente en marzo/80.

#### CENTRAL HIDROELECTRICA DEL GUAVIO

CAPACIDAD INSTALADA INICIAL: 975 MW FINAL 1.300 MW

Se halla emplazado sobre el río Guavio, en el departamento de Cundinamarca, cerca de las poblaciones de Ubalá y Gachalá, situadas a 65 km al oriente de la ciudad de Bogotá. Aprovecha los caudales del río Guavio y los caudales desviados de los ríos Batatas y Chivor, para un caudal medio en el sitio de la presa de 72 m<sup>3</sup>/s, los cuales son turbinados en una casa de máquinas subterránea, después de una caída de 1.045 m, con una capacidad instalada de 975 MW en su primera etapa y 1.300 MW en la etapa final.

La presa es de enrocado con núcleo central impermeable, de 250 m de altura máxima y 16.6 Mm<sup>3</sup> de volumen de llenos; la desviación del río durante la construcción de la presa se logra mediante un túnel de 9 m de diámetro y 1.140 m de longitud y un caudal de diseño de 1.500 m<sup>3</sup>/s; el vertedero consiste en un túnel de 510 m de largo y 13.4 m de diámetro controlado por medio de compuertas con una capacidad de descarga de 3.900 m<sup>3</sup>/s; estas obras de retención también incluyen la desviación hacia el embalse del río Batatas, por medio de un túnel de 2.120 m de largo y 3.5 m de diámetro, así como la desviación hacia el embalse, del río Chivor, mediante un túnel de 2.080 m de largo y 3.5 m de diámetro. La presa y sus obras anexas crean un embalse de 1.020 Mm<sup>3</sup>, de los cuales 950 se utilizan para regulación.

Los caudales se dirigen a la central por medio de un túnel de 14 km de longitud y 8.50 m de diámetro, el cual termina en un pozo de 565 m de profundidad y 6.2 m de diámetro, que a su vez continúa en un túnel inferior de 700 m de longitud y 6.5 m de diámetro; éste último túnel se ramifica horizontalmente en ocho túneles para alimentar en la casa de máquinas otras tantas unidades generadoras de 162.5 MW de capacidad, cada una.

La casa de máquinas consta de dos cavernas de 120 m de longitud, las cuales alojarán las unidades de generación y los transformadores; está conectada con el exterior por medio de un túnel de acceso de 2.200 m de longitud y de doble vía, un pozo de cables de 520 m de profundidad y 4.7 m de diámetro, por el cual se dirigen al exterior los cables de potencia y servirá para la aireación de la Central, por medio de un túnel de descarga de 5.100 m de longitud y 8.2 m de diámetro, por cuyo conducto se restituyen al río Guavio los caudales turbinados de la Central.

El patio de conexiones está localizado superficialmente sobre la zona de casa de máquinas y desde él se construirá una línea de transmisión hasta Bogotá, de 230 Kv de doble circuito, con 85 km de longitud y además una línea de transmisión hasta la subestación de la Central de Chivor de 230 kv de un circuito y con una longitud de 25 km.

La realización del proyecto incluye la construcción de 78 km de carreteras, red eléctrica para el suministro de la energía durante la construcción, campamentos y oficinas para el personal de interventoría y operación del proyecto, adquisición de terrenos, etc. El costo total del proyecto es de 605 millones de dólares y su período de construcción es de 6 años, su operación comercial se espera para noviembre de 1986.

#### APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL ALTO SINU

El aprovechamiento hidroeléctrico del Alto Sinú, consiste en la utilización de los caudales naturales del río Sinú, adicionados con los que se desvían de los ríos San Jorge y Verde, por medio de dos centrales hidroeléctricas; Urrá II, localizada a 100 km al sur por carretera (futura) de la población de Tierralta en el departamento de Córdoba y Urrá I, ubicada 68 km aguas abajo de la central anterior, o sea a 32 km de la población de Tierralta, por la misma carretera futura.

La desviación del río San Jorge se realiza en un sitio que se encuentra a 120 km de la población de Juan José, mediante una presa de enrocado de 72 m de altura máxima y 4 Mm<sup>3</sup> de volumen de llenos, la cual con sus obras anexas, desviación y vertedero crean un embalse con un volumen de 580 Mm<sup>3</sup>, de los cuales 335 se utilizan para regulación. El túnel de desviación hacia la hoya del río Sinú tiene 600 m de longitud y 4.60 m de diámetro. El caudal medio desviado mediante estas obras se estima en 51.0 m<sup>3</sup>/s.

La desviación del río Verde se realiza 5 km aguas arriba de la población Saiza, mediante una presa de enrocado de 75 m de altura máxima y 2.10 Mm<sup>3</sup> de volumen de llenos, la cual con sus obras anexas desviación y vertedero, conforman un embalse con un volumen de 64.5 Mm<sup>3</sup>, de los cuales 49.2 servirían para efectos de regulación. El túnel de desviación hacia la hoya del río Sinú tiene 11 km de longitud y 6.3 m de diámetro. El caudal medio que se espera desviar con estas obras se estima en 63 m<sup>3</sup>/s.

La central hidroeléctrica de Urrá II está emplazada aguas abajo de las descargas de las desviaciones de los ríos anteriores, 1.5 km aguas abajo de la desembocadura del río Esmeralda, y utiliza los caudales del río Sinú, adicionados con los caudales del río San Jorge y Verde, que en total en el sitio de la presa tendrían un promedio de 345 m<sup>3</sup>/s, mediante una presa de enrocado de 175 m de altura máxima, 11 Mm<sup>3</sup> de volumen de llenos y una central superficial equipada con cuatro turbinas tipo Francis de 178 MW de capacidad, cada una, diseñadas para una caída neta promedia de 135 m.

La central hidroeléctrica de Urrá I está localizada 68 km aguas abajo de la central anterior y utiliza así mismo los caudales naturales del río Sinú y los derivados de los ríos San Jorge y Verde, que en total, en el sitio de la presa tendrían un promedio de 469 m<sup>3</sup>/s, mediante una presa de enrocado con núcleo central impermeable de 71 m de altura máxima y 3.5 Mm<sup>3</sup> de volumen de llenos y una central superficial equipada con cuatro turbinas Francis de 85 MW de capacidad, cada una, diseñadas para una caída neta promedia de 58.9 m.

El embalse creado por el proyecto Urrá II tendrá un volumen total de 28.800 Mm<sup>3</sup>, de los cuales 14.300 se utilizan para regulación de caudales; su tamaño en volumen útil es el mayor de todos los embalses que tiene y tendrá el país en su futuro y su capacidad de regulación le garantiza al país un caudal permanente, igual al promedio del río durante un período de sequía de 31 meses; lo anterior resalta la importancia que para Colombia y el sistema interconectado tiene este proyecto.

El costo total del proyecto, el cual incluye la infraestructura necesaria para realizarlo, los campamentos y oficinas para su operación y su conexión al sistema nacional interconectado, es de 685 millones de dólares y su período de construcción es de siete años.

Todas estas obras fueron aprobadas dentro del programa de generación 1984-1988 y su entrada en operación se espera para mayo de 1988.

El Gobierno Colombiano y el Soviético celebraron un convenio básico para el diseño, suministro y montaje del equipo electromecánico de las centrales Urrá I y Urrá II, el cual fue ratificado por el congreso y es la Ley 1a. de 1978.

En octubre de 1978 se llevó a cabo una reunión de coordinación entre ISA, los consultores y el proveedor cuyo objeto fue fijar un programa de trabajo y definir una serie de aspectos básicos.

Posteriormente, en junio de 1979, una delegación de técnicos colombianos viajó a Moscú con el fin de firmar un acuerdo intermedio y en éste, que es el más reciente, se establece que ISA preparará el diseño del proyecto y las especificaciones, para que el proveedor (Energomachexport) realice una propuesta técnica comercial; además, se establece un programa de trabajo y se definen aspectos básicos generales del suministro.

## II. 5 INVERSIONES Y FINANCIACION

La realización de los proyectos necesarios para abastecer la demanda de energía eléctrica requiere un volumen de inversiones tal, que de todos los aspectos que se relacionan con el sector es el más dramático.

Como ya se ha dicho, la demanda de energía eléctrica se duplica aproximadamente cada siete años, pero al mismo tiempo, teniendo en cuenta los valores de la inflación anual, tanto interna como externa, los desembolsos anuales en moneda extranjera se multiplican por cinco y los correspondientes en moneda nacional se multiplican por ocho, en el mismo período.

En el cuadro No. II.5.1 se indican las inversiones que el sector eléctrico deberá realizar cada año en dólares corrientes para asegurar el suministro de energía eléctrica, los cuales, como se observa, son valores de tal magnitud, que el país deberá, desde ahora, adoptar políticas, adecuadas para lograr la consecución de estos desembolsos oportunamente.

CUADRO N° II.5.1.

### INVERSIONES ANUALES DEL SECTOR ELECTRICO PERIODO 1979-2000

MILLONES DE DOLARES CORRIENTES DE CADA AÑO

AÑO	INVERSION
1980	856.2
1981	911.7
1982	963.4
1983	1.017.8
1984	1.147.3
1985	1.491.6
1986	1.380.3
1987	1.441.5
1988	1.370.8
1989	1.419.0
1990	2.179.0
1991	2.450.0
1992	2.388.0
1993	2.319.0
1994	2.826.0
1995	3.510.0
1996	4.345.0
1997	5.388.0
1998	6.681.0
1999	8.284.0
2000	10.273.0

MINISTERIO DE ENERGIA Y CARBON

BIBLIOTECA

Actualmente, la financiación de la componente en moneda externa, aproximadamente el 50% del desembolso total, se logra en su mayor parte con recursos provenientes de entidades internacionales de crédito y en menor cuantía con crédito de proveedores y/o bancos comerciales.

La financiación de la componente en moneda local se logra mediante recursos propios, presupuesto nacional, crédito interno y aportes de socios o filiales de entidades, en los casos de ISA, ICEL y CORELCA.

Del total de la inversión en moneda local, actualmente el 70% se financia con recursos propios y aportes de socios o filiales de entidades, el 22% con base en el presupuesto nacional y el 8% con base en otros recursos.

Es recomendable en este aspecto de la financiación de las inversiones del sector, considerar fuentes diferentes y alternas de la componente en moneda extranjera, como son los bonos, colocación directa en compañías de seguros, etc. y en relación con la financiación de los desembolsos en moneda local lograr, mediante la reestructuración y unificación de las tarifas, el autofinanciamiento de este sector, con el fin de que las partidas del presupuesto nacional que actualmente se utilizan en él, sean dedicados a otros sectores.

Las actividades que Interconexión Eléctrica ha desarrollado en relación con financiación, inversiones y conformación de su patrimonio se refleja en los balances que se muestran en los cuadros Nos. II.5.2 y II.5.3, los cuales cubren 10 años de actividades y cuyo análisis se muestra en el cuadro No. II.5.4.

El análisis de estos diez años de actividad muestra el crecimiento importante que la empresa ha tenido en sus activos fijos depreciables, así como en su patrimonio, pero también, indudablemente, ha crecido en forma importante la deuda a largo plazo, aunque los porcentajes de cada uno de estos aspectos en relación con el activo total y el pasivo más el patrimonio se ha mantenido prácticamente constante. Lógicamente, que a medida que la empresa realice más obras de generación, se logrará una consolidación más importante y progresiva de su patrimonio.

Así mismo, la Empresa tiene planeado la generación futura de los recursos necesarios para realizar las obras que le corresponden por decisión de la asamblea de socios hasta el año 1985; en el cuadro No. II.5.5 se indica la forma como se producirán éstos recursos, la cual en promedio será: 11% mediante recursos propios, 24% con aportes en acciones y títulos de EEEB, EPM y CVC, 16% con aportes en acciones y títulos de ICEL y CORELCA, entidades que reciben aportes del presupuesto nacional; 8% con recursos directos del presupuesto nacional y 41% mediante préstamos a largo plazo con entidades crediticias internacionales.

El manejo de la Empresa y su prestigio ante las entidades de crédito, tanto nacionales como internacionales, le han permitido disponer en cada momento de los recursos necesarios para llevar a cabo las obras que emprende y lograr así que no se causen atrasos en la ejecución de las obras debidas a la indisponibilidad de

CUADRO N° II.5.2.

INTERCONEXION ELÉCTRICA S.A.

BALANCES 1969-1977

Expresado en miles de pesos

	1977	1978	1975	1974	1973	1972	1971	1970	1969
<b>ACTIVOS</b>									
1. Activos Fijos	10.507.615	8.459.890	6.592.693	4.243.879	2.476.284	1.455.464	690.366	571.523	107.844
2. Activo Corriente	1.166.837	608.979	637.413	600.734	378.797	275.873	101.183	69.653	27.195
3. Cuentas Activas	276.221	205.004	154.715	112.215	67.951	40.824	5.417	1.239	-
Total Activos	11.952.473	9.274.913	7.384.821	4.956.822	2.923.032	1.771.661	1.096.978	643.194	134.839
<b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>									
1. Patrimonio	1.893.446	1.520.644	1.218.477	901.314	603.029	401.756	200.613	160.340	60.212
2. Deuda a largo plazo neta	9.727.985	6.408.779	4.917.034	3.301.237	1.969.891	1.154.845	709.029	387.155	70.450
3. Cuentas pasivas corrientes por pagar	21.849	12.359	7.660	6.981	2.323	1.640	972	537	-
4. Avances línea 500 KV	10.000	-	-	-	-	-	-	-	-
5. Pasivos corrientes	1.299.193	1.333.231	1.641.500	749.890	347.789	213.320	176.564	89.357	4.177
Total Pasivo y Patrimonio	11.952.473	9.274.913	7.384.821	4.956.822	2.923.032	1.771.661	1.096.978	643.194	134.839

ACTIVOS  
1/ Activo fijo + Activo fijo depreciable + Cuentas a cobrar + construcción  
2/ Activo corriente + Caja y equivalente, etc. + cobrar a corto plazo de energía, cuentas por cobrar a accionistas, inventarios, gastos preoperativos Chivor, etc.  
3/ Cuentas activas + Cuentas de accionistas, por cobrar a socios, conexión red central, préstamos LP.

PASIVOS

1/ Patrimonio + Capital, Reservas y superávit, utilidades del ejercicio.  
2/ Deuda a largo plazo neta: Faltos de deuda interna, préstamos a largo plazo, relaciones a contrahentes (sin incluir porción corriente).  
3/ Cuentas corrientes: Faltos a corto plazo de préstamos a largo plazo y de relaciones a contrahentes; cuentas por pagar por compra de energía; gastos por compra de energía; cuentas de accionistas; saldos y cuentas por pagar a accionistas; otros pasivos corrientes (prestaciones acumuladas, etc.).

CUADRO N° II.5.3.

Interconexión Eléctrica S.A.

Balance general

31 de Diciembre

ACTIVO	1978	1977
<b>ACTIVO FIJO</b>		
<b>PLANTA ELÉCTRICA EN SERVICIO</b>		
Planta de Generación Hidráulica Chivor	7.987.786.503,18	6.826.852.162,91
Planta de Transmisión	2.288.404.122,84	2.002.204.164,97
Planta General	89.032.972,53	30.299.718,81
Su- Total	9.944.203.298,53	8.859.353.046,49
Menos Depreciación Acumulada	( 578.735.458,87)	( 291.605.118,84)
Su- Total	9.365.467.839,66	8.567.747.927,65
<b>OBRAS EN CONSTRUCCIÓN</b>	4.947.287.134,01	1.939.867.131,27
<b>TOTAL ACTIVO FIJO</b>	<b>14.312.754.973,67</b>	<b>10.507.615.058,92</b>
<b>ACTIVO A LARGO PLAZO</b>		
Por cobrar a socios (conexión red central)	26.276.303,07	21.531.873,84
Préstamos a largo plazo	500.000,00	500.000,00
Inversiones en otras sociedades	6.909.039,00	-
<b>TOTAL ACTIVO A LARGO PLAZO</b>	<b>33.685.342,07</b>	<b>22.031.873,84</b>
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		
Efectivo	259.485.283,83	80.568.471,84
Cuentas por cobrar por venta de energía	894.484.848,94	309.964.381,61
Otras cuentas por cobrar	45.141.212,31	22.318.829,89
Inversiones temporales	72.301.187,04	33.878,00
Depósitos	5.548.345,24	6.244.868,87
Materiales y Suministros	125.334.098,82	57.825.410,79
Gastos pagados por anticipado	12.079.214,37	1.130.633,00
Cuentas por cobrar accionistas	338.367.683,55	336.354.385,56
Intereses por cobrar venta de energía	48.081.837,88	5.152.733,15
Gastos preoperativos Chivor	30.092.910,39	30.092.910,39
<b>TOTAL ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>1.631.823.297,88</b>	<b>849.896.190,80</b>
<b>OTROS ACTIVOS Y CARGOS DIFERIDOS</b>		
Fondos Notariales BID	88.484.718,75	175.806.080,90
Fondos Especiales	27.693.697,74	22.772.838,00
Estudios e Investigaciones preliminares	370.188.455,31	254.083.436,11
Gastos preoperativos Chivor	80.278.731,05	120.371.841,56
Frecuencias de Radio	-	105.899,88
<b>TOTAL OTROS ACTIVOS</b>	<b>566.826.902,85</b>	<b>672.140.056,55</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>18.568.883.177,57</b>	<b>11.952.473.090,68</b>

El Gerente:  
GERMAN JARAMILLO OLANO

31 de Diciembre de

PASIVO Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	1978	1977
<b>CAPITALIZACIÓN</b>		
<b>DEUDA LARGO PLAZO</b>		
Títulos de deuda Interna - Bancos	2.798.920.537,00	2.047.257.987,00
Préstamos a largo plazo	9.039.194.257,87	8.822.372.578,87
Retenciones a Contratistas	110.877.164,18	55.363.939,00
<b>TOTAL DEUDA A LARGO PLAZO</b>	<b>11.949.851.958,85</b>	<b>8.727.994.405,47</b>
<b>PATRIMONIO</b>		
<b>CAPITAL SOCIAL</b>		
Autorizado 30.000 acciones de valor nominal \$ 100.000 cada una		
<b>CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO</b>	1.836.290.000,00	1.871.900.750,00
<b>CAPITAL SUSCRITO POR PAGAR</b>	13.720.000,00	4.199.260,00
<b>TOTAL CAPITAL SUSCRITO</b>	1.850.000.000,00	1.876.100.000,00
<b>RESERVA LEGAL</b>	21.582.012,93	19.511.780,89
Superávit por revaluación de moneda extranjera	1.032.190,02	1.032.190,02
Prima en colocación de acciones	450.000.000,00	176.100.000,00
<b>UTILIDAD DEL EJERCICIO</b>	624.260.888,63	20.702.322,47
<b>UTILIDAD RETENIDA EJERCICIO ANT.</b>	18.632.090,23	-
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>3.085.507.131,81</b>	<b>1.893.448.826,18</b>
<b>CESANTIAS CONSOLIDADAS</b>	32.164.818,08	21.849.389,95
Avances para la Línea ISA-CORELCA	177.800.000,00	10.000.000,00
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		
Obligaciones Bancarias	28.837.330,71	18.761.842,91
Cuentas por pagar por compra de energía	36.035.150,00	68.282.781,87
Cuentas por pagar contratistas	287.387.070,82	251.207.076,80
Gastos Financieros causados por pagar	348.868.190,26	339.756.134,06
Prestaciones Sociales por pagar	10.263.378,45	7.297.453,06
Avances de Accionistas	52.560.861,45	81.889.065,28
Otras Cuentas por Pagar	13.745.402,27	8.398.042,98
Intereses por Pagar en compra de energía	3.413.887,24	61.827,84
Préstamos a largo plazo - parte corto plazo	678.357.276,00	478.318.156,00
Retención a contratistas, parte corto plazo.	3.493.831,93	44.421.772,64
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>	<b>1.341.959.188,83</b>	<b>1.299.193.022,38</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>18.568.883.177,57</b>	<b>11.952.473.090,68</b>
Cuentas de Orden	10.885.814.688,00	1.434.073.388,34

El Auditor Fiscal: OSCAR FERNANDO IBATA R. El Contador: J. ELIECER MAYA SALAZAR  
Mat. 1387 - T

CUADRO N° II.5.4

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

ANALISIS DE LOS BALANCES DEL PERIODO 1969-1978 - EXPRESADO EN MILES DE PESOS

Año	Activo Fijo	Activo Fijo Activo Total %	Patrimonio	Patrimonio Pasivo + Patrimonio %	Deuda a largo plazo	Deuda a largo plazo Pasivo + Patrimonio %
1969	107.644	80	60.212	45	70.450	52
1970	571.939	89	180.340	25	389.155	60
1971	980.368	90	200.513	18	709.929	65
1972	1.455.464	82	401.756	23	1.154.945	65
1973	2.476.284	85	603.029	21	1.969.891	67
1974	4.283.573	88	801.314	16	3.301.237	68
1975	6.592.693	89	1.218.477	16	4.617.094	62
1976	8.459.930	91	1.520.544	16	6.408.769	69
1977	10.507.615	88	1.893.448	16	8.727.985	73
1978	14.312.755	86	3.085.507	18	11.949.652	72

ACTIVO FIJO: Activo Fijo Depreciable + Obras en construcción

Patrimonio: Capital, Reservas y Superávit, utilidades del ejercicio

Deuda a largo

plazo: Títulos de deuda interna, préstamos a largo plazo, retenciones a contratistas

CUADRO N° II.5.6

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

PROYECCIONES FINANCIERAS - FUENTES DE FINANCIAMIENTO FUTURO  
EXPRESADO EN MILLONES DE PESOS

Año	Fuentes Propias	Aportes Socios		Presupuesto Nacional	Préstamos a Largo Plazo	Total					
		1)	2)								
1979	1.360.9	11	2.326.2	19	1.259.0	10	2.119.3	17	5.379.6	43	12.459.2
1980	1.673.2	12	3.276.7	23	2.613.6	14	2.229.4	15	5.202.6	36	14.455.7
1981	2.104.5	12	4.331.6	24	3.046.6	17	444.7	6	7.946.2	44	17.773.6
1982	2.543.2	10	6.995.5	26	4.814.6	18	560.6	2	11.663.8	44	26.587.4
1983	4.746.6	12	9.410.0	24	6.476.0	17	6.106.9	8	14.919.6	39	38.661.3
1984	5.379.1	11	12.620.0	24	8.627.0	17	3.658.6	7	21.294.0	41	51.578.7
1985	4.821.5	7	17.783.0	26	12.277.0	19	907.6	1	26.797.0	45	64.562.1

1) Aportes patrimoniales en acciones y títulos de EEEB-EPM y CVC

2) Aportes patrimoniales en acciones y títulos de ICEL y CORELCA

fondos; en el cuadro No. II.5.6 se indican todos los créditos externos que ha logrado la Empresa con diferentes entidades de crédito y que actualmente están en período de desembolso o amortización y en el cuadro No. II.5.7 se indican los préstamos que actualmente está aprobados y que prácticamente aseguran la financiación completa de todos los proyectos para ejecutar hasta el año de 1983.

II.6 OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO

En cumplimiento de los objetivos para los cuales la sociedad fue creada, se realizan en la Empresa actividades en relación con la operación del sistema nacional interconectado, con el archivo y manejo de las estadísticas del sistema eléctrico colombiano y con la operación de las centrales que son propiedad de todos los socios; a continuación se presenta en resumen la información más importante respecto de estos temas.

II.6.1 OPERACION DEL SISTEMA

Uno de los objetivos de la interconexión entre los sistemas eléctricos de los socios que forman a Interconexión Eléctrica S.A., es el de optimizar la utilización de la capacidad instalada existente y futura de cada sistema y aprovechar nacionalmente los recursos energéticos existentes en cada región del país.

El cumplimiento de tales objetivos se refleja en los valores de intercambio de energía que cada uno de los socios ha realizado mediante las líneas de transmisión del sistema interconectado, los cuales se indican en el cuadro No. II.6.1.

Tal como se observa, los intercambios totales de energía se incrementaron notablemente al entrar en operación la primera etapa de la Central de Chivor, pues como esta Central es propiedad de todos los socios, su utilización implica así mismo una mayor utilización de la red de interconexión y, al mismo tiempo, el apoyo de esta Central en el abastecimiento energético de regiones muy distantes de él.

II.6.2 OPERACION DE LA CENTRAL DE CHIVOR

Otro de los objetivos de Interconexión Eléctrica S.A. es la operación de las centrales que son propiedad de los socios y en relación con éste, la Empresa ha venido operando la primera etapa de la Central de Chivor, que inició su operación comercial en mayo de 1977. Al respecto, en el cuadro No. II.6.2 y el gráfico II.6.1 se indica la generación mensual de la Central en GWh/mes y, así mismo, en el gráfico No. II.6.2 se indica la variación de los niveles de embalse desde su entrada en operación, hasta diciembre de 1978, lo cual, como ya se ha dicho, ha significado la aplicación práctica de los objetivos básicos que buscaron las distintas empresas de energía eléctrica al fundar a ISA.

II.6.3 ESTADISTICAS DEL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

Una de las actividades que realiza ISA en relación con la operación del sistema interconectado y el planeamiento del sistema eléctrico colombiano, es recolectar

CUADRO N° II.5.6.

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

CONDICIONES DE LOS PRESTAMOS EXISTENTES

Protección	Proyecto	Fecha Préstamo	Moneda	Monto Millones	P. de Gracia Años-Meses	P. de Amortiz. Años-Meses	Tasa de Int. %	Saldo por pagar 30 septiemb. 1978 millones de \$
BIRF 878-CO	Red Central	1968	US\$	18.0	3-4	21-8	6.5	927.7
Credinat	Red Central	1969	F. F.	11.4	1-6	8-6	9.95	26.8
IMI I	Red Central	1969	LIT.	1.500.0	2-0	8-8	8.9	20.8
IMI I	Red Central	1969	LIT.	216.3	2-0	9-6	8.5	
Eximbank	Red Central	1968	¥	207.4	2-6	9-6	6.75	15.3
U. B. S.	Red Central	1970	S. F.	3.5	1-0	9-6	8.0	38.5
BIRF 681-CO	Chivor I	1970	US\$	52.3	7-6	23-0	7.0	2.379.2
BID 214 OO-CO	Chivor I	1991	US\$	20.5	6-6	13-6	8.0	
BID 214 OO-CO	Chivor I	1971	F. F.	75.8	8-8	13-6	8.5	2.330.4
IMI II	Chivor I	1973	LIT.	550.0	2-8	7-8	8.5	16.7
Aceros Ecotopos	Chivor I	1973	US\$	3.0	2-0	8-0	8.0	82.4
Comercial Abengoa	Chivor I	1973	S. P.	65.4	7/	7-6	8.75	16.7
Singer	Chivor I	1975	US\$	16.5	2-0	5-0	Libor + 1 3/4	536.8
Schroder	Chivor I	1975	£	1.3	1-8	7-6	8.0	65.9
BID 262 OO-CO	Chivor II	1974	US\$	48.5	0-6	14-6	8.0	920.1
Fonade FO-68	Estudios	1970	Col\$	3.1 1/	4-0	5-0	15.0	1.0
Fonade FO-106	Estudios	1973	Col\$	1.3 2/	2-0	3-0	15.0	.3
IGEL	Red Central	1972	Col\$	78.8 3/	3-0	9-6	12.0	81.8
FO-218	Estudios	1977	Col\$	25.9 4/	2-0	5-6	18.0	15.3
FO-245	Estudios	1977	Col\$	37.5 5/	2-0	5-6	18.0	8.2
FO-244	Estudios	1977	Col\$	45.6 6/	2-0	5-6	18.0	24.9
BID - 619	San Carlos I	1978	US\$	60.0	6-5	15-0	8.0	-
Oxón	Chiv. I, S.C I, Desvialc.	1978	US\$	75.0	2-0	7-0	Libor + 8/	-
BIRF - 1682	San Carlos I	1978	US\$	126.0	4-8	13-0	7.5	-
FO-242	Estudios	1978	US\$	0.4 7/	2-0	3-6	18	-
BIRF 1682	Interconexión Costa	1979	US\$	50.0	4-0	13-0	7.5	-
BID 29	Jaguas	1979	US\$	69.5	5-0	15-0	7.5	-
BID 40	Jaguas	1979	US\$	30.0	6-0	6-0	Libor + 3/4	-

- 1/ Más US\$ 35,000  
 2/ Más US\$ 46,100  
 3/ Incluye Col\$ 9.3 de intereses capitalizados  
 4/ Más US\$ 69,000  
 5/ Más US\$ 90,000  
 6/ Más US\$ 80,000  
 7/ Dos años después del último envío de material  
 8/ Libor + 7/8 2 primeros años  
 Libor + 1% 2 a 5 años  
 Libor + 1 1/3% años restantes  
 9/ Equivalente en pesos de US\$65.4

CUADRO N° II.5.7.

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

GESTION DE CREDITOS

Entidad	Monto (millones)	Destino	Estado Actual
BIRF	US \$ 72.0	San Carlos II	Aprobado
K.F.W.	D.M. \$80.0 + US \$ 42.0	Interconexión con la Costa	Aprobado
Eximbank USA	US \$ 11.5	Termoeléctrica Zipaquirá	Aprobado
Eximbank Japón	US \$ 10.0	San Carlos I	Aprobado
Fonade	Col\$ 9.8 + US \$ 0.1	San Juan (Estudios)	Aprobado
Fonade	Col\$ 10.8	Guavio (Estudios)	Aprobado
Fonade	Col\$ 14.2	Cañafisto (Estudios)	Aprobado
Fonade	Col\$ 46.0 + US \$ 0.2	Neme (Estudios)	Aprobado
Fonade	Col\$ 242.9 + US \$ 1.2	Alto Sinú (Estudios)	Aprobado
Fonade	Col\$ 202.3 + US \$ 0.1	Guavio (Estudios)	Aprobado
Fonade	Col\$ 70.5 + US \$ 0.5	Playas (Estudios)	Aprobado
Fonade	Col\$ 124.3 + US \$ 0.4	Ituango (Estudios)	Aprobado
Fonade	Col\$ 8.8 + US \$ 0.3	Cañafisto (Estudios)	Aprobado
Totales	Col\$ 729.6 + D.M. \$80.0 + US\$ 138.3		

CUADRO N° II.6.1.

INTERCAMBIOS ANUALES DE ENERGIA

RED CENTRAL INTERCONECTADA

EXPRESADOS EN GWH/AÑO

AÑO	EEEE		EPM		CVC		ICEL-CHEC		ISA		TOTAL INTER-CAMBIOS
	C 1]	V 2]	C	V	C	V	C	V	C	V	
1972	-	176.2	-	292.4	566.1	-	-	87.4	-	-	566.1
1973	106.6	167.1	6.1	626.6	770.6	-	8.9	91.6	-	-	885.3
1974	116.0	142.5	-	660.7	742.4	2.0	62.7	96.8	-	-	921.1
1975	268.3	15.6	-	379.2	92.6	167.9	889.0	20.2	-	-	592.9
1976	166.7	267.2	17.0	394.6	266.7	164.6	430.0	52.1	-	-	868.6
1977	622.5	223.6	66.4	241.4	270.6	152.9	660.9	72.1	-	663.1	1643.4
1978	1654.9	111.3	504.6	26.1	893.0	154.4	696.6	61.2	0.2	3036.4	3388.5

1] Compras realizadas a otros sistemas eléctricos

2] Ventas realizadas a otros sistemas eléctricos

CUADRO N° II.6.2.

GENERACION MENSUAL DE CHIVOR

MAYO 1977 - JULIO 1979

MES	GENERACION GWH
Mayo 1977	3.4
Junio	39.0
Julio	121.0
Agosto	181.5
Septiembre	211.1
Octubre	88.9
Noviembre	107.9
Diciembre	200.2
Enero 1978	242.3
Febrero	302.6
Marzo	278.6
Abril	124.7
Mayo	195.0
Junio	200.3
Julio	286.0
Agosto	341.3
Septiembre	348.5
Octubre	318.2
Noviembre	187.5
Diciembre	258.5
Enero 1979	302.0
Febrero	295.2
Marzo	219.3
Abril	176.0
Mayo	215.2
Junio	189.7
Julio	273.8

GENERACION MENSUAL COMPARATIVA 1977-1978-1979  
CHIVOR

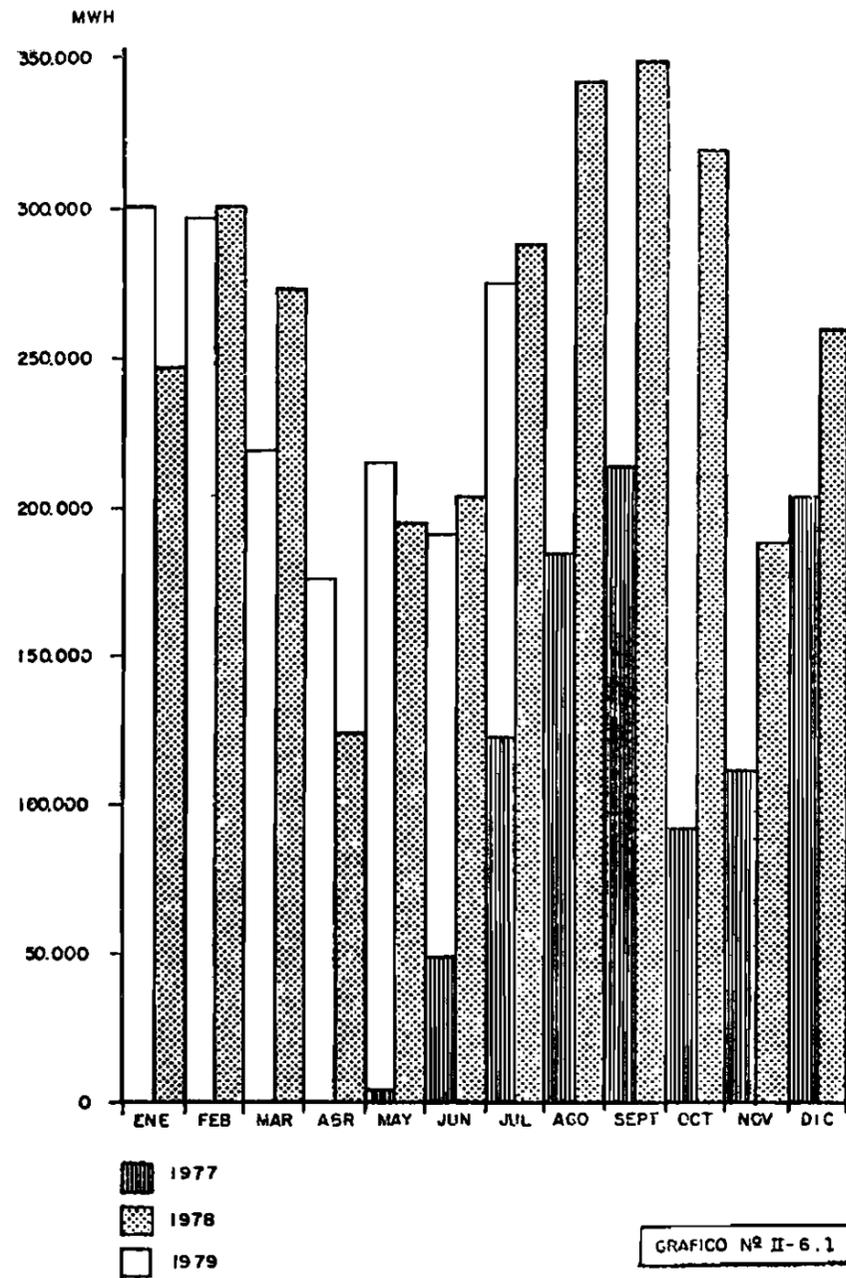
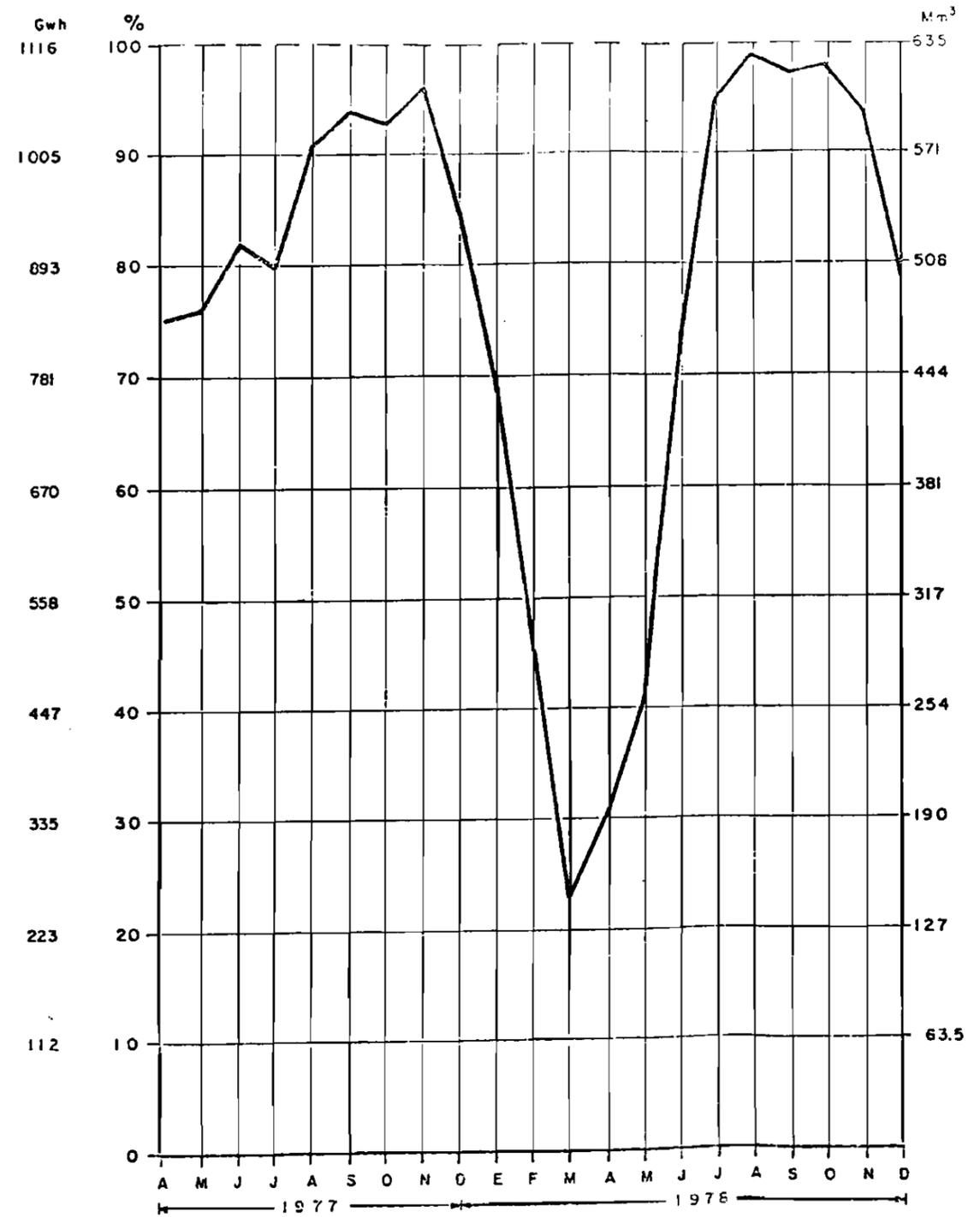


GRAFICO Nº II-6.1

EVOLUCION DEL EMBALSE LA ESMERALDA



GRAFICA No.II.6.2.

las estadísticas del sector eléctrico con el fin de analizar tal información, normalizarla y utilizarla como base para realizar las actividades de planeamiento.

- **Curva típica de carga:** El sistema interconectado tiene sus propias características en cuanto a la forma como consume la energía y demanda la potencia; en el gráfico No. II.6.3 se indican las curvas típicas de carga correspondientes a cada uno de los sistemas eléctricos interconectados y la curva típica de carga para todo este sistema.
- **Demandas históricas de potencia y energía:** En el cuadro No. II.6.3 se presenta para cada sistema eléctrico las demandas de potencia y energía durante el período 1972-1977 y, así mismo, la demanda total en potencia y energía para el sistema interconectado, que en la actualidad no comprende el sistema de Corelca; se indican los porcentajes de crecimiento anual y el promedio para este sistema.

**Abastecimiento de la demanda de potencia:** En el gráfico No. II.6.4 se indica históricamente para el período 1972-1979, cómo el sector ha abastecido la demanda de potencia mediante la entrada en operación de centrales eléctricas decididas en programas de generación.

## CURVAS TÍPICAS DE CARGA ( MW )

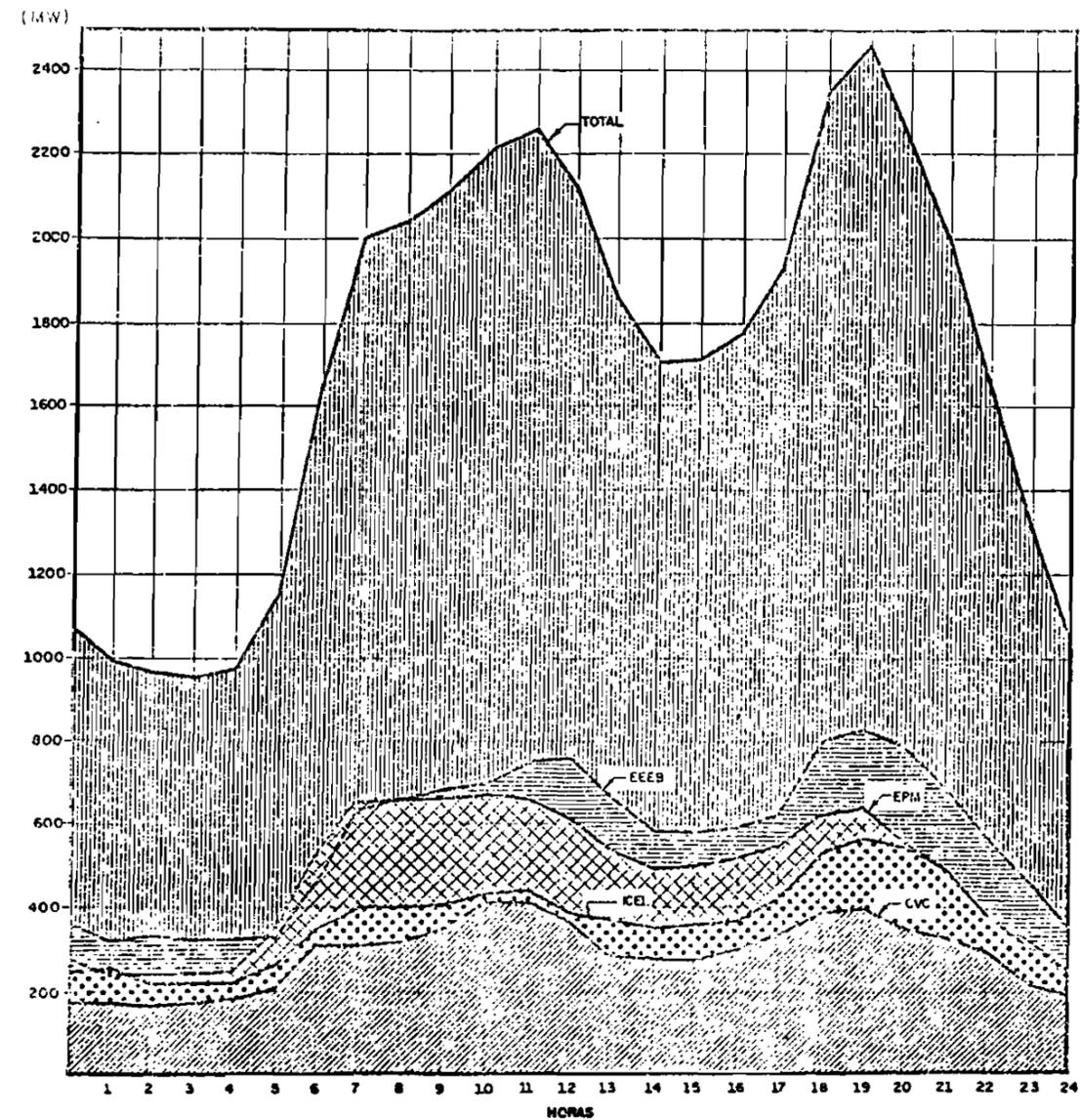


GRAFICO Nº II-6-3

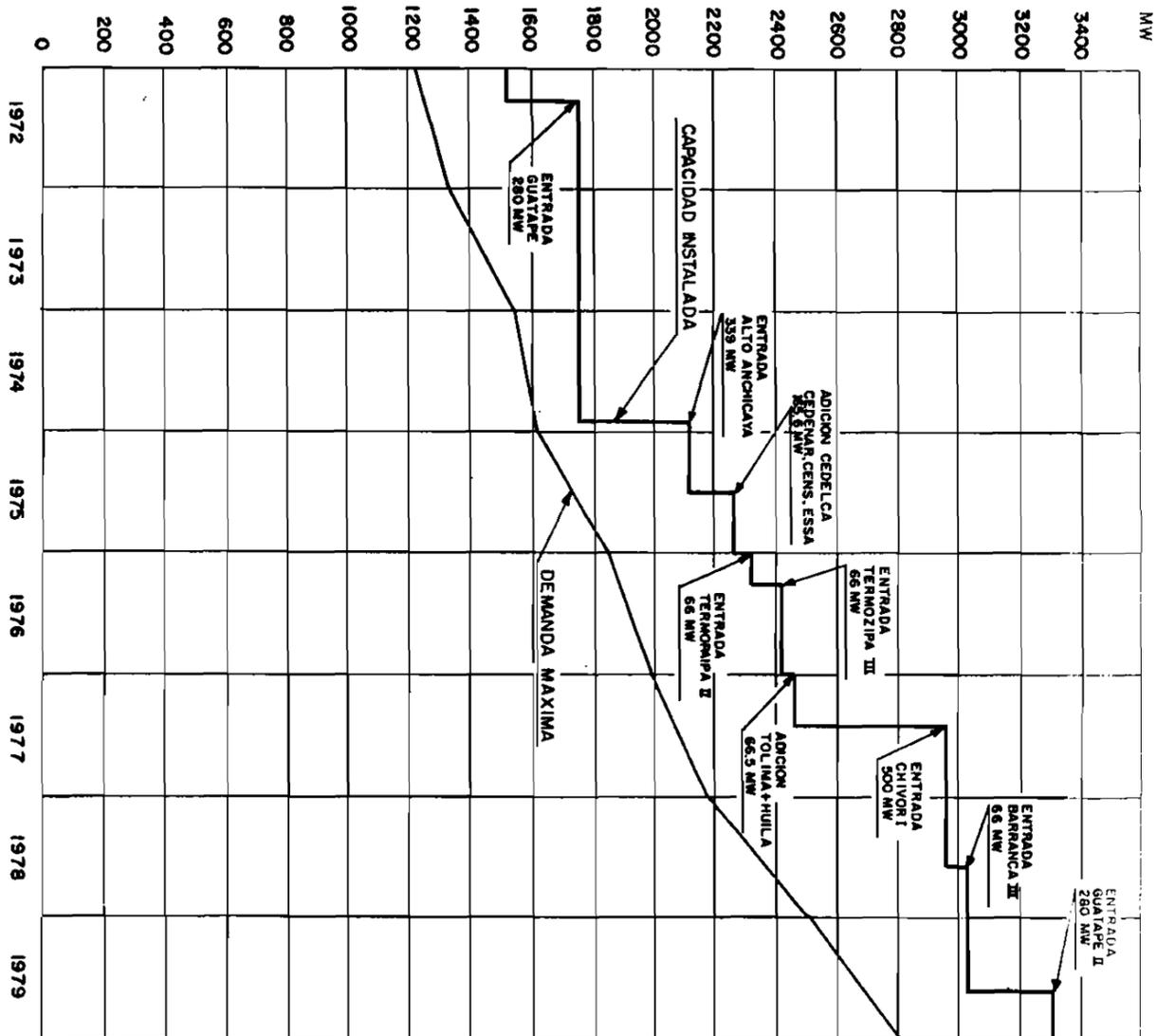
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

DEMANDAS DE ENERGIA Y POTENCIA PERIODO 1972-1977

AÑO	EEEB		EPM		CVC		ICEL-CHEC		CORELCA		SISTEMA INTERCONECTADO 5)			
	E 1)	P 2)	E	P	E	P	E	P	E	P	E	% 3)	P	% 4)
1972	2460	518	2373	451	1453	283	1561	347	1403	257	7847		1553	
1973	2722	568	2588	505	1594	307	1792	422	1465	269	8696	10.8	1750	12.7
1974	3032	618	2768	536	1720	340	1950	439	1605	287	9470	8.9	1878	7.3
1975	3343	671	2947	609	1812	361	2178	485	1717	326	10260	8.3	2065	10.0
1976	3681	732	3247	607	2014	398	2409	540	1951	375	11351	10.6	2211	7.1
1977	3965	783	3196	628	2030	427	2627	583	2190	386	12019	5.9	2351	6.3
												PROMEDIO	8.9	8.7

- 1) Demanda de Energía en GWh/año
- 2) Pico máximo en MW
- 3) Crecimiento anual de la demanda
- 4) Crecimiento anual del pico máximo
- 5) El sistema interconectado actualmente no comprende a CORELCA

Cuadro No. II.6.3



DEMANDA MAXIMA Y CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO

**2-ICEL**

**RELOJES**  
**RELOJES**

## **I PROGRAMA DE GENERACION**

### **PROYECTOS EN CONSTRUCCION**

#### **TERMOPAIPA III**

Este proyecto se integrará al sistema central interconectado, con el fin de suplir los déficit de energía que se han previsto para los años 1981 y 1982.

El proyecto comprende la construcción de una unidad adicional de 66 MW en la actual Central Termoeléctrica de Paipa, localizada en el departamento de Cundinamarca y utiliza el carbón como fuente de combustible.

Actualmente, el contrato suscrito con el consorcio Mitsubishi-Distral-Condisa, para el suministro y prueba de todos los equipos de esta central, fué aprobado por el Consejo de Estado y se encuentra en proceso de perfeccionamiento; se espera comenzar las obras en el mes de agosto del año en curso.

El período de construcción es de 24 meses y el valor de la inversión es de aproximadamente \$2.000.00 millones de pesos. La entrada en operación comercial está prevista para julio de 1981.

### **PROYECTOS EN DISEÑO**

#### **CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA**

El día 12 de junio de 1979 durante la reunión de la Junta Directiva de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) se aprobó que la construcción de la Central Hidroeléctrica de Betania la llevara a cabo el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica —ICEL—, y sus Electrificadoras Filiales.

El proyecto está localizado sobre el río Magdalena, en el departamento del Huila, 30 Kms. al sur de Neiva, aguas arriba de la confluencia del río Yaguará.

La construcción de la Central de Betania traerá muchos beneficios para la zona suroeste del país, ya que la disponibilidad de fluido eléctrico incidirá en sus planes de desarrollo industriales y agropecuarios. Por otra parte, además de la generación de energía eléctrica, el proyecto contempla la irrigación de zonas aledañas al embalse, control de inundaciones y explotación ictiológica.

Las principales características del proyecto, son las siguientes:

Tipo de Presa:	Llena compactado
Altura de la Presa:	80 mts.
Longitud de Corona:	610 Mts.
Capacidad de Embalse:	1.902 millones de metros cúbicos
Caudal Promedio Regulado:	279 metros cúbicos por segundo
Capacidad Instalada:	510 MW
Generación Anual:	2.250 GWH/año

El 10 de julio de 1979, el ICEL abrió la precalificación de firmas interesadas en participar en la licitación pública internacional para la construcción de obras civiles, el suministro y prueba del equipo electromecánico y la financiación del proyecto.

Actualmente se adelantan los diseños y se espera que estén concluidos en el mes de octubre. Las inversiones requeridas serán del orden de los \$25 mil millones de pesos. La entrada en operación comercial del proyecto, está prevista para el primer semestre del año 1985.

#### TERMOTASAJERO

Con el fin de garantizar un abastecimiento confiable de la demanda de energía en el país, a partir de 1983, se encontró la conveniencia de construir esta central termoeléctrica de vapor, que utiliza carbón como combustible y estará instalada en las cercanías de Cúcuta, en el departamento del Norte de Santander.

Se han contemplado dos alternativas sobre la capacidad que ha de instalarse en la central: la primera consiste en la instalación de dos turbinas de 66 MW cada una y la segunda en una unidad de 150 MW. En la actualidad, para ambas alternativas, se han concluido los prediseños, las especificaciones y se están elaborando los pliegos de condiciones. El informe final de factibilidad técnico-económica está en edición.

El costo total de los estudios hasta pliego de condiciones, es de \$22 millones de pesos.

#### PROYECTOS EN ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD Y PREFACTIBILIDAD

##### PROYECTO HIDROELECTRICO RIO LA MIEL

En mayo de 1976, el ICEL y su filial, la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), iniciaron los estudios de identificación y evaluación de los aprovechamientos hidroeléctricos de la Hoya del río La Miel, Manso, Guarinó y Samaná Sur, al oriente del departamento de Caldas. Con base en estos estudios se han definido 2 proyectos: La Miel I y la Miel II.

##### PROYECTO LA MIEL I

Las características más destacadas de este proyecto, son:

Altura de la Presa	180 Mts.
Salto Bruto:	220.5 Mts.
Caudal Medio:	85.4 Mts. cúbicos por segundo
Caudal de diseño Regulado:	356.6 Mts. cúbicos por segundo
Volumen total del Embalse:	570 millones de Mts. cúbicos
Capacidad Instalada:	324 MW
Tipo de turbina:	Francis
Número de Unidades:	3 de 108 MW cada una
Generación anual:	1.410 GWH por año

Se han terminado los estudios de factibilidad y se espera iniciar en enero de 1980 los diseños, que tendrán un valor de \$300 millones de pesos. El costo de los estudios de factibilidad fué de \$31 millones de pesos.

##### PROYECTO LA MIEL II

Entre las características sobresalientes de este proyecto, figuran:

Altura de la Presa:	180 Mts.
Salto Bruto:	575 Mts.
Caudal Medio:	32 Mts. cúbicos por segundo
Caudal de diseño Regulado:	38 Mts. cúbicos por segundo
Volumen total del embalse:	129 millones de Mts. cúbicos.
Capacidad Instalada:	338 MW
Tipo de Turbina:	Peltor
Número de Unidades:	4 de 85 MW cada una
Generación anual:	1.480 GWH por año

A finales de noviembre del presente año, se finalizarán los estudios de factibilidad con un costo de \$30 millones de pesos y son financiados totalmente por FONADE.

##### PROYECTO HIDROELECTRICO DEL RIO SAMANA SUR

Con base en los estudios preliminares realizados por ICEL y la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), se identificaron 2 proyectos interesantes sobre el río Samaná Sur, al oriente del departamento de Caldas, el proyecto Samaná I y Samaná II.

Entre los factores más importantes de estos proyectos, pueden mencionarse los siguientes:

<u>Características</u>	<u>Samaná I</u>	<u>Samaná II</u>
Altura de la Presa	180 Mts.	170 Mts.
Salto Bruto	180 Mts.	156 Mts.
Caudal	91 m <sup>3</sup> /seg.	121 m <sup>3</sup> /seg.
Capacidad Instalada	252 MW	292 MW
Generación Anual	1.112 GWH/año	1.278 GWH/año
Tipo de turbina	Francis	Francis
Número de Unidades:	4 de 57 MW cada una	4 de 67 MW cada una.

El ICEL contrató los estudios de factibilidad técnica por valor de \$109'947.804 y US\$158.500, financiados en su totalidad por FONADE.

#### PROYECTO HIDROELECTRICO PATIA II

Desde 1971, se encuentran en estudio las cuencas del río Patía al sur del país, entre los departamentos del Cauca y Nariño. En mayo de 1974 se terminaron los estudios de factibilidad de Patía I, cota 405.

Actualmente, se adelantan los estudios de factibilidad del segundo aprovechamiento de este río, denominado proyecto Patía II, cota 236. Las principales líneas del proyecto son:

Tipo de la Presa:	Enrocado
Altura de la Presa:	180 Mts.
Caudal Promedio:	343 m <sup>3</sup> /seg.
Volumen del Embalse:	1.000 millones de metros cúbicos
Capacidad Instalada:	1.100 MW
Generación Anual:	3.100 GWH/año

Los estudios de factibilidad, serán terminados en enero de 1980 y tienen un costo de \$60 millones de pesos.

#### PROYECTO HIDROELECTRICO DE MOCOA

Este proyecto beneficiará la zona media de la intendencia del Putumayo, y suministrará mayor cantidad de energía a sus habitantes, lo que permitirá elevar el nivel de vida en la región. Los elementos de este aprovechamiento hidroeléctrico del río Mocoa, son los siguientes:

Altura de la Presa:	12 Mts.
Salto Bruto:	165.5 Mts.
Caudal Promedio:	21.4 m <sup>3</sup> /seg.
Capacidad Instalada:	30 MW
Tipo de Turbina:	Francis
Número de Unidades:	4 de 7.5 MW cada una

En mayo del presente año, se terminaron los estudios de factibilidad con un costo de \$12'300.000.

#### PROYECTO HIDROELECTRICO DEL RIO SUAREZ

El ICEL adelantó los estudios preliminares de esta cuenca, localizada en el departamento de Santander y logró confirmar dos proyectos: Mamaruco y Puente Vásquez, cuyas características principales, son:

<u>Características</u>	<u>Mamaruco</u>	<u>Puente Vásquez</u>	
		<u>1a. Alternativa</u>	<u>2a. Alternativa</u>
Tipo de Presa:	Tierra	Enrocado	Enrocado
Altura de la Presa	150 Mts.	80 Mts.	140 Mts.
Caudal Promedio	147 Mts.	197 Mts.	197 Mts.
Capacidad Instalada	176 MW	126 MW	220 MW
Volumen del Embalse		235 millones de M <sup>3</sup>	659 Millones de M <sup>3</sup>

Los estudios de prefactibilidad y factibilidad fueron adjudicados a la firma consultora Contecol, tendrán un valor de \$92'500.000 y serán financiados en su totalidad por FONADE.

#### PROYECTO HIDROELECTRICO DEL RIO CATATUMBO

Este proyecto permitirá el aprovechamiento hidroeléctrico de la hoya del río Catatumbo en el departamento del Norte de Santander. En los estudios preliminares fueron identificados 3 proyectos, con las siguientes características:

<u>Características</u>	<u>Catatumbo I</u>	<u>Catatumbo II</u>	<u>Catatumbo III</u>
Altura de Presa	60 Mts.	220 Mts.	150 Mts.
Salto Bruto	55 Mts.	210 Mts.	480 Mts.
Caudal Medio	280 m <sup>3</sup> /seg.	150 m <sup>3</sup> /seg.	20 m <sup>3</sup> /seg.
Caudal Turbinado	260 m <sup>3</sup> /seg.	145 m <sup>3</sup> /seg.	15 m <sup>3</sup> /seg.
Volumen de Embalse	5.000 millones de m <sup>3</sup>	11.500 millones de m <sup>3</sup>	370 millones de m <sup>3</sup>
Capacidad Instalada	250 MW	550 MW	150 MW

Los estudios de prefactibilidad y factibilidad están próximos a iniciarse, fueron contratados con una firma de consultoría Colombiana, y serán financiados en su totalidad por FONADE, de lo cual ICEL asumirá el 70% y Centrales Eléctricas del Norte de Santander el 30%. El costo total será de \$91'626.069 y US\$258.500.

#### PROYECTO HIDROELECTRICO DEL RIO CUSIANA

Este proyecto fué planteado por el estudio del sector de energía eléctrica y el reconocimiento de campo fue hecho por el ICEL; con él se aprovechará hidroeléctricamente la hoyá del río Cusiana, localizado en el departamento de Boyacá.

Dentro de este proyecto de aprovechamiento múltiple se han considerado dos alternativas: La primera comprende 3 proyectos, los dos primeros sobre el río Cusania y el tercero con desviación hacia uno de sus afluentes, el río Unete. Las características de estos proyectos, son:

<u>Características</u>	<u>Vado Hondo</u>	<u>Ranchería</u>	<u>Unete</u>
Altura de la Presa	130 Mts.	22 Mts.	22 Mts.
Caudal Medio	9 m <sup>3</sup> /seg	12 m <sup>3</sup> /seg	21 m <sup>3</sup> /seg
Salto Bruto	725 Mts.	975 Mts.	625 Mts.
Capacidad Instalada	96 MW	158 MW	136 MW

La segunda alternativa contempla cuatro proyectos, de los cuales los dos primeros (Vado Hondo y Ranchería) son comunes con la primera alternativa y se aprovecha el río en su totalidad con los cuatro desarrollos. Las características de los otros dos desarrollos, son:

<u>Características</u>	<u>Pajarito</u>	<u>Recetor</u>
Altura de la Presa	22 Mts.	185 Mts.
Caudal Medio	25 m <sup>3</sup> /seg	60 m <sup>3</sup> /seg.
Salto Bruto	425 Mts.	248 Mts.
Capacidad Instalada	109 MW	152 MW

Actualmente, está en período de perfeccionamiento el contrato para estudios preliminares y de prefactibilidad en dos fases. El costo de los estudios será financiado en su totalidad por FONADE y es de \$44'160.000 y US\$103.390.

#### APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO MAGDALENA

Para esta zona se ha previsto la división de dos grandes proyectos, a saber: Los del río Magdalena aguas arriba de la confluencia con el río Páez y son:

#### PROYECTO OPORAPA:

Localizado en la población del mismo nombre, tendrá una presa con altura de 130 mts. La captación se hará por medio de dos túneles de 600 mts. de longitud, cada uno, con lo que se aprovechará una caída de 114 mts y un caudal máximo de 233 m<sup>3</sup>/seg.; se obtendrá una capacidad instalable de 217 MW.

#### PROYECTO PERICONGO:

Se localizará en el estrecho de Pericongo, 700 mts. arriba de la desembocadura del río Timaná. Contará con una presa de 120 mts. de altura, la captación se hará mediante dos túneles de 4 Kms. de longitud para aprovechar un salto de 138 mts. y un caudal máximo de 260 m<sup>3</sup>/seg. La potencia total instalable será de 219 MW.

#### PROYECTO EL QUIMBO:

Se ubicará 700 Mts. arriba de la confluencia del río Páez con el Magdalena. La presa tendrá una altura de 170 Mts. y la central se localizará al pié de la presa con una capacidad instalada de 516 MW para aprovechar un salto de 151 Mts. y un caudal máximo de 410 m<sup>3</sup>/seg.

Sobre el río Páez se encuentran los siguientes proyectos:

#### PROYECTO PAEZ I (PAEZ):

Se encuentra localizado en el departamento del Cauca, cerca de la población de Belalcázar. Tendrá una presa de 90 Mts. de altura y un túnel de captación de 12 Kms. de longitud. La capacidad total instalable es de 120 MW, con un caudal máximo de 40.6 m<sup>3</sup>/seg. y una caída de 297. Mts.

#### PROYECTO PAEZ II (ARANZAZU):

Requerirá la construcción de una presa sobre el río Páez, aguas arriba de la población de La Plata (en los límites de los departamentos del Huila y Cauca), con una altura máxima de 120 Mts. Su capacidad de pié de presa será de 121 MW para aprovechar un salto de 121 MW y un caudal máximo de 125 m<sup>3</sup>/seg.

#### PROYECTO PAEZ III (PAICOL):

Comprende la construcción de una presa sobre el río Páez, 5 Kms. arriba de la población de Paicol, en el departamento del Huila. La altura de la presa será de 170 mts. La central será de pié de presa con capacidad instalada de 263 MW y un caudal máximo de 252 m<sup>3</sup>/seg.

#### PROYECTO LA PLATA:

Comprende la construcción de una presa de 120 Mts. de altura sobre el río de su mismo nombre, en el sitio ubicado 18 Kms. aguas arriba de la población de La Plata, en el departamento del Huila. La Central tendrá una capacidad instalable de 159 MW para desarrollar un caudal máximo de 57 metros cúbicos por

segundo y un salto de 382 metros. La conducción se hará por un túnel de 19 KMS.

Todos los anteriores proyectos tienen identificación preliminar y en la actualidad se adelanta el análisis de selección de firmas consultoras para definir aquella que llevará a cabo los estudios de prefactibilidad. Estos estudios serán financiados en su totalidad por FONADE y la inversión se estima en \$80 millones para los proyectos Páez y La Plata y de \$76 millones para los de Oporapa, Pericongo y Quimbo.

#### PROYECTO HIDROELECTRICO DE JULUMITO

Este proyecto hidroeléctrico se halla localizado a 10 Kms. al occidente de Popayán, en el departamento del Cauca. Su objetivo es aprovechar la hoya hidrográfica de los ríos Cauca, Palací Blanco y Saté con una capacidad instalable de 53 MW. Con el fin de completar las investigaciones preliminares, las Centrales Eléctricas del Cauca (CEDELCA), por intermedio del Departamento Nacional de Planeación, solicitó al Gobierno Japonés el envío de una misión técnica. Los estudios de esta misión dieron como constituyentes del aprovechamiento, los siguientes:

Tipo de Presa:	Enrocado
Altura de la Presa:	80 Mts.
Longitud Cresto:	350 Mts.
Caudal de Diseño:	50 m <sup>3</sup> /seg.
Capacidad Instalada:	53 MW
Tipo de Turbina:	Francis de Eje Vertical
Número de Unidades:	2 de 27.5 MW cada una

Actualmente se hallan en su fase final los estudios complementarios, que se espera sean concluidos a finales de agosto del presente año, para poder iniciar los estudios de factibilidad técnica. La inversión total de estos estudios se estima en \$8'100.000 por parte del Gobierno Colombiano y US\$450.000 como contrapartida del Gobierno Japonés.

#### MICROCENTRALES

Dentro de este plan se incluyen pequeñas plantas hidráulicas con capacidad hasta de 10 MW, con el objeto de instalarlas en poblaciones alejadas del sistema interconectado nacional que posean algún recurso hídrico aprovechable. Los estudios comprendidos abarcan en la mayoría de los casos hasta la etapa de diseños y serán financiados totalmente por FONADE. Se espera que terminen en agosto de 1980.

Proyecto	Capacidad para Instalar (KW)	Localización	Valor Estudios
Paya y Pisba	86	Boyacá	
Tame	2.000	Arauca	
Yopal, Aguazul	7.500	Casanare	
Támara	250	Casanare	
Mitú	1.000	Vaupéz	\$ 32.898.832
Santa Rosa	770	Cauca	
Argelia	930	Cauca	
Puerto López	1.340	Cauca	
Puerto Carreño	2.400	Vichada	\$ 31.766.535
Montañita, Doncello,	5.000	Caquetá	
San Vicente del Caguan	1.000	Caquetá	\$ 32.815.500
Altaquer	700	Nariño	
Barbacoas	3.000	Nariño	
Vistahermosa	4.500	Meta	
Calvario	300	Meta	\$ 32.597.523
Bahía Solano	3.300	Chocó	
Juradó	750	Chocó	
Nuquí, Coquí, Salaquí	700	Chocó	
Unguía	975	Chocó	\$ 34.000.000

#### PROYECTO GEOTERMICO DEL MACIZO VOLCANICO DEL RUIZ

Los estudios preliminares los hizo en 1968 el ENTE NAZIONALE PER L'ENERGIA ELETTRICA DE ITALIA (ENEL) por solicitud del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) a través de su filial Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC) y cubrieron un área que incluyó todo el departamento de Caldas, parte de los departamentos limítrofes de Antioquia, Risaralda, Quindío y Tolima; estos estudios preliminares establecieron la presencia de varias zonas de interés geotérmico. El objetivo final del proyecto es la instalación de una planta piloto con una capacidad comprendida entre 3 y 10 MW.

En 1970, vino nuevamente al país una misión italiana y se solicitó una cooperación técnica entre los Gobiernos de Colombia e Italia. El Gobierno Italiano envió una suma de dinero por valor de \$183'481.000 liras, que fué invertida en material y equipo para uso en Colombia, elementos de consumo en Italia y otros.

En 1977 se firmó un plan de operaciones en el que se establecen los trabajos que se van a desarrollar en la primera fase de los estudios y que corresponden a los estudios de prefactibilidad.

En mayo de 1978, se firmó un acuerdo administrativo entre los Gobiernos de Colombia e Italia, con el propósito de aunar esfuerzos en la investigación geotérmica del macizo volcánico del Nevado del Ruiz. Posteriormente, ICEL contrató con INGEOMINAS para desarrollar la fase I de los estudios geotérmicos. En el mes de agosto del presente año, Ingeominas iniciará las actividades correspondientes a la Fase I; dos estudios para realizar durante esta etapa, son los siguientes: investigaciones en áreas de 300 Km<sup>2</sup> y 200 Km<sup>2</sup> localizadas al suroeste de Manizales y cerca al municipio de Nariño en el departamento de Antioquia, estudio de fotogeología, geología, vulcanología, hidrología, geoquímica y geofísica.

El propósito de esta fase es delimitar áreas más pequeñas, las cuales van a servir de base para estudios con mejores detalles, donde se ubicarán los primeros pasos para exploración profunda. La financiación de los estudios es hecha en su totalidad por FONADE, de la cual ICEL asume el 70% y la CHEC el 30%. La contrapartida colombiana es de \$35'790.500 y US\$158.110 y por parte del Gobierno Italiano serán US\$223.200.

## II PROGRAMA DE TRANSMISION

### PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE ICEL

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, para satisfacer la demanda de energía en los próximos diez años en su zona de influencia, ha puesto en marcha el programa de expansión en sus redes de transmisión eléctrica, que consiste en la construcción de 1.200 Kilómetros de línea de transmisión de 220 y 115 KV y montaje de 2.400 MVA en subestaciones transformadoras que beneficiarán regiones de Tolima, Huila, Caquetá, Norte de Santander, Meta, Boyacá, Antioquia, Cauca, Nariño, Chocó y Cundinamarca, Santander.

El plan de expansión del sistema de transmisión tiene proyectadas las siguientes líneas:

<u>Línea</u>	<u>Características</u>	<u>Duración y Valor de los Estudios</u>
Neiva-Altamira	Segundo Circuito 115 KV, 110 Kms. 1* circuito	8 meses \$ 9'501.295
Guavio-Villavicencio Viterbo-Certegui	115 KV, 180 Kms. 1* circuito	10 meses \$ 18'010.830
Yumbo-Popayán	220 KV, 140 Kms. 2* circuitos	10 meses \$ 13.459.150

<u>Línea</u>	<u>Características</u>	<u>Duración y Valor de los Estudios</u>
Neiva-Betania-Popayán	220 KV, 170 Kms.	12 mese \$ 16'316.476
Popayán-Pasto	220 KV, 180 Kms. 1 circuito	12 meses \$ 17'253.120
Pasto-Tumaco	115 KV, 210 Kms. 1 circuito	12 meses \$ 20'428.000
Bucaramanga-Pamplona Cúcuta	220 KV, 140 Kms. 1 circuito	10 meses \$ 12'908.604
La Mesa-Ibagué	220 KV, 110 Kms. 1 circuito	10 meses \$ 10'152.560
Subtotal	115 KV, 500 Kms. 220 KV, 740 Kms.	\$ 118'030.041

#### Estado Actual:

El Instituto adquirió los aisladores empleando para su financiación el crédito Francés. Actualmente, está en trámite ante el Ministerio de Hacienda la autorización para endeudamiento con el objeto de adquirir aproximadamente 6.000 toneladas de alambón de aluminio de 3/8 de diámetro, grado EC-H14, resistencia entre 14.000 psi y 20.000 psi; y 2.000 toneladas de alambón de acero de 5.5 mm de diámetro norma ASTM-A 576-71; herrajes, accesorios y torres de transmisión.

#### SUBESTACIONES DEL PLAN DE EXPANSION

Dentro de la expansión del sistema de transmisión del ICEL, se han considerado las siguientes subestaciones, cuyos diseños hará el Instituto:

Subestación Neiva:	220/115 KV, 90 MVA
Subestación Pasto:	220/115 KV, 90 MVA
Subestación Tumaco:	115/34.5/13.2 KV, 20 MVA
Subestación Mariquita:	220/115 KV, 90 MVA
Subestación Nare:	115/44/13.2/ KV, 20 MVA
Subestación Ibagué:	220/115 KV, 90 MVA
Subestación Popayán	220/115 KV, 90 MVA

También forman parte del plan de expansión, las siguientes subestaciones: Villavicencio, Frontino, Chaparral, Pamplona, Bucaramanga, Cúcuta, Girardot, Florencia y Paipa. El presupuesto requerido para las subestaciones mencionadas es en moneda extranjera US\$70'493.000 y moneda nacional \$757'400.000.

#### Estado Actual:

Ha sido comprado parte del material necesario para estas subestaciones, por

valor de \$1.100 millones de pesos. Se ha cerrado la licitación para la adquisición del equipo de patio de subestaciones y están en preparación las licitaciones para la adquisición de los equipos de medida, control, protección y comunicación, para lo cual se está tramitando la financiación respectiva.

— Línea Prado-Neiva (Segundo Circuito)

Actualmente se encuentra en construcción el segundo circuito de la línea Prado-Neiva de 115 KV y 120 kilómetros de longitud y se espera su entrada en operación en mayo de 1980. La inversión total de este proyecto es de \$60 millones de pesos. Por otra parte, ICEL, a través de sus filiales y como parte complementaria del plan de expansión, está llevando a cabo los diseños de las siguientes líneas:

Línea Esmeralda-Viterbo, 115 KV, 16 Kms., 1 circuito

Línea Esmeralda-Irrá-Salamanca, 115 KV, 55 Kms., 1 circuito

Línea Ntagaima-Chaparral, 115 KV, 45 Kms., 1 circuito

Línea Esmeralda-Pereira, 220 KV, 31 Kms., 1 circuito

Línea Paipa-Barbosa-Chiquinquirá

Próximamente se adjudicará la licitación con plazo de 10 meses para la construcción de esta línea de 115 KV y 110 Kms. de longitud con la cual se suministrará energía al sur del departamento de Santander y al occidente del departamento de Boyacá. El monto de la inversión, se ha estimado en \$90 millones de pesos

— Línea Frontino-Apartadó

Como parte importante del programa de electrificación de Urabá, se ha contratado la construcción de la línea Frontino-Apartadó de 115 KV y 165 Kms. de longitud. El monto de la inversión será de \$180 millones de pesos y se espera su entrada en operación para diciembre del presente año

— Línea La Rosa-Regivit

Este esfuerzo de 115 KV y 37 Kms. de longitud está proyectado para garantizar el suministro de energía confiable a los departamentos de Quindío y Tolima.

Los equipos se encuentran en el país y se espera que entre en servicio en diciembre del presente año, incluyendo la subestación de 12.5 MVA en Armenia. La inversión es de aproximadamente \$50 millones de pesos.

— Línea Esmeralda-La Insula

Este proyecto de dos circuitos a 115 KV. y 12 Kms. de longitud, tiene por objeto reforzar las líneas existentes, las cuales son insuficientes para transportar la energía proveniente de la Esmeralda. Actualmente, los equipos se encuentran en el país y se dará a servicio a fines del presente año; la inversión total es de \$20 millones de pesos.

<u>Línea</u>	<u>Características</u>	<u>Duración y Valor de los Estudios</u>
Neiva-Betania-Popayán	220 KV, 170 Kms.	12 mese \$ 16'316.476
Popayán-Pasto	220 KV, 180 Kms. 1 circuito	12 meses \$ 17'253.120
Pasto-Tumaco	115 KV, 210 Kms. 1 circuito	12 meses \$ 20'428.000
Bucaramanga-Pamplona Cúcuta	220 KV, 140 Kms. 1 circuito	10 meses \$ 12'908.604
La Mesa-Ibagué	220 KV, 110 Kms. 1 circuito	10 meses \$ 10'152.560
Subtotal	115 KV, 500 Kms. 220 KV, 740 Kms.	\$ 118'030.041

Estado Actual:

El Instituto adquirió los aisladores empleando para su financiación el crédito Francés. Actualmente, está en trámite ante el Ministerio de Hacienda la autorización para endeudamiento con el objeto de adquirir aproximadamente 6.000 toneladas de alambón de aluminio de 3/8 de diámetro, grado EC-H14, resistencia entre 14.000 psi y 20.000 psi; y 2.000 toneladas de alambón de acero de 5.5 mm de diámetro norma ASTM-A 576-71; herrajes, accesorios y torres de transmisión.

SUBESTACIONES DEL PLAN DE EXPANSION

Dentro de la expansión del sistema de transmisión del ICEL, se han considerado las siguientes subestaciones, cuyos diseños hará el Instituto:

Subestación Neiva:	220/115 KV, 90 MVA
Subestación Pasto:	220/115 KV, 90 MVA
Subestación Tumaco:	115/34.5/13.2 KV, 20 MVA
Subestación Mariquita:	220/115 KV, 90 MVA
Subestación Nare:	115/44/13.2/ KV, 20 MVA
Subestación Ibagué:	220/115 KV, 90 MVA
Subestación Popayán	220/115 KV, 90 MVA

También forman parte del plan de expansión, las siguientes subestaciones: Villavicencio, Frontino, Chaparral, Pamplona, Bucaramanga, Cúcuta, Girardot, Florencia y Paipa. El presupuesto requerido para las subestaciones mencionadas es en moneda extranjera US\$70'493.000 y moneda nacional \$757'400.000.

Estado Actual:

Ha sido comprado parte del material necesario para estas subestaciones, por

valor de \$1.100 millones de pesos. Se ha cerrado la licitación para la adquisición del equipo de patio de subestaciones y están en preparación las licitaciones para la adquisición de los equipos de medida, control, protección y comunicación, para lo cual se está tramitando la financiación respectiva.

— Línea Prado-Neiva (Segundo Circuito)

Actualmente se encuentra en construcción el segundo circuito de la línea Prado-Neiva de 115 KV y 120 kilómetros de longitud y se espera su entrada en operación en mayo de 1980. La inversión total de este proyecto es de \$60 millones de pesos. Por otra parte, ICEL, a través de sus filiales y como parte complementaria del plan de expansión, está llevando a cabo los diseños de las siguientes líneas:

Línea Esmeralda-Vitarbo, 115 KV, 16 Kms., 1 circuito

Línea Esmeralda-Irrá-Salamanca, 115 KV, 55 Kms., 1 circuito

Línea Nátagua-Chaparral, 115 KV, 45 Kms., 1 circuito

Línea Esmeralda-Pereira, 220 KV, 31 Kms., 1 circuito

Línea Paipa-Barbosa-Chiquinquirá

Próximamente se adjudicará la licitación con plazo de 10 meses para la construcción de esta línea de 115 KV y 110 Kms. de longitud con la cual se suministrará energía al sur del departamento de Santander y al occidente del departamento de Boyacá. El monto de la inversión, se ha estimado en \$90 millones de pesos

— Línea Frontino-Apartadó

Como parte importante del programa de electrificación de Urabá, se ha contratado la construcción de la línea Frontino-Apartadó de 115 KV y 185 Kms. de longitud. El monto de la inversión será de \$180 millones de pesos y se espera su entrada en operación para diciembre del presente año.

— Línea La Rosa-Regivit

Este esfuerzo de 115 KV y 37 Kms. de longitud está proyectado para garantizar el suministro de energía confiable a los departamentos de Quindío y Tolima.

Los equipos se encuentran en el país y se espera que entre en servicio en diciembre del presente año, incluyendo la subestación de 12.5 MVA en Armenia. La inversión es de aproximadamente \$50 millones de pesos.

— Línea Esmeralda-La Insula

Este proyecto de dos circuitos a 115 KV. y 12 Kms. de longitud, tiene por objeto reforzar las líneas existentes, las cuales son insuficientes para transportar la energía proveniente de la Esmeralda. Actualmente, los equipos se encuentran en el país y se dará a servicio a fines del presente año; la inversión total es de \$20 millones de pesos.

— Línea La Victoria-Mariquita

Para suministrar energía al norte del Tolima, se previó la construcción de un circuito de 115 KV y 17 Kms. de longitud entre La Victoria y Mariquita como derivación de la línea Manizales-La Dorada y el montaje de una subestación de 115/34.5 KV y 20 MVA en Mariquita. La entrada en operación de este proyecto, está prevista para el primer semestre de 1980. La inversión total será de \$21 millones de pesos.

— Línea Popayán-Pasto

Con el montaje de este circuito de 170 Kms. de longitud y 115 KV, asegurará el abastecimiento de la demanda de Nariño hasta finales de la presente década. Esta línea entró en servicio durante el mes de febrero de 1979 y requirió una inversión de \$100 millones de pesos.

— Línea Paipa-Belencito-Boavita

Este proyecto está destinado a suministrar energía a la región norte del departamento de Boyacá y al oriente de Santander. Consiste en el montaje de una línea de 115 KV de 112 Kms. de longitud y subestaciones en Belencito y Boavita de 10 MVA; 115/34.5/13.2 KV. Los materiales del tramo Belencito-Boavita fueron adquiridos con recursos del crédito francés, los restantes fueron suministrados por la Electricadora de Boyacá, empresa que también tiene a su cargo el montaje respectivo. De un costo total de aproximadamente \$120 millones de pesos, quedan por invertir cerca de \$40 millones en el montaje del tramo Belencito-Boavita.

— Ampliación Subestación Belén

Esta ampliación consiste en el montaje de un Banco de autotransformadores de 90 MVA, 220/115 KV, que permitirá energizar a 220 KV la línea Bucaramanga-Cúcuta. Este proyecto se encuentra actualmente en montaje y se espera que entre en servicio en diciembre de este año.

La inversión total es de \$100 millones de pesos e incluye el módulo de salida de Bucaramanga.

— Subestación Guateque

Desde esta subestación de 115/34.5 KV y 12 MVA, se abastecerá la demanda del sur del departamento de Boyacá. Su montaje estuvo a cargo de la Electricadora de Boyacá y entró a servicio en mayo del presente año. El costo total fué de \$15 millones de pesos.

— Subestación El Papayo

Para atender el crecimiento de la demanda de Ibagué, se ampliará en 25 MVA la capacitación de transformación de esta subestación. Su entrada en servicio está prevista para el mes de octubre del presente año y el costo es de \$25 millones de pesos.

### III PROGRAMA DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION

#### PLAN DE ELECTRIFICACION DEL CHOCO

A través de este plan se suministrará energía a las regiones del río San Juan, la Costa Pacífica y otras poblaciones actualmente aisladas y se espera beneficiar a más de 40.000 habitantes. Dentro de dicho plan se han contemplado obras en transmisión, subtransmisión y distribución.

#### TRANSMISION

##### — Línea Quibdó- Certeguí-Istmina

Se ha iniciado la construcción de la línea Quibdó, Certeguí, Istmina de 115 KV y 110 Kms. de longitud, y se espera que esté a punto para operación en julio de 1980. La inversión total prevista será de \$80 millones de pesos.

##### — Subestaciones Quibdó, Certeguí, Istmina

Se ha iniciado el montaje para la ampliación de la subestación Quibdó de 115 KV y la construcción de las subestaciones Certeguí e Istmina de 115 KV, con una inversión de \$20.000.000. Próximamente se contratarán los equipos para iniciar el montaje de la ampliación de la subestación Quibdó de 34.5/13.8 KV.

#### SUBTRANSMISION

##### — PLAN DE SUBTRANSMISION DEL SAN JUAN

Actualmente, se ha iniciado el proceso reglamentario para abrir la licitación para la construcción de 7 Kms. de línea de 34.5 KV y 150 Kms. de línea de 13.2 KV.

#### DISTRIBUCION

Las redes de distribución de las poblaciones de Todó, Istmina y Condoto fueron ya contratadas. Próximamente, se contratará la construcción de las redes de las poblaciones aisladas de la Costa Pacífica. Dentro de la ejecución del plan de Electrificación del Chocó, se han adquirido plantas Diesel para 8 localidades; también se han contratado obras y comprado equipo por valor de \$145'000.000.

#### PLAN TRIENAL PARA TERRITORIOS NACIONALES

Este plan ha sido coordinado por DAINCO y ejecutado en su gran mayoría por ICEL en lo concerniente a energía; está destinado a dotar de infraestructura eléctrica a gran número de localidades de los Territorios Nacionales. Con tal fin se han adquirido grupos de generación Diesel con sus respectivos repuestos y herramientas, para instalar en las siguientes localidades:

Localización	Capacidad Instalada KW
<b>ARAUCA</b>	
Araucuita	125
Fortul	80
Betoyes	55
Puerto Nariño	125
Saravena	600
<b>CASANARE</b>	
Tauramena	55
Támara	55
Pore	55
Yopal	600
<b>PUTUMAYO</b>	
San Miguel	55
<b>AMAZONAS</b>	
La Pedrera	30
Tarapacá	55
<b>GUAVIARE</b>	
San José del Guaviare	250
Calamar	30
El Retorno	55
Miraflores	2 x 55
<b>VICHADA</b>	
Santa Bárbara	30
La Primavera	80
Santa Rosalía	80
Nueva Antioquia	30
Santa Rita	30
Cumaribo	30
San José de Ocuté	30
<b>CAQUETA</b>	
San Vicente del Caguán	600

El estado de las redes de distribución del Plan Trienal de Territorios Nacionales, es el siguiente:

#### **ARAUCA**

- Para las poblaciones de Arauquita y Fortal ICEL compró los materiales y DAINCO construye las redes.
- Puerto Nariño, Puerto Rondón y Cravo Norte: El material fué comprado por ICEL y próximamente se iniciará la construcción.
- Saravena, Tame y Arauca: Las redes de estas poblaciones ya se hallan diseñadas.

#### **CASANARE**

- Tauramena y Bocas de Pauto: En estas poblaciones ya ha sido concluída la construcción de las redes.
- Támara: El ICEL compró los materiales necesarios y próximamente se iniciará la construcción de estas redes.
- San Luis de Palenque, Pore, Hato Corozal y Aguazul: En estas poblaciones se están construyendo las redes de distribución.
- Paz de Ariporo: Sus redes se hallan en diseño.

#### **PUTUMAYO**

- Villa Garzón, Puerto Caicedo, San Pedro y Orito: Las redes de distribución de estas poblaciones están diseñadas y próximamente se dará comienzo a su construcción.

#### **AMAZONAS**

- La Pedrea y Tarapacá: Los materiales necesarios se hallan en estas poblaciones y próximamente se iniciará la construcción.

#### **GUAVIARE**

- San José del Guaviare: En el momento, se hallan en remodelación las redes de esta población.
- Calamar, La Libertad y el Retorno: En la actualidad, se hallan en diseño estas redes.

#### **VICHADA**

- Santa Bárbara, Nueva Antioquia, Santa Rita, Cumaribo, La Primavera, Santa Rosalía: Actualmente, se están terminando los diseños de estas redes y pronto se iniciará la construcción.

#### **CAQUETA**

- Florencia: Ya se contrató la adquisición de equipos con un costo de \$6.500.000. La capacidad de la subestación es de 5/6.25 MVA. Hasta el momento se han invertido en este plan Trienal \$83.6 millones y quedan por invertir \$66.7 millones

#### **OBRAS CREDITO FRANCES**

Se encuentran ya finalizadas o próximas a darse en servicio, las siguientes subestaciones transformadoras:

Altamira: Concluída a principios de 1979

Facatativa: Septiembre de 1979

Ibagué: Septiembre de 1979

Ampliación subestación Flandes: Septiembre de 1979

Bucaramanga y Cúcuta: Noviembre de 1979

Estas obras han demandado la suma de \$114.421.900 para su ejecución. Además, se ha solicitado el equipo eléctrico para instalar subestaciones en la Victoria, Mariquita, Boavita, Belencito, Pereira, Armenia y Manizales por valor de \$89.963.090 y así atender las crecientes necesidades de energía a que se ven sometidas sus instalaciones actuales.

#### **IV PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL**

Dentro de las políticas del actual gobierno de llevar infraestructura eléctrica al sector rural colombiano, el Consejo Nacional de Política Económica y social (COMPES), en septiembre de 1978, recomendó un Plan Nacional de Electrificación Rural, labor que fué asignada al Instituto Colombiano de Energía Eléctrica. Para tal fin, el ICEL ha solicitado al Banco Interamericano de Desarrollo, un crédito por valor de US\$ 50 millones.

#### **ALCANCE Y JURISDICCION**

Este Plan Nacional de Electrificación Rural PNER contempla la dotación de energía eléctrica a cerca de 145.000 viviendas carentes actualmente del servicio, ubicadas esencialmente en núcleos y veredas rurales del país.

La zona de influencia del PNER la constituyen 15 departamentos del país, localizados en la jurisdicción del ICEL y de la CVC (Corporación del Valle del Cauca), más las intendencias y comisarias, con excepción de San Andrés.

Se ha previsto realizar el PNER en un periodo de 4 años, entre 1980 y 1983. Durante 1979 se están desarrollando las actividades previas, tales como acuerdos legales, financiación, normas, diseños y organización general.

#### **DISTRIBUCION DE USUARIOS**

La totalidad de usuarios beneficiados por el Plan, se han distribuído de acuerdo con las características agrarias de las zonas, las cuales se considera que son tres. A cada zona se ha asignado un porcentaje, como se indica a continuación:

Zona Cafetera:	30 <sup>o</sup> /o	=	43.500
Zona Agraria:	60 <sup>o</sup> /o	=	87.000
Otras Zonas:	10 <sup>o</sup> /o	=	14.500
<b>Total</b>			<b>145.000</b>

La distribución del número de usuarios por departamento y, por zonas, se presenta a continuación:

#### DISTRIBUCION DEL PNER EN EL PAIS POR DEPARTAMENTOS

Departamento	Viviendas Rurales Sin Servicio	Viviendas Rurales Dentro del PNER
Antioquia	161.700	21.600
Boyacá	160.000	21.500
Caldas	27.900	3.700
Cauca	73.100	9.800
Cundinamarca	117.700	15.800
Chocó	33.700	4.500
Hulla	36.700	4.900
Meta	20.000	2.700
Nariño	92.800	12.500
Norte de Santander	46.100	5.200
Quindío	4.900	700
Risaralda	15.000	2.100
Santander	92.500	12.400
Tolima	70.700	9.500
Valle	65.600	8.800
Resto del país	61.900	8.300
<b>Total</b>	<b>1.080.300</b>	<b>145.000</b>

#### PRESUPUESTO Y FINANCIACION

El PNER prevee inversiones estimadas en US\$150.0 millones, requeridas para cumplir el objetivo propuesto de incorporar 145.000 nuevos usuarios rurales, siendo el estimativo estadístico de US\$1.000 por usuario rural.

La financiación del plan se hará a través de diversas entidades nacionales que en el pasado han participado en proyectos de electrificación rural. De acuerdo con los esquemas aprobados por el Departamento Nacional de Planeación, los aportes de cada entidad son:

	Millones de US\$
- Crédito Externo	50
- Presupuesto Nacional	66
- Caja Agraria	22.5
- Federación Nacional de Cafeteros	22
- Electrificadoras y Departamento	22
<b>Total</b>	<b>150.0</b>

#### ESTADO ACTUAL

En la actualidad, se ha completado el 30<sup>o</sup>/o de los diseños de las líneas de subtransmisión y las redes, elaborados por las electrificadoras y se encuentran en revisión en las oficinas de ICEL. También se cuenta con los prediseños para un 20<sup>o</sup>/o de las veredas que posiblemente entrarán dentro del Plan Nacional de Electrificación Rural, lo cual dependerá de los resultados obtenidos, a través de los estudios socio-económicos que se lleven a cabo. También, se ha procesado la información relacionada con los materiales necesarios para la ejecución de las obras, discriminada por tipo de material y departamentos.

#### DESARROLLO RURAL INTEGRADO, SUBPROYECTO DE ELECTRIFICACION

El Subproyecto de Electrificación en ejecución desde 1976 abarca los departamentos de Cauca, Nariño, Córdoba, Sucre, Boyacá, Santander, Cundinamarca, Antioquia y Tolima. Los dos últimos se encuentran en proceso de programación y diseño. Se ha adelantado un 60<sup>o</sup>/o en su alcance total

En resumen, tenemos la siguiente relación de obras terminadas y en ejecución a julio 31 de 1979:

#### I. Construido

Departamento	No. Obras	Usuarios	Long. Líneas Kms.	Potencia KVA	Costo Millones
Boyacá	14	1.133	174.81	975	20.39
Santander	23	1.173	223.89	1.025	25.80
Cauca	21	1.729	125.90	765	19.65
Nariño	45	4.509	270.97	2.825	53.81
Córdoba	24	2.730	144.55	920	35.67
Sucre	6	542	34.16	255	9.33
<b>TOTAL</b>	<b>133</b>	<b>11.816</b>	<b>974.28</b>	<b>6.765</b>	<b>164.65</b>

II. En Construcción

Departamento	No. Obras	Usuarios	Long. Líneas Kms.	Potencia KVA	Costo Millones
Boyacá	27	3.500	560.61	3.100	75.10
Santander	42	2.189	545.25	1.935	52.53
Cauca	15	502	99.9	320	18.39
Nariño	10	825	89.24	680	11.24
Córdoba	7	180	76.80	110	18.76
Sucre	30	1.868	119.88	1.095	36.81
Cundinamarca	7	371	64.90	525	10.88
<b>TOTAL</b>	<b>138</b>	<b>9.435</b>	<b>1.556.58</b>	<b>7.765</b>	<b>223.71</b>

**3 - CORELCA**

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA  
BIBLIOTECA

La Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica tiene como objetivos la planeación de los proyectos de desarrollo eléctrico que se requieren dentro del territorio de su jurisdicción, integrado por los siete (7) departamentos de la Costa Atlántica y la Intendencia Especial de San Andrés y Providencia, con un área aproximada de 133.000 Kmts<sup>2</sup> y una población de 4 millones de habitantes.

En cumplimiento de sus objetivos, CORELCA ha efectuado la planeación del sistema eléctrico de la Costa Atlántica previendo las necesidades de instalación de centrales de generación en los más importantes centros de consumo de energía de su área de influencia, así como la construcción de líneas de transmisión para interconectar estos centros de carga.

I. Entre los proyectos que han sido ejecutados y que se encuentran en el proceso de planeación o en las gestiones previas a su ejecución, pueden contarse los siguientes:

1. Ensanche de generación en las Centrales de Barranquilla y Cartagena

Este proyecto, que consiste en el montaje de tres Unidades de 66.000 KW nominales cada una, dos en la Central Térmica de Barranquilla y una en la Central Térmica de Cartagena, con un total aproximado de 200.000KW nominales, se encuentra en pleno proceso de ejecución con el propósito de asegurar su entrada en operación comercial en el primer semestre de 1.980.

El programa, que tiene un costo total de 4.000 millones de pesos aproximadamente, es atendido con recursos del crédito y partidas del presupuesto nacional. La porción en moneda extranjera es financiada por el KFW de Alemania y el Eximbank de los Estados Unidos de América y la porción en moneda nacional a través de un crédito del Fondo Financiero Industrial, con aportes del presupuesto nacional y con recursos generados por CORELCA.

Este proyecto surgió de la necesidad de atender la demanda de energía hasta 1983 y de apoyar al sistema Hidroeléctrico del Centro del país durante el período anterior a la entrada en operación de la Central de San Carlos y después de la entrada en operación de la línea de interconexión nacional de 500 KW.

2. Central Térmica de El Cerrejón

Este proyecto, como el anterior, es de indiscutible importancia nacional, por cuanto no solo está diseñado para atender la demanda de la Costa Atlántica

durante el período 1983-1986, sino también para mejorar la firmeza del sistema eléctrico del centro del país a través de la línea de interconexión nacional. El proyecto contempla la construcción de una central compuesta por una unidad de 150.000 KW, la cual utilizará como combustible básico el carbón de El Cerrejón y como combustible alterno el gas de los campos existentes en el Departamento de la Guajira.

Paralelamente a este proyecto se construirán las líneas y subestaciones asociadas, con el fin de interconectar la nueva central al sistema integrado de CORELCA.

Durante el último semestre de 1978 se cerró la licitación para la construcción de la central y subestaciones asociadas, adjudicándose a la firma Mitsubishi del Japón la parte correspondiente a los equipos de generación de energía y calderas, y a la firma Siemens/KWU las subestaciones asociadas. En abril del presente año se suscribieron los contratos con las firmas mencionadas, por un valor aproximado de 5.000 millones de pesos. Actualmente se adelantan los trámites para su perfeccionamiento. Este programa será atendido también con recursos del crédito, aportes del Gobierno Nacional y recursos generados por CORELCA.

### 3. Línea Valledupar - San Juan

Luego de concluida la línea de transmisión de 220 KV Sabanalarga-Fundación Valledupar en julio de 1978, y con el propósito de atender en forma adecuada la demanda de energía del área sur del departamento de la Guajira, CORELCA inició la construcción de una línea aislada de 110 KV con 50 Kmts de longitud entre Valledupar y San Juan del Cesar en el Departamento de la Guajira. Al mismo tiempo, se adelantan las obras civiles de la Subestación San Juan del Cesar y el montaje electromecánico de los equipos y se estima su culminación para finales del presente año.

El valor total de este programa asciende a la suma de \$40'000.000.00 aproximadamente.

### 4. Programa de Transmisión para el departamento de la Guajira

Con el propósito de completar la integración del departamento de la Guajira al sistema CORELCA y abastecer adecuadamente a este territorio de energía eléctrica, CORELCA ha iniciado los programas de transmisión y distribución para ese departamento, que comprenden la construcción de la línea de 110 KV Riohacha-Cuestecitas-Maicao con una longitud aproximada de 110 Kmst, la línea Cuestecitas-San Juan de 110 KV con longitud de 60 Kmts, las subestaciones Cuestecitas, Maicao y San Juan, así como también la remodelación de las redes de Riohacha y Maicao.

En desarrollo de tales programas, se han adjudicado las licitaciones para el suministro de materiales de la línea de transmisión de 110 KV Riohacha-

Cuestecitas-Maicao y Cuestecitas-San Juan y de las redes de las ciudades de Riohacha y Maicao y se encuentran listas para abrir en el transcurso de los próximos meses las licitaciones correspondientes a la construcción de estas obras y de las subestaciones asociadas.

El costo total de estos programas se estiman en la suma de US\$ 20'000.000.

### 5. Plan Maestro de Electrificación Rural de la Costa Atlántica

En el último semestre del año pasado CORELCA inició gestiones con el Banco Mundial para la financiación de un Plan Maestro de Electrificación Rural para la Costa Atlántica, que comprende la construcción de 400 Kmts de línea de transmisión de 110 KV; 843 Kmts de líneas de 34.5 KV y 1.375 Kmts de líneas de 13.8 KV; 40 subestaciones con una capacidad total de transformación de 251.000 KVA y la construcción de redes de distribución para 130 poblaciones.

Con la realización de estos programas se espera suministrar servicio de energía, extender y mejorar las redes de distribución a más de 200 poblaciones del área rural de la Costa Atlántica localizadas en los departamentos de la Guajira, Cesar, Magdalena, Córdoba, Sucre, Sur del departamento de Bolívar y en varios núcleos de personas en la Intendencia Especial de San Andrés y Providencia para beneficiar a una población de aproximadamente 850.000 habitantes, que actualmente no cuentan con el servicio de energía.

Este programa se piensa adelantar en dos etapas de acuerdo con las prioridades que se determinen en el estudio de factibilidad que ya fué contratado por CORELCA y cuyas recomendaciones finales serán sometidas a la consideración del Banco Mundial en desarrollo de las gestiones que se adelantan con este organismo para obtener la financiación del programa.

### 6. Subestaciones de 110 KV Chinú y Cerromatoso

Dentro del programa diseñado para suministrar al complejo minero de Cerromatoso, situado en jurisdicción del municipio de Montelíbano-departamento de Córdoba-CORELCA adjudicó en el pasado mes de julio la construcción de los patios de 110 KV para las subestaciones de Chinú y Cerromatoso pertenecientes a la línea de interconexión nacional. Por medio de estas subestaciones se atenderá el mercado de Cerromatoso y se mejorará, así mismo, el suministro de energía en el área del departamento de Córdoba.

El valor total de la inversión de estos proyectos es del orden de los 2.5 millones de dólares.

### 7. Centro de Control y Despacho de Energía

Con el propósito de incluir en el sistema de control y despacho de energía operado por CORELCA los sectores de la Costa Atlántica que han sido interconectadas al sistema de la Corporación, se adjudicó el pasado mes de

julio el contrato para la construcción y montaje de un nuevo centro de control y despacho de energía, que estará equipado con las técnicas más modernas de telecontrol y telecomunicaciones. Desde este centro de control no solamente se dirigirá el sistema interconectado de CORELCA, sino que se coordinará con ISA el manejo del centro de control del sistema nacional. El valor de este programa es del orden de los US\$10'000.000.00.

II. Desde el punto de vista operativo del sistema interconectado de CORELCA, cabe destacar durante el período agosto 1978 - agosto de 1979, los siguientes aspectos:

El 22 de agosto de 1977, fué puesta en servicio la unidad No. 1 de la Central Térmica de Barranquilla, una vez concluido el programa de mantenimiento mayor de esa unidad.

El 20 de noviembre de 1977, fué puesta en servicio la unidad No. 1 de la Central de Ballenas (Guajira) y energizadas a 34.5 KV las líneas Ballenas Manaure-Riohacha. La unidad alimenta, entre otras poblaciones, las de Riohacha, Camarones, Las Flores, Dibuya, El Pajaro, Salinas, Manaure y Uribia. La unidad No. 2 de la Central de Ballenas, fué puesta en servicio en enero de 1979. De esta manera, el área Norte de la Guajira cuenta actualmente con una capacidad de generación de 32.000 KW.

La utilización total de la capacidad de generación disponible en el área norte de la Guajira, se logrará con la ejecución del programa de transmisión mencionado antes, que como ya se explicó, comprende la construcción de las líneas 110 KV Riohacha-Cuestecitas-Maicao y Cuestecitas - San Juan, con lo cual el departamento de la Guajira quedará totalmente interconectado con el sistema de CORELCA.

En el mismo mes de noviembre, se registró una demanda máxima del sistema interconectado de CORELCA durante el año 1978, de 436 MW. Se aumentó la capacidad de generación en sistemas eléctricos aislados o centros de generación locales. La demanda de potencia fué de 450 MW y la de energía 2.525.005 MWH. No teniendo en cuenta el efecto de la parada de la planta electrolítica de Alcalis de Colombia, se obtienen índices de crecimiento de 16.0% para potencia y del 15.0% para energía con respecto a 1977.

La producción de energía generada por CORELCA de agosto de 1978 a agosto de 1979, presentó un incremento del 26.7% con relación a la generación en el período anual inmediatamente anterior. Así mismo, la generación propia de cada una de las electrificadoras aumentó o disminuyó porcentualmente, de acuerdo con la forma como CORELCA coordinó la operación del sistema para obtener un mayor rendimiento de los equipos y un menor costo de operación.

El incremento (+) ó disminución (-) en la energía generada por cada una de las electrificadoras del área interconectada, fué el siguiente:

Electrificadora del Atlántico	- 10.93%
Electrificadora de Bolivar	+ 50.84%
Electrificadora del Magdalena	+ 18.10%
Electrificadora de Córdoba	+ 7 %
Electrificadora de Sucre	- 59.42%
Electrificadora del Cesar	- 96.28%

De otra parte, el total de energía trasferida durante el período agosto de 1978 - agosto 1979, que fué de 729.574.79 KWH, tuvo un incremento de 18.43% con relación al mismo período en el año inmediatamente anterior.

El comportamiento de las transferencias de energía durante el período anotado, fué el siguiente:

A	Electrificadora del Atlántico	+ 29.46%
	Electrificadora de Bolivar	- 21.76%
	Electrificadora del Magdalena	+ 17.53%
	Electrificadora de Córdoba	- 10.48%
	Electrificadora de Sucre	+ 67.69%
	Electrificadora del Cesar	+ 100 % (1)
	Electrificadora de la Guajira	+ 100 % (1)
	Alcalis de Colombia	- 16.71% (2)

(1) Durante el período agosto de 1978 - agosto de 1979, se inició la transferencia de energía a las Electrificadoras de Cesar y Guajira, a través de la línea Sabanalarga-Fundación-Valledupar y de la Central de Ballenas respectivamente.

(2) La disminución en las transferencias a Alcalis de Colombia se deben a la parada de la Planta Electrolítica.

III. En el área financiera de CORELCA se pueden destacar, en resumen, como aspectos sobresalientes, los que a continuación se enuncian:

1. Gestiones para la refinanciación interna de parte de la deuda externa de CORELCA exigible durante 1979.

De acuerdo con lo estatuido por los Decretos Nos. 1050 de 1955 y 150 de 1976 CORELCA, a partir del último trimestre de 1978, inició las gestiones ante el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación para obtener la autorización que permita la contratación de operaciones de crédito público destinados a refinanciar, en todo o en parte, la deuda externa a su cargo durante 1979, mediante una extensión del

mecanismo previsto por la Resolución No. 6 de 1978 de la Junta Monetaria. Estas operaciones de crédito fueron autorizados parcialmente, mediante Resolución No. 35 de 1979, emanada de la Junta Monetaria.

## 2. Proyecto Ensanche Termico de 198 MW en Barranquilla y Cartagena

Las operaciones de crédito relacionadas con este proyecto fueron contratadas en la siguiente manera:

### **KFW: Préstamo a largo plazo por DM 148.169.00**

Mediante Resolución Ejecutiva No. 182 de agosto de 1978, CORELCA fué autorizada para celebrar un contrato de crédito a largo plazo con el KFW por DM 148.169.798, destinado a la financiación a largo plazo del 85% del componente en marcos alemanes del ensanche térmico de 200 MW de Barranquilla y Cartagena. Su contratación será efectuada a un interés del 8.00% anual fijo y a un plazo de ocho (8) años, que empezarán a contarse 6 meses después de la recepción de las plantas.

### 3. EXIMBANK: Préstamo a largo plazo por US\$ 5.525.000.00

Finalizados los trámites correspondientes al Decreto 2832 de 1966 y presentado ante el Ministerio de Hacienda y Crédito Público la documentación exigida por el Decreto 1050 de 1955, se espera la expedición de la correspondiente resolución ejecutiva que autoriza la contratación de un crédito a largo plazo con el Eximbank, destinado a la financiación del 85% del valor de los bienes procedentes de los Estados Unidos de América requeridos por el proyecto de ensanche térmico de 198 MW en las centrales de Barranquilla y Cartagena.

El préstamo se contratará a un plazo para su pago de ocho (8) años, que empezarán a contarse 6 meses después de la recepción provisional de los ensanches y a una tasa de interés del 8.30% anual fijo.

### 4. BANK OF AMERICA: Préstamo a largo plazo por DM 26.020.731, más US\$ 2.175.488.00

La Corporación culminó las gestiones y trámites requeridos por el Decreto 2832 de 1966 y se presentó la documentación exigida por el Decreto 1050 de 1955, en orden a obtener la autorización del Gobierno Nacional para la celebración con el Bank of America de un crédito a largo plazo destinado a la financiación 150% complementario de los montos financiados por el KFW y Eximbank.

## 5. Proyecto Central Térmica de El Cerrejón

Cumplida la presentación ante el Ministerio de Hacienda y Crédito Público de la correspondiente documentación exigida por el Decreto 1050 de 1955, se espera la autorización del Gobierno Nacional para la contratación de dos operaciones de crédito externo relacionadas con el proyecto.

La primera, con el Eximbank del Japón por 10.898.060.800.00 yenes japoneses (US\$43.000.000.00 equivalentes) destinados a la financiación del 85% del costo en moneda japonesa del proyecto central térmica de El Cerrejón. Este crédito será contratado a una tasa de interés del 7.750%, con un plazo para su pago de 13 años, incluyendo 3 y 1/2 años de gracia.

La segunda, con el Bank Of Tokio por US\$ 13.831.931.00 destinada a la financiación del 150%, complementario del valor en yenes y el 100% de la parte en dólares americanos del costo del citado proyecto, préstamo que se contratará a un plazo de 10 años y a una tasa de interés del 7/8 sobre la tasa profesional en el mercado de valores de Londres (Libor) para los 3 primeros años y del 10% sobre Libor para los años siguientes:

## 6. Plan Maestro de Electrificación Rural para la Costa Atlántica

Mediante Resolución No. 01687 de febrero 28 de 1979 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público CORELCA fué autorizada para gestionar una operación de crédito público externo hasta por US\$13.000.000.00 destinada a financiar el valor en moneda extranjera de una primera etapa del Plan Maestro de Electrificación Rural para la Costa Atlántica.

## 7. Estudios de factibilidad y diseños de redes Sector Histórico de Cartagena.

En junio del presente año y después de cumplidos los respectivos trámites ante el Gobierno Nacional, la Corporación suscribió con el FONADE un contrato de crédito por US\$5.937.290.00, con el objeto de financiar el 100% del valor de los estudios de factibilidad y de preparación de los diseños para la remodelación y ampliación de las redes del sector histórico de Cartagena.

**C -- CARBON**  
**1- CARBOCOL**

## I. ESTRUCTURA Y DESARROLLO DE CARBOCOL

La Empresa ha logrado, en su condición de sociedad comercial, la integración del capital que fue suscrito por los accionistas en el acto de constitución. Posteriormente, se reformaron los estatutos en el sentido de aumentar el capital suscrito hasta un tope de 730.000 acciones nominativas de mil (\$ 1.000.00) pesos cada una y dicha reforma, aprobada por la Superintendencia, se encuentra en vías de perfeccionamiento.

La mencionada reforma es tan solo el primer paso en relación con su necesario fortalecimiento económico, para el cual deberá contar, como hasta ahora, con el decidido apoyo del Gobierno.

La Empresa deberá conservar la composición de su capital totalmente oficial para poder ser, como rezan sus estatutos, el instrumento idóneo de ejecución de los programas oficiales sobre carbón, tanto en sus fases de exploración y explotación, como en el comercio interno y externo del mineral.

## II. PROYECTO DE LA ZONA CENTRAL DEL CERREJON

a) En la zona central de la cuenca del Cerrejón en el departamento de la Guajira, se viene realizando como programa prioritario la exploración complementaria de la que se había ejecutado por la asociación del IFI y la firma Peabody Coal Company. Los trabajos exploratorios llevados a cabo por la Empresa, se pueden sintetizar así:

1) Metros perforados por rotación Failing:	87.450.30
2) Metros reperforados por rotación Failing:	21.059.60
3) Metros corazonados Long Year:	7.684.91
4) Metros perforados por percusión Hossfeld:	13.750.69

Porcentaje de pozos registrados en el área 75%

Análisis Químicos practicados a julio 31 de 1979:

Trescientos veintinueve (329) análisis inmediatos para el conocimiento de los porcentajes de humedad, cenizas, material volátil, azufre, poder calorífico-cal/gr. carbono fijo.

Setenta y cuatro (74) análisis completos que incluyen formas de azufre, análisis último: C, H, N, D, S, O; análisis mineralógico de cenizas; temperaturas de fusión de cenizas, relaciones ácido/base, solubilidad de álcalis en agua y en ácido.

Por lo hasta aquí evaluado, las reservas de esta zona se estiman en 200'000.000 de toneladas, hasta una profundidad de 100 metros.

Como complemento de los trabajos de exploración, se han llevado a cabo estudios de geotecnia contratados con la firma Ingeniería e Hidrosistemas Limitada y en la actualidad se encuentra en ejecución el contrato con Montreal Engineering Company para los estudios de factibilidad minera. Igualmente, se adelantan los estudios de hidrogeología de la zona en colaboración con el Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras —INGEOMINAS—.

En relación con el contrato con la Montreal, se ha acordado que en la primera etapa de su trabajo entregue a Carbocol el estudio correspondiente a un área prioritaria en la cual se pueda, en corto término, dar comienzo a la explotación con volúmenes iniciales de 400.000 toneladas para 1982, 700.000 para 1983 y 1'500.000 millones de toneladas anuales en adelante.

Esta producción se incrementará en la medida en que lo indiquen los requerimientos de la demanda interna y externa y se tenga disponible la infraestructura de ferrocarril y puerto en concordancia con los progresos del programa de la zona norte del Cerrejón, que se lleva a cabo en el marco de la asociación con Intercor.

Para el desarrollo de las explotaciones directas de la Empresa se ha optado por la contratación con firmas especializadas en minería a tajo abierto, las cuales operarán por cuenta de Carbocol con completa independencia contractual. De esta manera, Carbocol tendrá a su cargo la interventoría de los contratos sin aumentar su planta con personal directo de operación. El primero de estos contratos, que será para la Zona Central va a ser licitado a finales del presente año.

En las primeras etapas de producción de la zona central se hará uso de las vías carretables de la región, para lo cual la Empresa ha dado ya los pasos indispensables. Se emprenderá la rectificación y terminación del sector de carretera Hato Nuevo-Cuestecitas-La Florida de la carretera San Juan del Cesar-Riohacha. Para estas obras, así como para el tramo de nueva carretera entre Arroyo Arena-El Ebanal, se celebrará un contrato con el Fondo Vial Nacional, que dispondrá para el efecto de la cesión parcial de las regalías del gas de la Guajira. Además, la Empresa contará con otra partida votada por el presupuesto nacional por cien (\$100.000.000) millones de pesos.

Hasta la fecha, se ha adjudicado el contrato de estudios para el diseño de las mejoras, adecuación y construcción del tramo Cuestecitas-Arroyo Arena-El Ebanal a la Compañía de Estudios e Interventorías C.E.I. Limitada, por un valor de \$24.737.697.00 pesos. Por otra parte, ya se tienen los estudios de la vía Campamento-Hato Nuevo que unirá el lugar de la futura explotación con la carretera

central nacional que conduce a Riohacha. Se efectuaron los estudios del correspondiente puente sobre el río Ranchería y está en trámite el contrato para su construcción.

### III. PROYECTO DE LA ZONA NORTE DEL CERREJON

- a) En esta zona que abarca un área aproximada de 38.000 hectáreas se continúa trabajando en la exploración geológico-minera encomendada a internacional Colombia Resources Corporation -INTERCOR- por virtud del contrato de asociación celebrado con ella. Dicha empresa, además, ha continuado con los estudios de infraestructura y localización del puerto carbonífero de aguas profundas. Las labores realizadas hasta la fecha, en desarrollo del contrato de asociación mencionado, se pueden resumir así:

#### Puerto Carbonífero de Aguas Profundas

Durante el pasado año se concentró la atención en obtener información de fondo marino, oleajes y corrientes en el Cabo de la Vela y en la Bahía de El Portete, que además de la boca del río Ancho, son los lugares portuarios más factibles en la Guajira, entre los muchos analizados en la Costa Norte, para localizar desde el punto de vista técnico-económico, el gran puerto de aguas profundas que requiere el proyecto.

La necesidad de obtener directamente la información básica, para un serio estudio de factibilidad que se pueda presentar a cualquier institución de crédito internacional, con miras a obtener su financiación, ha sido uno de los factores que ha dilatado y encarecido la etapa exploratoria inicial, a cargo 100% de Intercor.

Es importante anotar que el puerto a que nos referimos, implica una nueva dimensión portuaria en el país, pues se trata de acomodar inicialmente barcos hasta de 100.000 toneladas de desplazamiento, con posibilidades de ampliación futura a unidades hasta de 250.000 toneladas, cuando las circunstancias del mercado y la economía de fletes así lo justifiquen.

Para asistir a la definición de los estudios oceanográficos adicionales, se contrató a fines de 1976 los servicios de la firma holandesa AVECO. Posteriormente se licitaron y contrataron los estudios oceanográficos y se trajeron los barcos especializados para ejecutarlos en Cabo de la Vela y Bahía Portete. Los resultados de estos estudios indican que el sitio óptimo es el de Bahía Portete, que además ofrece ventajas en el sentido de que permitiría futuros desarrollos portuarios importantes, por tratarse de una amplia bahía poco profunda. Aunque el volumen a dragar en el canal natural sedimentado a la entrada de la Bahía es muy considerable, y en extensión de varios kilómetros, la dureza del material no es extrema, como si lo es en el área del Cabo de la Vela. El puerto en Río Ancho sería artificial y exclusivo para proyectos carboníferos.

Los estudios de factibilidad portuaria están en momento crítico y se espera que estén terminados a principios de 1980, conjuntamente con los demás estudios

de factibilidad, que permitan en el curso de ese año tomar las decisiones sobre la factibilidad económica del proyecto.

Entre las varias firmas consultoras que han intervenido en los distintos estudios portuarios, se encuentra la firma colombiana "HIDROTEC". El costo de los estudios portuarios desde el 1o. de enero de 1977 a julio 30 de 1979, ascendió a US\$ 6.6 millones.

#### Ferrocarril Minero

Los estudios de pre-factibilidad se completaron a fines de 1978. Con miras a ganar tiempo, se adelantaron estudios de rutas férreas alternas desde el área minera a los distintos sitios portuarios más factibles. Esto ha implicado detallados estudios aerofotogramétricos, adelantados por la firma colombiana SADEC.

Así como en el caso del puerto, la dimensión y características del ferrocarril minero son desconocidas en Colombia. Se trata de un sistema especial de transporte masivo en convoyes de hasta 100 vagones de 90 o más toneladas de capacidad cada uno, con tracción de 3 a 4 locomotoras de 3.000 H.P. cada una. Este tipo de ferrocarril minero está probado hace años en Australia, Canadá y en el occidente de U.S.A.

En los estudios que se adelantan ya se ha determinado la ruta óptima y el correspondiente estudio de factibilidad se espera tener listo a principios de 1980. El costo de los estudios férreos en julio 30 de 1979, fue de US\$ 0.9 millones.

#### Exploración Geológica

El 30 de julio de 1979 se completó la perforación geológica que adelanta Intercor para los estudios de factibilidad. La interpretación ha estado a cargo de un equipo de geólogos colombianos altamente calificado.

En julio de 1979 se completaron 567 perforaciones con un total de 27.000 metros de corazonamiento y 139.000 metros de perforación rotatoria, o sea algo más del doble del mínimo establecido en el contrato de asociación entre Carbocol e Intercor.

Ingeominas ha efectuado una alta proporción de los análisis de carbones e Intercor ha facilitado el equipo adicional requerido por Ingeominas, para poder efectuar en Colombia la casi totalidad de los análisis que se requieren.

#### Plan Minero

En septiembre de 1978 Intercor entregó a Carbocol el plan minero preliminar. De esa fecha hasta ahora han venido trabajando, a través de consultores mineros de reconocida experiencia, en el plan minero que hará parte integrante de los estudios de factibilidad.

Las bases para planeamiento contemplan una actividad minera que para 1988 llegaría a plena producción, a razón de 15 millones de toneladas métricas de carbón por año. La relación de descapote de material estéril por tonelada de carbón extraído, implica un movimiento anual de materiales de aproximadamente 180 millones de toneladas, lo que permite calificar el proyecto como el más grande del mundo en términos, no solo de carbón, sino de minería en general.

Se trata de un proyecto minero a cielo abierto, a base de volquetas de 170 toneladas cortas de capacidad y palas de 30 yardas cúbicas. Este tipo de equipo está probado mundialmente, pero en Colombia representa una nueva dimensión y el inicio de la gran minería del carbón. Para su operación y en particular para su mantenimiento, se requerirá un enorme esfuerzo de capacitación de personal colombiano. Hasta julio de 1979 los estudios mineros para este proyecto implicaron erogaciones de US\$ 1.8 millones.

#### Resumen

El desarrollo de los estudios y trabajos ha sido muy satisfactorio y permite mirar con optimismo las perspectivas de este enorme proyecto de indudable trascendencia nacional, pues se estima que generará un volumen neto de divisas anuales de tal magnitud, que le permitirá al país afrontar las erogaciones por petróleo y derivados previsibles para fines de la década de los 80.

Los costos totales de los múltiples estudios adelantados hasta julio de 1979, los que además de los anotados se refieren a hidrogeotecnia, mercadeo, suministro eléctrico, vivienda, recursos humanos, planeamiento de entrenamiento y muchos otros, asciende a US\$ 27.7 millones. El presupuesto actualizado para llegar a mediados de 1980 a la definición total del proyecto es de US\$ 45 millones, a cargo 100% de la firma Intercor.

- b) Para que asesore a Carbocol en el estudio de los trabajos geológicos y de infraestructura que la firma asociada viene realizando, se cuenta con la asesoría de un grupo de firmas extranjeras de la más alta solvencia técnica. Esta asesoría se presta con el apoyo financiero (US\$ 1.500.000) del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo U.N.D.P. con el sistema de contrapartidas consistentes en asignación de personal colombiano y facilidades locales. Esta asesoría será el soporte indispensable para la definición del proyecto y su futura financiación.

#### **IV GESTIONES SOBRE COMERCIALIZACION DEL CARBON**

Con el desarrollo de los dos proyectos del Cerrejón, Carbocol ha adquirido con el país serios y cuantiosos compromisos de tomar conocimiento de la situación presente y futura del mercado internacional del carbón. La Empresa deberá estar lista para tomar decisiones muy importantes sobre ventas, tanto de la cuota parte de producción que habrá de corresponderle en la zona norte, como de la totalidad de la producción de la zona central.

Por estas razones se ha iniciado negociaciones y se ha establecido que en el mercado internacional y dentro del contexto de los diferentes desarrollos energéticos, existen buenas perspectivas de venta de nuestro carbón y, por consiguiente, una razonable y firme base para adelantar nuestros proyectos.

La Empresa deberá continuar con estas acciones de conocimiento y contacto con los posibles consumidores y deberá además contar en su organización con el personal y los medios idóneos que puedan intervenir en este campo.

#### V. OTROS PROYECTOS

La Empresa ha tomado acciones en dos sentidos respecto de las potenciales reservas carboníferas de cuencas distintas de las del Cerrejón colaborando, tanto con otras entidades oficiales del sector, como con los particulares.

- a) Se halla en ejecución un contrato celebrado con el Ministerio de Minas y Energía y el Instituto de Investigaciones Geológico-Mineras para el estudio sistemático de las reservas de carbón térmico en Norte de Santander y Antioquia. El programa tendrá, además, la colaboración de Interconexión Eléctrica -ISA- en razón de que servirá de apoyo a los futuros desarrollos termoeléctricos que esta entidad ha proyectado.
- b) La Empresa, dentro de las áreas que se le han aportado y de las que ha solicitado en aporte, tiene como política vincular el esfuerzo de la empresa privada en proyectos de mediana escala tendientes a abastecer la demanda interna a nivel regional.

En esta materia se han celebrado contratos de exploración y explotación a base del cobro de un cánón superficiario y una regalía con varias personas y entidades. Estos contratos tienen por objeto algunas zonas ubicadas en Cundinamarca, Antioquia y Valle del Cauca. Están, además, en vía de negociación otras tantas en Boyacá, Córdoba y el Valle del Cauca.

## MINAS

### 1- INGEOMINAS

SUBDIRECCION DE INVESTIGACIONES GEOLOGICAS

Esta Subdirección tiene a su cargo los estudios relacionados con exploraciones de carbones y aguas subterráneas, investigaciones estratigráficas, estudios petrológicos y geofísicos, compilación del mapa geológico de Colombia, publicaciones, biblioteca y museo geológico. Igualmente coordina las exploraciones de recursos geotérmicos en el macizo volcánico del Ruiz. A continuación se describen las actividades realizadas:

1. EXPLORACION DE CARBONES

A través de este proyecto se han realizado estudios en los departamentos de Antioquia, Cundinamarca, Norte de Santander y Meta.

Zona Carbonífera de Checua-Lenguazaque

En desarrollo de los convenios binacionales se realizaron las siguientes actividades:

Convenio con España

En el segundo semestre del año 1978, se hizo una investigación hidrogeológica de la parte norte del Sinclinal Checua-Lenguazaque, Bloque I y parte norte del Bloque II, labor adelantada conjuntamente por un geólogo de INGEOMINAS y un geólogo de la Empresa ADARO. El informe preliminar de este estudio fue entregado a finales del mes de noviembre del año 1978.

Convenio con Brasil

A partir del mes de agosto del año 1978, se inició el programa de perforaciones exploratorias en el Bloque III del Sinclinal de Checua-Lenguazaque. En el mes de abril finalizó esta actividad que completó 8 pozos con un total de 3.747 m. de perforación, bajo la supervisión de un geólogo de INGEOMINAS y técnicos de la firma polaca KOPEZ. Las perforaciones fueron realizadas por la firma FIMEXCO LTDA. representantes en Colombia de la BOYLES BROS. El informe preliminar de este trabajo fue entregado en el mes de mayo del año 1979 y para agosto se debe entregar el informe final.

Zona Carbonífera de Subachoque - La Pradera

Los trabajos de cartografía geológica detallada adelantada por geólogos de INGEOMINAS y de GEOMIN (Rumania), finalizaron en la segunda semana de agosto 1978. Igualmente se concluyó la elaboración del informe final.

El abastecimiento para la ciudad se hace a partir del río Pamplonita, pero por estudios efectuados al respecto, se presume que el máximo aporte que puede dar este río prácticamente estará copado hacia el año de 1982.

Las alternativas estudiadas para suministro a partir de agua superficial no son factibles por sus altos costos, por lo tanto es importante buscar soluciones mejores y menos costosas con base en aguas subterráneas. Por lo anterior se aprueba un proyecto en la zona de Cúcuta, en un área de 436 km<sup>2</sup>.

**Geología:** Se complementa el estudio geológico de la parte suroriental de la zona de trabajo, mediante el levantamiento de columnas estratigráficas de las formaciones del terciario (Formaciones León y Guayabo) y se estudian sus relaciones estructurales. Se analizan las columnas estratigráficas de los pozos 88 III D-104 Mosquito, 88 III D-105 Mosquito y 99 I B-30 Villa del Rosario.

**Hidrología:** Se programa y se hacen los contactos necesarios para la consecución de la información hidrogeológica en las diferentes instituciones regionales que tienen que ver con el recurso, preferencialmente con el HIMAT. Igualmente se realiza una reunión con los técnicos del Ministerio del Ambiente y de Recursos Naturales "MARN" de Venezuela, para la consecución de la información existente en la cuenca del Táchira correspondiente a la zona fronteriza.

Se continúa con el estudio de precipitaciones (14 estaciones pluviométricas), y se inician los análisis de los caudales de ríos. Se perforan 2 piezómetros localizados en la zona de San Luis, los cuales servirán para el control de las fluctuaciones del río Pamplonita. Adicionalmente se instalan 4 miras en Cerritos, San Luis, avenida de Libertadores y la garganta del río Táchira, para determinar las fluctuaciones de los ríos Pamplonita y Táchira.

Se logra la homogenización de 30 y eliminación de 33 estaciones de lluvia en Cúcuta en la Hoya del río Pamplonita, con un área de 1.560 km<sup>2</sup>.

**Hidrogeología:** Se nivelan 141 pozos y aljibes repartidos en toda el área de estudio, para lo cual fué necesario el levantamiento y cálculo de 108.537 m. de líneas poligonales. Se concluye la nivelación de aljibes en el área de estudio, queda pendiente la nivelación de los pozos que se perforen.

**Toma de Niveles Estáticos Estacionales:** Durante el período comprendido entre el 10. de agosto/78 y el 31 de julio/79 se hacen tres tomas de niveles estáticos, así:

Del 22 de Nov. al 14 dic./78 110 niveles tomados (estacional de invierno)  
Del 6 al 12 de marzo/79 140 niveles tomados (estacional de verano)  
Del 15 al 22 de junio/79 140 niveles tomados (estacional de invierno)

Se elaboran los mapas isopiezométricos con datos de nivelación correspondientes a noviembre-diciembre de 1978, (estacional de invierno) y marzo de 1979 (estacional de verano).

**Hidroquímica:** En los pozos nivelados se tomaron 143 muestras de agua para análisis físico-químico. Las muestras analizadas pertenecen a pozos y aljibes poco profundos (hasta 60 metros de profundidad). El análisis muestra que estas aguas tienen una dureza mayor de 200 ppm de Ca CO<sub>3</sub>.

**Geofísica:** Con el fin de determinar una posible perforación en el sitio del Salado, se ejecutan ocho sondeos geoelectricos para L/2 = 2.625 m. de detalle en el contacto de las formaciones León - Carbonera.

Se hizo una interpretación preliminar de los mismos y definitiva de 87, para un total de L/2 = 37.975 m. Con base a los sondeos ejecutados en la zona de Cúcuta (161), se elaboraron 4 mapas y 1 corte geoelectrico a esc. 1:50.000.

En el pozo 88 III D-105 Mosquito se toman los Registro Físicos de Pozo SP, Resistividad Larga y Corta, Gamma y Diámetro.

En el pozo 99 I B-30 Rosario se toman los Registros Físicos de pozo SP, Resistividad Larga y Corta, y Gamma.

**Perforación:** Durante el período considerado en el presente informe se perforan los pozos 88 III D-104 Mosquito, 88 III D-105 Mosquito y 99 I D-30 Rosario (Cuadro No. 2). Igualmente se realiza la limpieza de los pozos 88 III D-104 - 105 Mosquito y 99 I D-30 Villa del Rosario.

#### Estudios de Aguas Subterráneas en los Valles de Ubaté y Chiquinquirá.

La zona del proyecto corresponde a la cuenca alta del río Suárez. Sobre esta zona se extiende un vasto valle, cuya mayor parte de tierras está dedicada a la cría y explotación de ganado vacuno y lechero. Dentro del área del proyecto existen varias poblaciones, con un número aproximado de 50.000 habitantes en las áreas urbanas y una población rural que carece de servicios de agua potable. Las poblaciones emmarcadas dentro de la zona del proyecto se abastecen de agua potable mediante fuentes superficiales. En general, no cuentan con plantas adecuadas de purificación.

Durante las dos estaciones de verano acentuado que se presentan en el área del proyecto, las aguas superficiales son muy escasas para las necesidades de consumo humano y riego. Además, estas aguas presentan una apreciable contaminación a causa de las prácticas agropecuarias y los sistemas de alcantarillado. En época de lluvia la turbidez es alta.

Para solucionar el problema de turbidez y de contaminación se podría pensar en dotar a los acueductos de plantas de purificación, pero muy probablemente se

se llegaría al caso de que los costos de operación serían superiores a los recaudos que pueden lograrse por el servicio.

Las aguas subterráneas están subutilizadas y de manera dispersa; además no existen estudios sistemáticos de su disponibilidad o calidad. Por lo tanto, es necesario investigar el posible aporte de esta fuente a la solución de las actuales y futuros problemas de la región.

El área de estudio corresponde al extremo sur de la hoya del río Suárez. El área total es de 1.750 km<sup>2</sup>, de los cuales aproximadamente 450 km<sup>2</sup> están comprendidos dentro de la parte plana y el resto, o sea 1.300 km<sup>2</sup>, está formado por pantanos, lagunas de valle y zonas montañosas.

**Geología:** Teniendo como base planchas geológicas existentes y previa reinterpretación fotogeológica, se ejecuta la cartografía del área de Ubaté con miras a determinar los principales parámetros hidrogeológicos. Se cubre una superficie aproximada de 300 km<sup>2</sup>, y se hace el levantamiento de 2.187 m. de columnas estratigráficas. Se hace el análisis de 346 muestras correspondientes a los pozos 209 I B-12 Ubaté y 209 I D-1 Capellanía.

**Hidrología:** Se hace el cálculo de la precipitación media anual para toda la cuenca (Cuenca de los ríos Ubaté y Suarez) por el método de Thissen. Para el período comprendido entre el año de 1973 y 1977, se calcula una precipitación media anual de 1.056 mm./año; con estos datos se elabora el respectivo mapa de poligonales de Thissen.

**Hidrogeología:** Previa a la nivelación de pozos y aljibes, se hace un inventario de las diferentes fuentes de agua, a fin de hacer una selección de distribución con el propósito de racionalizar los datos obtenidos. Para el área de Ubaté se inventariaron 62 pozos, 76 aljibes, 61 manantiales, 3 afluencias, y para el área de Chiquinquirá se inventariaron 23 pozos, 55 aljibes y 17 manantiales.

Se nivelan 94 pozos y aljibes localizados en el área de Ubaté para lo cual fué necesario el levantamiento y cálculo de 106.756 m. de líneas poligonales. Durante la nivelación de pozos se ejecuta la correspondiente toma de niveles estáticos, para un total de 85 niveles estáticos, así: Del 7 de abril al 4 de mayo/79, 30 niveles tomados (estacional de invierno). Del 12 de junio al 13 de julio/79, 55 niveles tomados (estacional de verano).

**Hidroquímica:** Se ejecuta la toma de 88 muestras en pozos y aljibes localizados en el área de Ubaté, las muestras tomadas son analizadas y se presentan principalmente turbias, con alto contenido en hierro, que constituye su anomalía fundamental, la cual se acentúa en pozos mayores de 5 metros.

**Geofísica:** En la zona de Ubaté se ejecutan 105 sondeos geoelectricos para L/2 = 67.685 m. En el área de Chiquinquirá se realizan 108 sondeos para L/2 = 72.200 m. Se interpreta la totalidad de los sondeos tomados en la zona de

Ubaté, en tanto que en la zona de Chiquinquirá se interpretan 44 sondeos para para L/2 = 24.410 m. En el pozo 209 I B-12 Ubaté, se toman los registros físicos de pozos, SP, Resistividad Larga y Corta, Gamma y Diámetro. En el pozo 190 IV C-114 Capellanía, se toman los Registros físicos de pozo SP, Resistividad Larga, Corta y Gamma. (Cuadro No. 3).

**Perforación:** Durante el período considerado en el presente informe, se perforan los pozos 209 I B-12 Ubaté, 190 IV C-114 Capellanía y 209 I D-I Tausa.

### 3. SECCION DE ESTRATIGRAFIA Y PALEONTOLOGIA

Esta Sección realiza investigaciones orientadas a obtener información de los diferentes formaciones sedimentarias del país. Las actividades se describen en la siguiente forma:

#### Proyecto Terciario de Colombia

Las actividades relacionadas con este proyecto estuvieron principalmente restringidas a la compilación de nueva información estratigráfica y bioestratigráfica a partir de registros geofísicos de perforaciones exploratorias hechas en la región de los Llanos Orientales y en la Costa Noroccidental. La evaluación de esta información es llevada a cabo mediante la utilización conjunta y en forma combinada tres herramientas estratigráficas; foraminíferos, polen y minerales autógenos, con el objeto de establecer unidades bioestratigráficas (microfacies), prácticas de correlación para aplicarlas en la prospección de hidrocarburos y en el control estratigráfico de perforaciones exploratorias, particularmente en la región de los Llanos Orientales.

#### Proyecto Estudio Palinológico de la Formación Ciénaga de Oro

La formación Ciénaga de Oro fue delimitada geológicamente y levantada estratigráficamente por la Sección de Estratigrafía y Paleontología como parte de los trabajos correspondientes a la geología Cuadrángulo F-8 (Planeta Rica). El estudio estratigráfico y bioestratigráfico detallado de esta formación se inició en 1978 y hasta el momento se han estudiado los sedimentos más superiores; los resultados de estos estudios se consignaron en los informes 1740 y 1741. Actualmente se estudian los sedimentos más inferiores de esta Formación (Pozo MO-01).

#### Proyecto Estratigrafía, Facies y Paleogeografía del Sistema Cretáceo de la Cordillera Central.

Este proyecto se lleva a cabo en cumplimiento del contrato celebrado entre INGEOMINAS y la UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA y tiene por objeto primordial la definición, delimitación, denominación y correlación de las diferentes unidades litoestratigráficas que constituyen el sistema cretáceo de la Cordillera Oriental.

Hasta el momento se han elaborado formatos y guías especiales para el establecimiento y descripción de unidades estratigráficas y se han levantado las

columnas estratigráficas correspondientes a las formaciones Paja, Rosa Blanca, Noveta, Socotá, Cimarrona, Tambor y Parte del Girón.

#### Proyecto de Zonificación Palinológica Provisional del Cretáceo de la Cordillera Oriental

Este proyecto es una investigación cooperativa entre la Sección de Estratigrafía y Paleontología del INGEOMINAS y la Sección de Palinología del MUSEO REAL DE GEOLOGIA Y MINERALOGIA DE HOLANDA (LEIDEN). Con este proyecto se intentará efectuar una zonificación con base en palinomorfos de los sedimentos cretáceos de la Cordillera Oriental.

Inicialmente se han reconocido geológicamente y muestreado las zonas de Villa de Leiva y Guateque. Los resultados iniciales de esta investigación se encuentran en el Primer Reporte Periódico de Progreso. El tiempo calculado del proyecto es de dos años.

El Proyecto Devónico, es un estudio paleobiogeográfico de los sedimentos devónicos de Colombia. Es un proyecto llevado a cabo por un funcionario del Departamento de Ciencias Geológicas de la Universidad de Chicago y en el cual la Sección de Estratigrafía y Paleontología del INGEOMINAS actúa como contraparte colombiana dando en esta forma cumplimiento a las normas vigentes establecidas por el Comité Nacional de Ciencias de la Tierra.

Inicialmente se reconoció y muestreó la región de La Floresta (Boyacá), el estudio detallado de esta fauna está siendo llevada a cabo en los laboratorios de la Universidad de Chicago.

#### Recursos Minerales de Colombia

El geólogo Raúl Angulo Carmona invirtió todo el tiempo (hasta febrero/79 en la edición de la publicación Recursos Minerales de Colombia. Los resultados de este trabajo se publicaron con número especial del Boletín Geológico No. 1 y fueron presentados en el Segundo Congreso Colombiano de Geología (diciembre 1978).

#### Seminario Sobre "El Cuaternario de Colombia"

En cooperación con el Centro Interamericano de Fotointerpretación (CIAF), Departamento de Geología (Universidad Nacional), Departamento de Biología (Universidad Nacional), Instituto de Ciencias Naturales (Universidad Nacional) Instituto Geográfico Codazzi el INGEOMINAS por intermedio de la Sec. de Estratigrafía y Paleontología participa en la coordinación del mencionado Seminario que se llevará a cabo en las instalaciones del CIAF a finales de agosto de 1980.

#### Investigación y Docencia en las Ciencias Geológicas en Colombia. (Diagnóstico y Proyecciones).

La Sección de Estratigrafía y Paleontología participó activamente en este

proyecto de investigación adelantado por el Comité Nacional de Ciencias de la Tierra, el cual concluyó con un documento que lleva el mismo título de la Investigación.

#### Reconocimiento de la Cordillera Occidental

A finales del mes de septiembre y comienzos de octubre de 1978, se realizó una comisión de reconocimiento a las áreas de Amagá, Santa Fe de Antioquia, Dabeiba, Frontino, Bolívar, Urrago, Apía, Mistrató, Santa Cecilia (Regional Medellín), con el objeto de observar y discutir en el campo algunos de los problemas estratigráficos, sedimentarios y de ambiente geológico característicos de la Cordillera Occidental y sus posibles relaciones con las extensiones meridionales y septentrionales. Los resultados de esta comisión están en proceso de informe.

#### §. SECCION DE GEOFISICA

Esta sección ha participado en varios estudios tanto de Polarización Inducido, Resistividad, Magnetometría y Gravimetría, tendientes a prestar el apoyo requerido en los Proyectos de Metales Básicos.

#### El Infierno y Acandí

Durante el tercer trimestre de 1978, la Sección realizó los informes correspondientes a las áreas del Infierno (Tolima) y Acandí (Chocó), cuyos trabajos de Polarización Inducida-Magnetometría habían sido terminados en febrero y marzo, respectivamente.

El área cubierta para la zona de Acandí fué de 4 km<sup>2</sup> con 12,8 km-línea y el área del infierno tuvo un cubrimiento total de 5.7 km<sup>2</sup>. repartida en doce transversas y una línea base, para un gran total de 37.0 km-línea efectuados. Este último trabajo se llevó a cabo para la Regional de Ibagué que tenía algunos estudios asociados con el Proyecto de Metales Básicos. Durante la primera quincena de septiembre se realizó un levantamiento gravimétrico en la Serranía de Perijá. Los resultados de estos trabajos están consignados en un informe preliminar. En el área mencionada anteriormente se levantaron 220 estaciones gravimétricas que luego se utilizaron para el trabajo gravimétrico de Anomalías Simple de Bouguer.

#### Centro Electrónico

La Sección ha estado llevando a cabo en asocio con la Universidad Nacional (Centro de Cálculo Electrónico), un programa para el procesamiento de los datos de Polarización Inducida Resistividad, el cual actualmente se encuentra a disposición de los datos de campo para su aplicación directa.

#### Area de Mocoa

En desarrollo de este proyecto se han ejecutado las siguientes actividades:

Topografía: En el mes de febrero se iniciaron los levantamientos topográficos en la región de Mocoa y con ésto se elaboró un mapa base para los siguientes



Otros Trabajos Realizados

<u>Cantidad</u>	<u>Clase de Trabajo</u>	<u>Destinatario</u>
15	Secciones delgadas	Instituto Agustín Codazzi
14	Superficies pulidas	Instituto Agustín Codazzi
11	Análisis macroscópica	Laboratorio Químico
187	Microfotografías con descripciones y dibujos esquemáticos	Dr. Gabriel Paris Q. Jefe de la División de Investigaciones Geológicas de Popayán.
9	Análisis petrográficos	Instituto Agustín Codazzi

**7. BIBLIOTECA**

Uno de los principales objetivos del Ingeominas es promover la investigación entre los miembros de su personal y poner al alcance la comunidad colombiana los resultados de las mismas, y lógico es que cuente en su estructura interna con una buena biblioteca que supla las demandas de información permanentes de los especialistas que allí laboran.

Servicios

Los servicios de la biblioteca se han incrementado en forma altamente satisfactoria: los puestos de lectura se duplicaron, se firmaron convenios de intercambios de información con diferentes instituciones y se sostiene el préstamo interbibliotecario con las mismas. A nivel internacional las solicitudes de información son cada vez mayores y el intercambio de documentos favorece notablemente los intereses de la biblioteca y de los usuarios.

Comparativamente, teniendo en cuenta las épocas de cierre de la Biblioteca ocasionadas por la remodelación y el curso dictado, se puede apreciar el aumento en consultas, así:

	<u>1978</u>		<u>1979</u>	
	<u>Lectores</u>	<u>O.C.</u>	<u>Lectores</u>	<u>OC</u>
Febrero	373	590	No hubo servicio	172 236
Marzo	430	624	6 días	
Abril	391	714		607 726
Mayo	375	673	Cerrada	
Junio	384	501	Cerrada	
Julio	No se llevó estadística			735 1.049

**8. MUSEO GEOLOGICO**

Visitas Periódicas

Durante el tiempo a que se refiere el presente informe fueron atendidas 11.187 personas interesadas en conocer los minerales, las rocas y los fósiles de Colombia y del exterior que se encuentran en exhibición conformando la Colección Geológica (Económica e Histórica).

En agrupación y con cita previa, se atendió:

Nivel Universitario (Facultades varias)	40 grupos
Nivel Secundario (Cursos varios)	104 "
Nivel Primario.(Cursos varios)	22 "
Nivel Preescolar	2 "
<b>Total</b>	<b>168</b>

Los visitantes del exterior que se atendieron procedían de: U.S.A., Canadá, Mexico, Venezuela, Inglaterra, España, Alemania, Austria, Polonia, Italia, Rusia y Japón.

Consultas Geológicas y Análisis de Muestras

Durante el año de labores a que refiere el presente informe se absolviéron consultas de particulares relacionadas con diferentes aspectos Geológicos: así: se atendió a interesados en la localización de materia prima mineral para su aplicación en diferentes industrias; interesados en determinaciones Mineralógicas, Petrográficas y Paleontológicas; interesados en la ayuda para trabajos de Tesis de Grado Universitario, e investigaciones a todo nivel educativo. En promedio 3 consultas diarias fueron atendidas durante el año, relacionadas con las anteriores inquietudes.

**9. INVESTIGACIONES ESPECIALES**

Exploración Geotérmica

Mediante contrato suscrito entre INGEOMINAS y el ICEL, se inició la primera exploración geotérmica del país, en el Macizo Volcánico del Ruiz, (Cordillera Central), en una superficie de 15.000 km<sup>2</sup>. El propósito de esta investigación es determinar las posibilidades de acumulaciones de agua y gas para su futuro aprovechamiento como fuente de energía. Para la ejecución de esta fase se cuenta con la colaboración de la Oficina Regional de Ibagué, la Subdirección de Investigaciones Químicas, las Secciones de Geofísica y Sensores Remotos.

**II**  
**ACTIVIDADES DESARROLLADAS POR LA SUBDIRECCION  
DE ASUNTOS REGIONALES**

La Subdirección de Asuntos Regionales, a través de sus oficinas regionales de Medellín, Bucaramanga, Sogamoso, Ibagué y Popayán, llevó a cabo las siguientes actividades:

**1. CARTOGRAFIA GEOLOGICA REGIONAL Y PROSPECCION GEOQUIMICA REGIONAL**

En esta actividad se cubrieron 7.592 km<sup>2</sup> en las siguientes áreas:

- Cuadrángulo 1-7, Urrao; en el departamento de Antioquia
- Cuadrángulo K-7, Cartago; cubre parte de los departamentos de Caldas, Valle, y Quindío.
- Cuadrángulo F-12, Ocaña; cubre parte de los departamentos de Norte de Santander y Santander.
- Cuadrángulo J-10, Muso-La Palma; cubre parte de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Santander.
- Cuadrángulo M-7, cubre parte de los departamentos del Valle, Tolima y Huila.
- Cuadrángulo P-4, Pasto, cubre parte de los departamentos de Nariño y Cauca.

Como complemento de la actividad de cartografía geológica y prospección geoquímica se colectaron 11.700 muestras para análisis químicos, geoquímicos y petrográficos, se midieron 5.200 metros de columnas estratigráficas y se reconocieron fotogeológicamente 4.940 km<sup>2</sup>.

Como resultado del reconocimiento geoquímico regional se localizaron más de 40 anomalías geoquímicas para diferentes elementos minerales, algunas de las cuales están siendo investigadas en detalle con miras a establecer sus posibilidades económicas.

Dentro de esta misma actividad se inició y/o continuó y terminó la elaboración de los informes geológicos y geoquímicos correspondientes a los Cuadrángulos J-8, Sonsón; I-7, Urrao; J-7, Riosucio; I-12, San Gil; I-13, Chiquinquirá; L-8, Ibagué; K-8, Manizales, cuyos trabajos se habían terminado previamente.

**2. RECONOCIMIENTO GENERAL DE OCURRENCIAS MINERALES**

Dentro de esta actividad los trabajos estuvieron concentrados en el departamento de Antioquia, donde se reconocieron 176 ocurrencias minerales entre minas activas, prospectos y manifestaciones, relacionadas principalmente con oro de filón y aluvión, cobre y manganeso.

**3. EXPLORACION DE OCURRENCIAS MINERALES EN AREAS ESPECIFICAS**

Como resultado de los trabajos de cartografía geológica regional, geoquímica regional y el reconocimiento de las ocurrencias minerales presentes en las áreas estudiadas se seleccionaron 12 zonas específicas en las cuales se iniciaron trabajos detallados de exploración. Estas áreas son:

- Area de la Quebrada Pacora en el departamento de Antioquia, de interés para mercurio.
- Area de Riopozo-San Lorenzo en el departamento de Antioquia, de interés para zinc, cadmio, molibdeno y plata.
- Area de La Quebrada La Loma en el departamento de Antioquia, de interés para manganeso y cobre.
- Area del Río Andágueda en los departamentos de Antioquia y Chocó, de interés para cobre, molibdeno, oro y plata.
- Area de García Rovira en el departamento de Santander, de interés para Plomo, zinc y hierro.
- Area de Peralonso en el departamento del Tolima, de interés para cobre.
- Area de Hatoviejo-Puente Tuamo, en el departamento del Tolima, de interés para cobre, molibdeno y tungsteno.
- Area de Aranzazu-Salamina, de interés para mercurio.
- Area de La Vega-Almaguer en el departamento del Cauca, de interés para antimonio, oro y plata.
- Area Páramo de Urrao en el departamento de Antioquia, de interés para cobre, plomo y zinc.
- Area de La Baja en el departamento de Santander, de interés para oro.
- Area de La Sierra en el departamento del Cauca, de interés para Crisofilo y cromita.

**4. PROYECTO MINERO CON LAS NACIONES UNIDAS - METALES BASICOS SEGUNDA FASE.**

Dentro de este Proyecto se adelantaron trabajos de exploración y prospección en las áreas de Acandí, Rovira, Patascoy, Piedrancha y Mocoa.

En las áreas de Acandí y Rovira se perforaron 2.330 metros con broca de diamante y se analizaron 1.540 muestras de núcleos para cobre, molibdeno, plomo, zinc, oro y plata. Los tenores de estos metales, aunque anómalos, no son rentables, al menos en las condiciones actuales. Se redactaron los informes finales correspondientes.

El área de Patascoy fue descartada después de una exploración sistemática con base en técnicas de prospección de superficie.

El área de Piedrancha sólo fue explorada en forma regional; aún no se conocen en modo cierto sus posibilidades mineras.

A partir del año 1979, el proyecto ha concentrado sus esfuerzos en el área de Mocoa, la cual presenta muy buenas posibilidades para el hallazgo de un depósito comercial de cobre y molibdeno.

Hasta el momento han sido perforados un total de 9 645 pies (2.940 metros) y analizados para cobre y molibdeno un total de 1.930 núcleos de perforación.

El área de influencia de las perforaciones y los tenores de cobre y molibdeno obtenidos hasta el momento, nos indican la presencia de una mineralización de carácter comercial. Se pueden establecer reservas inferidas del orden de los 30 millones de toneladas con tenores promedios de 0.53% de cobre y 0.01% de molibdeno, lo cual en términos económicos representa un retorno aproximado de US\$20.00 por tonelada. Si las perforaciones futuras conservan los mismos parámetros, Mocoa puede constituirse en un depósito económico comparable a algunos de los más importantes del cinturón cuprífero americano.

### III

#### ACTIVIDADES REALIZADAS POR LA SUBDIRECCION DE INVESTIGACIONES QUIMICAS

Las actividades desarrolladas por la Subdirección de Investigaciones Químicas del INGEOMINAS se han dirigido a dar cumplimiento a los programas de control de calidad y prospección geoquímica.

A través de las cuatro secciones con que cuenta actualmente la organización del laboratorio, como son las de química orgánica, química inorgánica, química agrícola y geoquímica se han venido realizando las labores orientadas fundamentalmente a la química analítica, para lo cual cuenta con personal capacitado, 33 profesionales incluyendo al subdirector y 34 auxiliares, entre laboratoristas y ayudantes de laboratorio, y con equipos aptos que le permiten enfrentar los problemas que ofrecen las técnicas de la analítica instrumental, espectrografía de emisión y absorción, electroanálisis, cromatografía y otras técnicas separativas y analíticas.

Las labores se efectúan como servicio requerido por la industria, empresas privadas y oficiales solicitadas para utilización en control de calidad, certificación de materiales, sustitución de productos y de control o estudio de defectos en procesos industriales, etc.

En el campo de control de calidad realiza este laboratorio los análisis de toda clase de productos, artículos, materias primas o materiales enviados por las industrias a través de la Superintendencia de Industria y Comercio o directamente por las empresas públicas o privadas, o por personas naturales.

En el campo geoquímico asesora y presta su apoyo químico, tanto al pequeño minero como a entidades oficiales y privadas relacionadas con la minería, con el objeto de contribuir al desarrollo de la industria minera y actividades afines. En este aspecto desarrolla principalmente su campo de acción en la ayuda y cooperación de los programas emprendidos en el Ingeominas sobre prospección geoquímica.

Además de las actividades analíticas desempeñadas, tanto en el campo de control de calidad como en el de la Geoquímica, esta Subdirección participa de manera activa y eficaz en todas las etapas de la normalización en los comités técnicos y consejo directivo del Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC) a través de sus respectivos representantes, en el Consejo Nacional de Normas y Control de Calidades de la Superintendencia de Industria y Comercio del Ministerio de Desarrollo y en la Junta General de Aduanas en la interpretación y correcta aplicación de los aranceles.

Con el objeto de estudiar y calificar el control de calidad realizado en algunas industrias para elegir la merecedora al Premio Nacional de la Calidad 1979, otorgado por el Gobierno, cuatro profesionales de esta Subdirección visitaron las empresas INEXTRA, ENKA DE COLOMBIA, FACOMEG y TRANSEJES en las ciudades de Medellín, Bucaramanga y Cali respectivamente. Es importante anotar la participación activa de esta Subdirección en el contrato suscrito entre el INGEOMINAS e INTERCOR, convenio con SIDERBRAS y CARBOCOL, en los análisis químicos inmediato y elemental, ensayos físico químicos, fusibilidad y determinación de composición de las cenizas de las muestras de carbones colombianos con el objeto de determinar su calidad, clasificación y recomendar su correcta utilización.

A través de dicho contrato y convenios, se ha logrado la adquisición de equipo moderno y funcional, así como también de tecnología actualizada. Con base a esta dotación, una de las actividades de este laboratorio ha sido la de montaje de dichos equipos y estandarización de las nuevas técnicas adquiridas.

Se logró la compra de un cromatógrafo de gases, cuya adquisición se venía haciendo indispensable para cumplir en forma eficiente el control de calidad en alcoholes, licores, thinners y otros.

Se ha continuado realizando el control de los aceites lubricantes, grasas, fósforos, chupas, líquidos para frenos, harinas, cementos, metales ferrosos y no ferrosos, sulfatos de aluminio, etc.

Se llevaron a cabo y se continúan efectuando prácticas químicas sobre análisis en colaboración en el Departamento de Química de la Universidad Nacional y de concentración de minerales con grupos de estudiantes de Ingeniería Metalúrgica de la Universidad Libre.

Actualmente, colabora esta Subdirección en los programas que sobre geotermia se encuentra adelantando el Ingeominas con el Gobierno Italiano en el departamento de Caldas y en los estudios sobre aguas con el grupo de hidrogeología de este Instituto.

Se continúa prestando la colaboración en el desarrollo de los trabajos de tesis de estudiantes de Química e Ingeniería Química de distintas Universidades.

En coordinación con el Departamento de Química de la Universidad Nacional se han organizado seminarios y foros sobre temas relacionados con los carbones colombianos, con exposición de trabajos realizados por profesionales de este Laboratorio.

Participación en el III Congreso de Química Pura y Aplicada llevado a cabo en la ciudad de Cali, en el cual uno de nuestros químicos fue ponente de un trabajo sobre "Instalación de una Empresa Salinera en Somondoco", trabajo que fue merecedor del Premio de Química creado por las Directivas del Instituto en 1978, al trabajo mejor realizado por los profesionales al servicio del Ingeominas.

Participación en el VIII Congreso Latinoamericano de Ingeniería Química con presentación de un trabajo sobre "Clasificación de los Carbones Colombianos" de uno de nuestros profesionales.

A continuación se relacionan las actividades analíticas realizadas en cada una de las Secciones de este Laboratorio.

**TOTAL DE MUESTRAS PROCESADAS**

Sección	Proyecto 2 Normas y Control de Calidades		Proyecto 3 Investigaciones Geoquímicas	
	No. M	No. D.	No. M.	No. D.
AGRICOLA	558	9.319	119	1.411
ORGANICA	2.193	10.605	331	3.932
INORGANICA	2.081	12.394	137	2.120
GEOQUIMICA	1.769	33.725	3.243	49.594
Total . . . . .	6.601	66.043	3.830	57.057
Gran total de muestras . . . . .				10.431
Gran total de determinaciones . . . . .				123.100
Número de personas naturales asesoradas . . . . .				542
Número de entidades (personas jurídicas) asesoradas . . . . .				691

**2- IAN**

## 1. GEOLOGIA

- a) Se inició el desarrollo del proyecto PNUD-IAN, en el cual actúa el Organismo Internacional de Energía Atómica como agencia ejecutora; este proyecto denominado "Prospección de Minerales Radiactivos", tiene una duración de dos años y un valor aproximado de US\$2'000.000; su objeto es preparar personal colombiano en los trabajos de exploración general, para que pueda adelantar tareas similares en un futuro, y que a la vez podrá servir de contraparte en el desarrollo de los contratos de asociación firmados para la exploración y explotación de minerales radiactivos. En desarrollo del programa se cumplieron las siguientes actividades:
- 1) La prospección aérea en el sur de Córdoba, La Serranía de San Lucas y la región de Zapatoca, trabajo que permitió delimitar las áreas de mayor interés para uranio en las tres zonas.
  - 2) La prospección vial en las mismas zonas con el objeto de verificar los resultados de la prospección aérea.
  - 3) La adecuación de los laboratorios del IAN en relación con la preparación y análisis de muestras.
- b) Se inició el programa de asistencia técnica en perforación para uranio en el área de Zapatoca, habiéndose abierto una oficina del IAN en dicha localidad para atender a esta labor. El programa es financiado por el Organismo Internacional de Energía Atómica, OIEA, y el Instituto de Asuntos Nucleares y tiene una duración de unos diez meses; su costo aproximado es de US\$500.000. El objeto es el de preparar personal colombiano en tareas de evaluación de yacimientos.
- Al concluir el programa con Naciones Unidas y el programa con el OIEA se propondrá la continuación de los mismos para que cubran toda la etapa de exploración y evaluación (hasta la producción de estudios de factibilidad) de los minerales radiactivos.
- c) En desarrollo del Contrato de Asociación con la Compañía francesa MINA-TOME se realizan trabajos en las siguientes áreas:

— **Corregimiento de Berlín (Caldas):** Se está empezando a evaluar la mineralización de uranio mediante la apertura sistemática de trincheras, calicatas y túneles. Se han iniciado los ensayos de metalurgia extractiva preliminar.

— **Palermo (Huila) y Ocaña (Norte de Santander):** Se adelantan algunas perforaciones esporádicas para delimitar las mineralizaciones de uranio.

— **Quetame (Cundinamarca):** Se continúa delimitando las mineralizaciones de uranio en condiciones de trabajo muy difíciles.

— **Otras áreas, como la Unión, Montebello y Abejorral (Antioquia), Chaparral y Natagaima (Tolima), y Gaitania (Huila),** continúan en una etapa de exploración preliminar.

- d) **En desarrollo de los contratos de asociación con ENUSA se delimitaron veintidos pequeñas áreas de interés para continuar la exploración en detalle, comprendidas en los departamentos del Meta, Cundinamarca, Boyacá y Santander del Sur y las Comisarias del Guainía y Vaupés**

Los trabajos realizados en estas áreas continúan siendo de exploración general y las perforaciones se empezarán en el curso del próximo año.

Durante este período se han invertido en exploración de uranio por parte de los proyectos con el OIEA, el PNUD, ENUSA y MINATOME unos US\$ 7'000.000.

- e) **Se han continuado los contactos con PNC del Japón, KMC de Korea del Sur y Cogema de Francia, tendientes a adelantar labores de exploración conjunta. En estos nuevos programas se espera la colaboración de COLURANIO. S.A., entidad encargada de la explotación de uranio en Colombia.**

## 2. ENERGIJA SOLAR

- a) **Se concluyó la elaboración del Mapa de Intensidad de Brillo Solar en Colombia, que ha recibido gran difusión en el país, y se inició la elaboración del Mapa de Irradiación Solar.**
- b) **La Sociedad Colombiana de Energía Solar y Energías no Convencionales, SOCES, escogió como sede al IAN, donde ya se ha organizado una sección de la Biblioteca especializada en energías no convencionales. Además, se inició la preparación de un proyecto para el establecimiento de un Departamento de Energía Solar en el Instituto.**

## 3. QUIMICA Y BIOQUIMICA

- a) **Se instaló en el reactor un nuevo equipo para el análisis de muestras geológicas (uranio, torio) con el que se espera atender mejor la demanda por servicios analíticos. Para el desarrollo del Programa Nacional de Cáncer se inició la adecuación de los Laboratorios de Bioquímica y Medicina con el objeto de que se pueda suministrar a los médicos los elementos radiactivos necesarios para el funcionamiento de los diferentes equipos que emplean.**
- b) **Se consiguió la financiación del Organismo Internacional de Energía Atómica para el desarrollo de un proyecto en colaboración con el ICA, destinado a la determinación de las causas de baja fertilidad en el ganado vacuno en Colombia.**
- c) **Por otra parte, se continuó proporcionando oro radiactivo a las compañías petroleras que lo emplean en la exploración; se continuó la datación de muestras arqueológicas en el Laboratorio de Carbono-14; se desarrollaron nuevos nucleoequipos para suministro al cuerpo médico y se terminó la instalación de un Laboratorio para Espectrometría.**

## 4. TECNOLOGIA Y FISICA NUCLEAR

- a) **El reactor continuó funcionando como instrumento básico de las diferentes actividades del Instituto, y de respaldo al desarrollo de las tareas de geología.**
- b) **La Fuente de Cobalto sirvió para adelantar, en colaboración con universidades, investigaciones sobre los efectos de la radiación en los diferentes productos alimenticios.**
- c) **El Departamento de Física dictó cursos a las Universidades del Tolima, Pedagógica, Quindío y UPTC en el campo de física nuclear.**
- d) **El Laboratorio de Electrónica ha visto una creciente demanda por sus servicios de mantenimiento y reparación de equipo médico y geológico.**

## 5. RADIOFISICA SANITARIA

- a) **Con el desarrollo del Programa Nacional de Salud este Departamento ha venido incrementando paulatinamente sus servicios de dosimetría, calibración de fuentes, otorgamiento para licencia de importación y manejo de radionúclidos y almacenamiento de desechos radiactivos.**
- b) **En el mes de febrero se realizó el VII Curso de Instrumentación Nuclear para Médicos (Instituto Nacional de Cancerología y Hospital Militar Central).**

- c) Se ha empezado la elaboración de normas de seguridad que serán observadas por COLURANIO, MINATOME, ENUSA y otras Compañías Mineras de Uranio, en la extracción de este mineral.

#### 6. APLICACIONES EN INGENIERIA E INDUSTRIA

El área ha continuado prestando sus servicios de ensayos no destructivos; desarrolla una investigación de recursos hídricos subterráneos de la Sabana de Bogotá, la Guajira y Norte de Santander; y, está preparando el Laboratorio de Metalurgia Extractiva para los minerales radiactivos.

El OIEA aprobó el Proyecto de Espectrometría de Masas que le fué presentado con el fin de dotar al IAN de un Laboratorio para la determinación de isótopos presentes en aguas. Este Laboratorio permitirá desarrollar más ambiciosos proyectos de investigación de recursos hídricos.

#### 7. APLICACIONES AGROPECUARIAS

Durante este lapso se concluyó el estudio sobre mejores épocas de aplicación de fertilizantes a cultivos de arroz. Los resultados son interesantes y esperan ser publicados durante el presente año. A la vez, se han iniciado programas similares en colaboración con el ICA, pero orientados hacia los cultivos de algodón y de papa.

#### 8. OTRAS ACTIVIDADES

- a) Durante este período se recibió la visita de un Comité Evaluador del Organismo Internacional de Energía Atómica, quien hizo un estudio del desarrollo de los proyectos del Instituto patrocinados por el OIEA y a la vez una recomendación para las programaciones futuras.
- b) Se continuó la preparación de los tres proyectos de Ley relacionados con las actividades nucleares en Colombia. Esta labor se realiza conjuntamente con el Ministerio de Relaciones Exteriores y tiene por objeto el facilitar el desarrollo pacífico de la energía nuclear en el país.
- c) Se terminó la tercera etapa del programa WASP, consistente en estudiar la expansión óptima del sector eléctrico colombiano, incluyendo la variable nuclear.
- d) Se concluyó un estudio de reorganización del Instituto de Asuntos Nucleares con el objeto de que pueda atender al desarrollo de todas sus actividades. Este estudio determina que es necesario una reforma a la estructura y a la planta de personal del IAN.

**3 - COLURANIO**

**I. CONTRATOS DE ASOCIACION CON LAS COMPANIAS  
MINATOME DE FRANCIA Y ENUSA DE ESPAÑA**

Se ha participado conjuntamente con el Instituto de Asuntos Nucleares I.A.N. en la administración y desarrollo técnico de la exploración correspondiente a los Contratos de Asociación celebrados con estas compañías. Estos contratos están en proceso de traspaso a COLURANIO, a cuyo cargo quedará su manejo y control.

El objetivo fundamental de estas labores ha sido la búsqueda para un futuro desarrollo de yacimientos uraníferos económicamente explotables, que le permitan a la compañía cumplir su finalidad de adelantar en el país el ciclo del combustible nuclear.

Para tal efecto, el personal técnico de COLURANIO realiza trabajos de comprobación, tanto en el campo de los datos radimétricos, características geológicas y otras informaciones pertinentes recolectadas por las compañías asociadas, cuanto de los procesos empleados y las técnicas desarrolladas en los mismos.

**A. Actividades realizadas en desarrollo del contrato con la Compañía MINATOME COLOMBIANA LTDA.**

En cuanto a este contrato se están concluyendo los trámites necesarios para el traspaso de su administración del Instituto de Asuntos Nucleares I.A.N. a COLURANIO S.A.

Las labores realizadas,son las siguientes:

<u>ZONA</u>	<u>LABOR REALIZADA</u>
Ocaña (N. de Santander)	Cartografía, radimetría y geoquímica
Berlín (Caldas)	Cartografía, radimetría y labores mineras.
Palermo (Huila)	Cartografía y radimetría
Quetame (Cundinamarca)	Cartografía y radimetría

- B. Actividades realizadas en desarrollo del Contrato con la Compañía ENUSA COLOMBIANA de España.

<u>ZONA</u>	<u>LABOR REALIZADA</u>
Lebrija (Santander)	Cartografía, radimetría y geoquímica
Contratación (Santander)	Cartografía, radimetría y emanometría
Paipa, Tuta, Iza, Pesca (Boyacá)	Emanometría y radimetría

II. PARTICIPACION CON EL INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES I.A.N. EN EL PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO P.N.U.D.

El programa que se viene adelantando conjuntamente con el Instituto de Asuntos Nucleares I.A.N. en desarrollo del convenio con las Naciones Unidas P.N.U.D., está orientado a la prospección y evaluación de recursos de uranio en áreas situadas en los departamentos de Córdoba, Bolívar y Santander. Así mismo, un objetivo de este proyecto es la capacitación del personal técnico de la Compañía en los métodos y técnicas para la exploración de zonas uraníferas.

Para atender a los objetivos inmediatos se seleccionaron tres (3) áreas que se presentan para incrementar las etapas de prospección y de evaluación.

A. Area uno (Abibe - San Jerónimo)

En esta área se realizó una prospección aérea espectrométrica con el fin de definir sectores con posibilidades de mineralizaciones de metales básicos (cobre, plomo, níquel, cromo).

B. Área dos (Oriente Serranía de San Lucas)

En esta área se ejecutó una prospección aerogeofísica similar a la del área uno. Un cubrimiento más detallado puede ser necesario para obtener datos espectrométricos de las anomalías regionales más interesantes; este cubrimiento no excedería un 100/o del total de kilómetros lineales volados en las dos áreas.

C. Area tres (Zapatoca)

Se han realizado trabajos de evaluación preliminar de los indicios ya conocidos. Los métodos sistemáticos que se emplearon fueron: Prospección aérea, mapas geológicos locales, traversas mediante el empleo de emanometría y scintilometría terrestre, geoquímica de aguas y sedimentos.

Así mismo, se iniciarán trincheras, perforaciones y perfiles de pozos. El trabajo analítico necesario como soporte a las operaciones de campo será proporcionado por los laboratorios del IAN. Todas las anomalías y ocurrencias de uranio

confirmadas y delimitadas por los métodos descritos anteriormente, serán objeto de una investigación y evaluación posterior por parte del IAN.

III. EXPLORACION EN AREAS NUEVAS POR CUENTA DE LA COMPANIA

Este proyecto se está desarrollando y tiene por objeto llevar a cabo por cuenta de la Compañía trabajos de exploración que nos permitan, principalmente, mediante sistemas de radimetría vial, determinar zonas o lugares con anomalías de uranio en áreas aledañas a los caminos carretables del país.

IV. PROYECTO DE CONTRATO CON LA COMPANIA COGEMA DE FRANCIA

Se han adelantado conversaciones con los representantes de la Compañía COGEMA de Francia, así como las gestiones correspondientes ante el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación y la Oficina de Cambios, tendientes a llegar a un acuerdo satisfactorio para esa Compañía y COLURANIO que nos permita adelantar la exploración conjunta de materiales radiactivos en diversas áreas del territorio nacional.

De otra parte, se han realizado las siguientes labores de carácter técnico:

<u>ZONA</u>	<u>LABOR REALIZADA</u>
Mogotes-Floresta (Santander y Boyacá) 7.000 Km <sup>2</sup>	Reconocimiento geológico y radimetría.

Finalmente se han sostenido conversaciones referentes a la posibilidad de celebración de nuevos contratos de asociación con las Compañías P.N.C. del Japón, URANGESELLSCHAFT de Alemania y AGIP de Italia.

La financiación de todos los programas que adelanta la Compañía está asegurada, teniendo en cuenta el aumento de capital, que pasó de 27 a 59 millones de pesos, en el presente año.

**4 - ECOMINAS**

## **ECOMINAS**

La Empresa Colombiana de Minas "ECOMINAS" es una entidad industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía que tiene como función primordial la de explotar y administrar los yacimientos mineros que descubra o le asigne el Estado.

Creada en el año de 1968 por el Decreto 912 con el nombre de "Empresa Colombiana de Esmeraldas", pasó luego a denominarse "Empresa Colombiana de Minas" y en la actualidad tiene bajo su responsabilidad el manejo de diversos depósitos mineros, tales como los de esmeraldas, cobre, fosfatos, azufres, yesos, etc. y los demás que le aporte el Ministerio de Minas y Energía.

Prácticamente desde su fundación, la Empresa se vió afectada de una creciente y deplorable situación en todo aspecto. La responsabilidad de administrar las minas de esmeraldas de la reserva especial que le asignó la Ley, no pudo cumplirse, más que todo por la descomposición moral que la aquejó y la total inexperiencia minera de sus administradores. La Empresa y sus minas se convirtieron en el objeto de toda clase de despojos y atropellos. Las minas fueron invadidas por cerca de 20.000 personas quienes por causa de las explotaciones clandestinas y el mercado ilegal de gemas, crearon gravísimas situaciones de orden público que registraban crecido número de víctimas por día.

La Empresa, que por ser comercial e industrial del Estado, tenía que generar sus propios recursos, no logró este objetivo siquiera en mínima parte, a pesar de los importantes yacimientos mineros que tenía a su cargo. En dos años la Empresa en Muzo y Cosquez comprometió recursos por \$75'000.000.00 para producir \$28'000.000.00, en tanto que el comercio clandestino en el mismo período registraba exportaciones por la suma de \$2.300 millones. Se fueron adquiriendo deudas y compromisos que, por anticipado, se sabía que no era posible cumplir. Con el comercio, con los bancos, con proveedores, con sus empleados, se firmaron documentos, pagarés, letras, sin ninguna posibilidad de cancelación. Se nombraban trabajadores o se desvinculaban, sin sujeción alguna a las normas legales, multiplicando cada vez más los futuros pleitos contra la Empresa, con grave atentado a sus intereses. Es muy posible que ningún Instituto del Estado haya tenido peor crisis y mayor desprestigio y descomposición moral. La Empresa adquirió en la opinión pública hasta la celebridad de que los cargos en las minas se remataban, casi que en pública subasta y por muy cortos períodos de tiempo. La nómina, incluyendo los trabajadores de las minas, era de más de 600 personas.

La violencia en las minas determinó su cierre y la ocupación militar de las áreas en el año de 1973.

La Empresa continuó en descenso. El balance de sus actividades hasta el año de 1976 era deplorable por todo concepto. El déficit financiero sobrepasaba los \$50'000.000.00. El Gobierno Nacional ordenó entonces una drástica orientación en tal organismo y la designación de nuevas Directivas.

Se estimó que una posible fuente de capitalización inmediata, podría definirse con la reapertura de las minas de esmeraldas de la reserva especial, clausuradas cuatro (4) años atrás. Se orientaron entonces todos los esfuerzos para lograr este objetivo.

Considerando la serie de fracasos que la Nación había tenido en el manejo de estas minas, se elaboró cuidadosamente un proyecto de contrato, según el cual grupos de particulares adelantarían su explotación a nombre de ECOMINAS, pero con la modalidad de que se reconocerían por anticipado sumas significativas de la importancia de las minas a la Empresa, al departamento de Boyacá y a los municipios en cuyas jurisdicciones se encuentra el área de la reserva.

Dentro de esta modalidad, se adjudicaron las minas de Muzo, Coscuez y Peñas Blancas en sendos contratos cuya duración es de cinco (5) años y que, de cumplirse, determinarán ingresos en los cinco años cercanos a los \$1.400 millones. Estos contratos garantizarán, además, por primera vez en toda la historia de las minas, regalías equivalentes a un 23% de los recursos que perciba la Empresa.

Los contratos de las minas de la reserva han determinado situaciones, unas muy favorables y otras que presentan características llenas de dificultades. Entre las primeras, podemos enunciar la completa pacificación de la zona de occidente de Boyacá, donde actualmente se encuentran trabajando en las minas cerca de 1.000 obreros y se ha recuperado en su totalidad el concepto, antiguamente muy precario, de que la Entidad titular de tales minas es la Empresa Colombiana de Minas. Por primera vez en los anales de las esmeraldas, nueve municipios de la región y el departamento de Boyacá se han hecho beneficiarios de regalías causadas por cuantías de cerca de \$63 millones, de las cuales hasta la fecha aproximadamente se han pagado un 50%. La Empresa Colombiana de Minas también modificó muy favorablemente su situación presupuestal; sus deudas que ascendían a \$50 millones, las ha venido cancelando normalmente en la actualidad y solo falta terminar de cumplir compromisos con algunas entidades oficiales como la Contraloría, Fondo Nacional de Ahorro y los que le decreten los Jueces Laborales por las numerosas demandas que ventilan contra Ecominas por decisiones de las anteriores administraciones. Se ha podido iniciar algunos programas de fomento minero, otorgar nuevos aportes financieros a las Empresas de Fosfatos de Boyacá, Norte de Santander y Huila, a la Empresa Colombiana de Uranio, a los programas para la investigación y explotación de los recursos de roca fosfórica y minerales de cobre, etc.

La Empresa actualmente cuenta con recursos por cuantía de \$100 millones que se encuentran depositados en el Banco Central Hipotecario, y en su favor también se han causado obligaciones, pendientes de pago, por cerca de \$150 millones adicionales, que completan activos por \$250 millones aproximadamente.

Las apropiaciones aportadas a los proyectos mineros, se pueden discriminar así:

Para el estudio de factibilidad que se adelantará con el Banco Interamericano de Desarrollo. . .	\$ 43'000.000.00
Proyecto de Cobre en Antioquia y Chocó . . .	\$ 12'000.000.00
Empresa de Fosfatos de Boyacá . . . . .	\$ 2'000.000.00
Empresa de Fosfatos de Norte de Santander . .	\$ 2'000.000.00
Empresa de Fosfatos del Huila . . . . .	\$ 10'000.000.00
Empresa Colombiana de Uranio . . . . .	\$ 3'000.000.00
	<u>\$ 72'000.000.00</u>

En la actualidad la planta solo cuenta con seis (6) profesionales que, con el personal administrativo indispensable, secretarias, contador, cuatro celadores, tres choferes, dos mensajeros, conforman una nómina de 26 personas, que comprometen el 1.5% del presupuesto de la entidad. Los gastos de funcionamiento por todo concepto equivalen al 3.5% de los ingresos de la Empresa.

No obstante los aspectos positivos atrás consignados, la experiencia adquirida en la ejecución de los contratos hasta el presente ha demostrado, como se había previsto, que el esquema adoptado para el manejo de las minas de la reserva especial no podía ser perfecto, máxime si se trataba de un ensayo de imprevisibles resultados. En la actualidad se podría anotar a los contratistas evidente falta de organización y limitantes en cuanto a las posibilidades de aportar o adquirir tecnologías que les permitieran constituir auténticas empresas de gran minería. El tamaño de los yacimientos, localizados en área de incipiente infraestructura, la magnitud de las inversiones necesarias; las complejas peculiaridades que presenta el renglón de las esmeraldas; los requerimientos de un manejo técnico de empresas que deben hacer muy cuantiosas inversiones en equipo, capital de trabajo e instalaciones, la necesidad de un control de las explotaciones; el desconocimiento de muchos aspectos de la comercialización; la imposibilidad de gobernar correctamente extensas áreas que registran delicadas situaciones de orden público; las invasiones de gentes indeseables; las interferencias inmorales, los despojos a los yacimientos y las explotaciones clandestinas; y finalmente las frecuentes, periódicas y cuantiosas obligaciones financieras derivadas del contrato, etc. constituyeron entre otros muy gravosos y adversos factores que comprometieron la estabilidad de las empresas contratistas por su incapacidad material para dar cumplimiento a sus compromisos.

Para concluir, se considera que el balance final que se deriva de las contrataciones de la reserva especial, ha sido favorable, aunque el cumplimiento de los operadores, no solo en sus obligaciones financieras, sino en la rendición de informes técnicos y demás requerimientos del contrato, deje mucho que desear. Es muy posible que con la comprensión y cuidado que requiere el manejo de estos delicados asuntos, cada día se establezca y perfeccione más el esquema adoptado para la explotación de las minas de esmeraldas.

#### CONTRATOS DE APORTE

Las presuntas minas de esmeraldas, que se descubran fuera del área de la reserva especial, el interesado la solicita a nombre de Ecominas, en el Ministerio de Minas. Una vez aportada el área a la Empresa, se contrata con el interesado por períodos de 5 años y según un modelo de contrato adoptado por la Junta Directiva, en anteriores administraciones, y que establece un promedio de participación, equivalente a un millón de pesos por año. Del gran número de áreas solicitadas por los particulares, sólo unas muy pocas logran contratarse, pues no pasan de ser simples expectativas de los interesados. En la actualidad, se encuentran debidamente contratadas cerca de 10 aportes, que le representan a la Empresa un ingreso anual mínimo de 10 millones de pesos. Los contratos de aportes, tal como estaban adoptados, no contemplaban ninguna clase de garantía, por lo cual algunos de ellos acusaron crecidas deudas por incumplimiento que a la postre, se han recuperado en las negociaciones de renovación de los contratos, ahora sí, debidamente respaldados. Por concepto de deudas antiguas, han ingresado a la tesorería de Ecominas en los últimos meses, sumas por cinco millones de pesos y se han garantizado otras obligaciones pendientes, por similares cuantías.

#### OTROS PROYECTOS MINEROS

##### A) Proyecto de Cobre en los Departamentos de Antioquia y Chocó:

Investigaciones adelantadas por el Instituto de Investigaciones Geológico Mineras determinaron la localización de extensas áreas ubicadas en los departamentos de Antioquia y Chocó, como muy favorables a la existencia de posibles yacimientos de cobre porfidítico, que de comprobarse después de un detallado programa de exploración, podría colocar al país en lugar de importancia en el mercado de los grandes productores de cobre en el mundo.

Las más promisorias áreas se conocen con el nombre de Pantanos-Pegadorcito, Murindó y Mandé que pertenecen a los departamentos ya mencionados y cuyas extensiones correspondientes son de 12.000, 97.000 y 281.000 hectáreas, respectivamente. La investigación de este prospecto de indudable importancia para la economía nacional, presenta agudos problemas por la carencia absoluta de infraestructura, inexistencia de vías de comunicación, a más de condiciones muy difíciles, no sólo desde el punto de vista climático, sino de accesibilidad, puesto que el área casi en su totalidad es de características selváticas.

Desarrollar en su totalidad un proyecto de esta magnitud según el concepto de firmas especializadas sobre la materia, requiere el compromiso de muy cuantiosos recursos, que pueden ser del orden de los US\$800 a US\$1.000 millones. Este proyecto considerado de importancia básica para la economía nacional y probablemente uno de los más ambiciosos del sector minero, puede habilitar al país, de comprobarse los indicios muy favorables de los estudios geofísicos y geoquímicos allí adelantados, para productor de cobre de niveles cercanos al centenar de miles de toneladas de por año.

En consideración a que es un proyecto de gran minería, se aceptó la posibilidad de asociación con la empresa nacional o extranjera que ofreciera las mejores ventajas, no sólo financieras sino tecnológicas, para realizar los estudios de exploración, factibilidad técnico-económica, construcción de la infraestructura, montaje, explotación y comercialización de los productos de tales yacimientos.

En desarrollo de estas orientaciones, las Directivas de la Empresa Colombiana de Minas adelantan negociaciones con una muy conocida empresa internacional, con la cual se espera firmar un acuerdo definitivo en muy breve término.

Las partes más notables de este acuerdo, podrían ser las siguientes:

- a) Se conformaría una sociedad con participación del 50 y 50%.
- b) La entidad asociada a la Empresa Colombiana de Minas haría por su cuenta y riesgo la exploración de las áreas y los estudios de factibilidad, con inversiones superiores a los US\$10.0 millones.
- c) Los costos de montaje y puesta en marcha del proyecto serían compartidos igualmente por las dos partes.
- d) La responsabilidad del manejo del proyecto sería conjunta y después de 15 años, de la parte colombiana.
- e) Los períodos de exploración serían de cuatro años prorrogables, pero con previsión de devolución de áreas y de inversiones mínimas por año.

Se espera que con la ejecución de este proyecto no sólo se obtengan cuantiosos beneficios en los campos de la minería, de la metalúrgica y de la generación de empleo y de divisas, sino también en la construcción de infraestructuras que permitan recuperar para la actividad económica extensas áreas que se encuentran actualmente inexploradas e inutilizadas.

De conformidad con los términos generales de la carta de intención que suscribió el Gobierno Nacional con la empresa aspirante a desarrollar conjuntamente este proyecto, la parte colombiana, en forma igualitaria, establecerá de inmediato una Compañía conjunta que será encargada del desarrollo del proyecto. Para todas las actividades previas, estudio de contratos, posibles programas iniciales de exploración, de dotación y laboratorios, presupuesto, gestiones ante los diversos organismos, esquemas para la organización del proyecto, etc., se requiere de

inmediato designar un equipo mínimo de personal, en forma similar a la adoptada para el programa de fosfatos, que contempla un Director, un profesional asistente, una secretaria bilingüe, un mensajero y un chofer.

**B) Proyecto de Fosfatos:**

Los fosfatos constituyen un producto esencial en la manufactura de fertilizantes químicos compuestos, por cuanto suministran a los suelos uno de los nutrientes absolutamente indispensables para el desarrollo agrícola del país (fósforo).

Hasta el momento, la totalidad del fósforo consumido en el país como fertilizante es de origen extranjero y se importa en forma de diversos productos manufacturados, como fosfatos de amonio, nitrofosfatos, roca fosfórica y ácido fosfórico, a pesar de disponer de algunos yacimientos importantes del mineral.

Los estudios adelantados por la Empresa Colombiana de Minas demuestran la necesidad de aprovechar este recurso natural a nivel industrial en el mediano plazo. Tales estudios comprenden las diferentes fases del proceso de aprovechamiento de este valioso recurso natural y permitirán definir las bases para adelantar el proyecto de explotación minera y transformación completa del mineral hasta obtener los fertilizantes.

Ante tales circunstancias, se ha considerado el proyecto de "Industrialización de la roca fosfórica" como prioritario para el desarrollo del país y se logró obtener, un crédito externo del Banco Interamericano de Desarrollo por un monto de US\$1.7 millones con una contrapartida de US\$1.5 millones más, fondos estos destinados a financiar el costo de los estudios de factibilidad técnico-económico en un primer paso para la realización del proyecto. A través de investigaciones realizadas desde hace más de 15 años por el Ingeominas, con inversión de apreciables sumas, se han logrado ubicar varios depósitos de roca fosfórica en el país, especialmente en los departamentos de Boyacá y Norte de Santander y algunas favorables perspectivas en los departamentos de Huila y Tolima.

Entre los yacimientos estudiados, se destacan los de Pesca en Boyacá y Sardinata en Norte de Santander, cuyas reservas probables de mineral se han estimado en 13 y 9 millones de toneladas; respectivamente, con tenores que fluctúan entre el 20% y 27% de pentóxido de fósforo.

Dado que la exploración realizada hasta el momento no permite tomar decisiones definidas sobre la forma más conveniente de utilizar esta riqueza natural, se hace necesario adelantar un estudio sistemático y detallado sobre los yacimientos a fin de determinar su aprovechamiento óptimo. Para ello, se requiere completar los estudios realizados, mediante una exploración geológica detallada a base de perforaciones, con lo cual se podrá ubicar exactamente las reservas de mineral y mediante análisis de laboratorio determinar sus características.

La fase anterior permitirá definir los métodos de explotación minera más racionales; simultáneamente se adelantarán ensayos de procesamiento de mineral a fin de escoger el método de transformación más eficiente que permita la obtención de los derivados del fósforo, utilizando las tecnologías más adecuadas.

El estudio que ha de realizarse comprende además, como consecuencia de las fases anteriores, los diseños completos de las instalaciones necesarias para el aprovechamiento industrial de estos depósitos la elección de equipos y maquinarias, el dimensionamiento y ubicación de la planta, la infraestructura necesaria, el análisis del mercado de los productos y la evaluación económica y social del proyecto.

Si los resultados del estudio muestran efectos favorables para el desarrollo económico del país, se promoverá la realización del proyecto total, cuya inversión se estima del orden de US\$100 millones.

**C) Proyecto de Yesos de la Mesa de los Santos, Departamento de Santander**

El objetivo principal de este proyecto es el de extraer el mineral de yeso existente en el depósito conocido como Mesa de Los Santos y que fué aportado a la Empresa Colombiana de Minas en Enero de 1970.

Con este mineral se realizarán entre otras las siguientes actividades:

- a) Suministrar yeso en forma de mineral para suplir las necesidades de la industria del cemento.
- b) Beneficiar el mineral para impulsar el consumo industrial de yeso calcinado.
- c) Propiciar los estudios de los yacimientos como posible fuente para la obtención de ácido sulfúrico.

El yacimiento está situado en el departamento de Santander, en jurisdicción de los municipios de Mesa de los Santos, Barichara y Jordán, y los estudios que se han adelantado permiten establecer reservas probadas de 14 millones de toneladas y 20 millones de toneladas probables. En solo una parte de las áreas minerales de riqueza promedio equivalente a un 34% de SO<sub>3</sub>, lo que indica que son de buena calidad.

Actualmente existen varias propuestas, mediante las cuales se podría organizar una explotación para volúmenes cercanos a las 50.000 toneladas por año con el reconocimiento de una regalía para la Empresa Colombiana de Minas.

**D) Proyecto para la explotación de Azufre en Cumbal, Departamento de Nariño:**

Este proyecto procura la extracción y beneficio de minerales de azufre existentes en el área aportada a la Empresa Colombiana de Minas, ubicadas en el municipio de Cumbal, departamento de Nariño, en límites con la República del Ecuador.

El área tiene una superficie aproximada de 28.000 hectáreas y mediante algunos trabajos de exploración que adelantó el Ministerio de Minas y Energía tiene reservas probadas del orden de los 3 a 3.5 millones de toneladas, con un tenor promedio del 25% de azufre, que dada la demanda actual puede asegurar el mercado de este elemento básico para la producción de ácido sulfúrico.

Para la explotación de este yacimiento entidades pertenecientes al sector privado del Valle del Cauca y Nariño estudian conjuntamente con la Empresa Colombiana de Minas un contrato de asociación, que esperamos se realice a la mayor brevedad posible.

## INDICE

Página

### CARTA DE PRESENTACION

### II REALIZACIONES

ENERGIA .....	1
A — HIDROCARBUROS	
1 — ECOPETROL .....	3
Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos . . .	5
Gas Natural .....	12
Refinación .....	16
Derivados del Petróleo .....	18
Consumo Nacional de Combustibles .....	20
Consumo de Gasolina .....	21
Consumo de A.C.P.M. ....	22
Consumo de Querosene .....	23
Consumo de Turbocombustible .....	24
Precios de Combustibles Derivados del Petróleo .....	25
Exportaciones e Importaciones .....	26
Proyectos en Ejecución .....	34
Programa Nacional del Alcohol .....	36
Evolución de la Industria Financiera .....	37
B — ELECTRICIDAD	
1 — I.S.A. ....	41
Introducción .....	43
Resumen .....	55
Actividades de Planeamiento .....	60
Realizaciones de Planes de Estudio .....	71
Realización de Programas de Generación y Transmisión .....	87
Inversiones y Financiación .....	98
Operación del Sistema Interconectado .....	105

(Continuación)

	<u>Página</u>
2 - ICEL .....	117
Programa de Generación .....	119
Proyectos en Estudio de Factibilidad y Prefactibilidad ..	120
Programa de Transmisión .....	128
Programa de Subtransmisión y Distribución .....	132
Plan Nacional de Electrificación Rural .....	135
3 - CORELCA .....	139
<b>C - CARBON</b>	
1 - CARBOCOL .....	149
Estructura y Desarrollo de Carbocol .....	151
Proyecto de la Zona Central del Cerrejón .....	151
Proyecto de la Zona Norte del Cerrejón .....	153
Gestiones sobre Comercialización del Carbón .....	155
Otros Proyectos .....	156
<b>MINAS.</b> .....	157
1 - INGEOMINAS .....	157
Subdirección de Investigaciones Geológicas .....	159
Subdirección de Asuntos Regionales .....	172
Subdirección de Investigaciones Químicas .....	174
2 - I.A.N. ....	177
Geología .....	179
Energía Solar .....	180
Química y Bioquímica .....	181
Tecnología y Física Nuclear .....	181
Radiofísica Sanitaria .....	181
Aplicaciones en Ingeniería e Industria .....	182
Aplicaciones Agropecuarias .....	182
Otras Actividades .....	182
3 - COLURANIO .....	183
4 - ECOMINAS .....	189

*Editado e Impreso en los Talleres de  
Publicaciones del Ministerio de Minas  
y Energía - Bogotá, Diciembre de  
1979*

PROPIEDAD  
Sección Documentación  
y Divulgación  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA  
BIBLIOTECA

