

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

EVALUACION DEL DESEMPEÑO
DEL SECTOR ELETRICO COLOMBIANO

TOMO 2

1970 / 90

1770

República de Colombia

EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO 1970-1990

Seminario

- * SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
INFORMACION GENERAL.
- * LEY 51 DE 1989 (CNE)
- * DECRETO 1555/90.
- * RESOLUCIONES 086/86 089/90 090/90

Santa Marta, marzo 13 al 15 de 1991

Centro de Convenciones Hotel Santamar

35-063

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
 MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO
 MINISTERIO NACIONAL DE PLANEACION
 COMISION NACIONAL DE ENERGIA

BANCO MUNDIAL
 FEN
 EPM

~~35-063~~

333.7437

C935

EJ.1

143

231-233
233

- * SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
INFORMACION GENERAL.
- * LEY 51 DE 1989 (CNE)
- * DECRETO 1555/90.
- * RESOLUCIONES 086/86 089/90 090/90

EMPRESAS DE ENERGIA ELECTRICA

- CVC CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA
- CORELCA CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA
(8 SUBSIDIARIAS)
- EEB EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
- EEPPM EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN
- EMCALI EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI
- ICEL INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA
(13 FILIALES)
- ISA INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

CVC

CORELCA

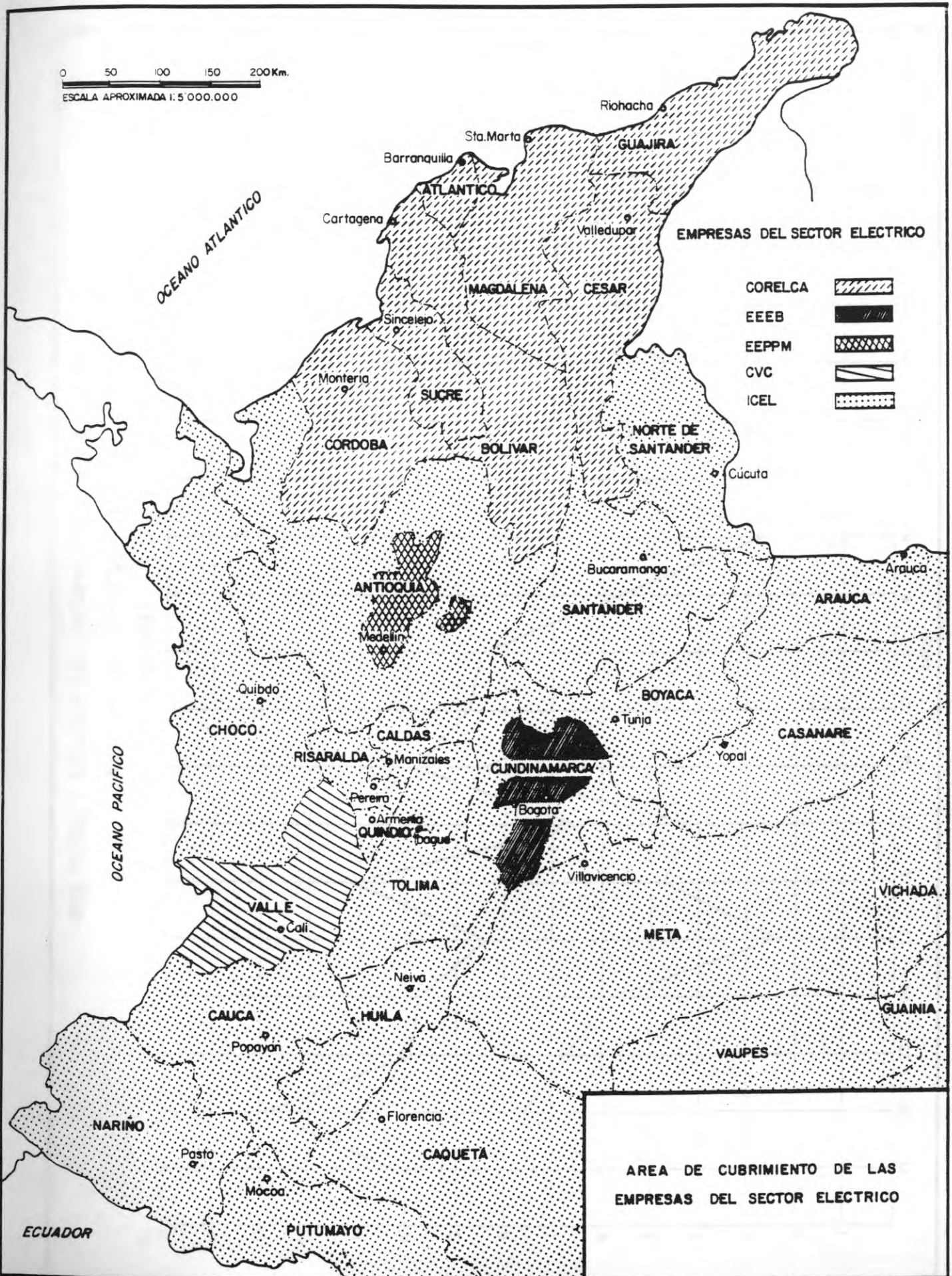
EEB

ISA






EEPPM

ICEL

0 50 100 150 200 Km.
 ESCALA APROXIMADA 1:5 000.000

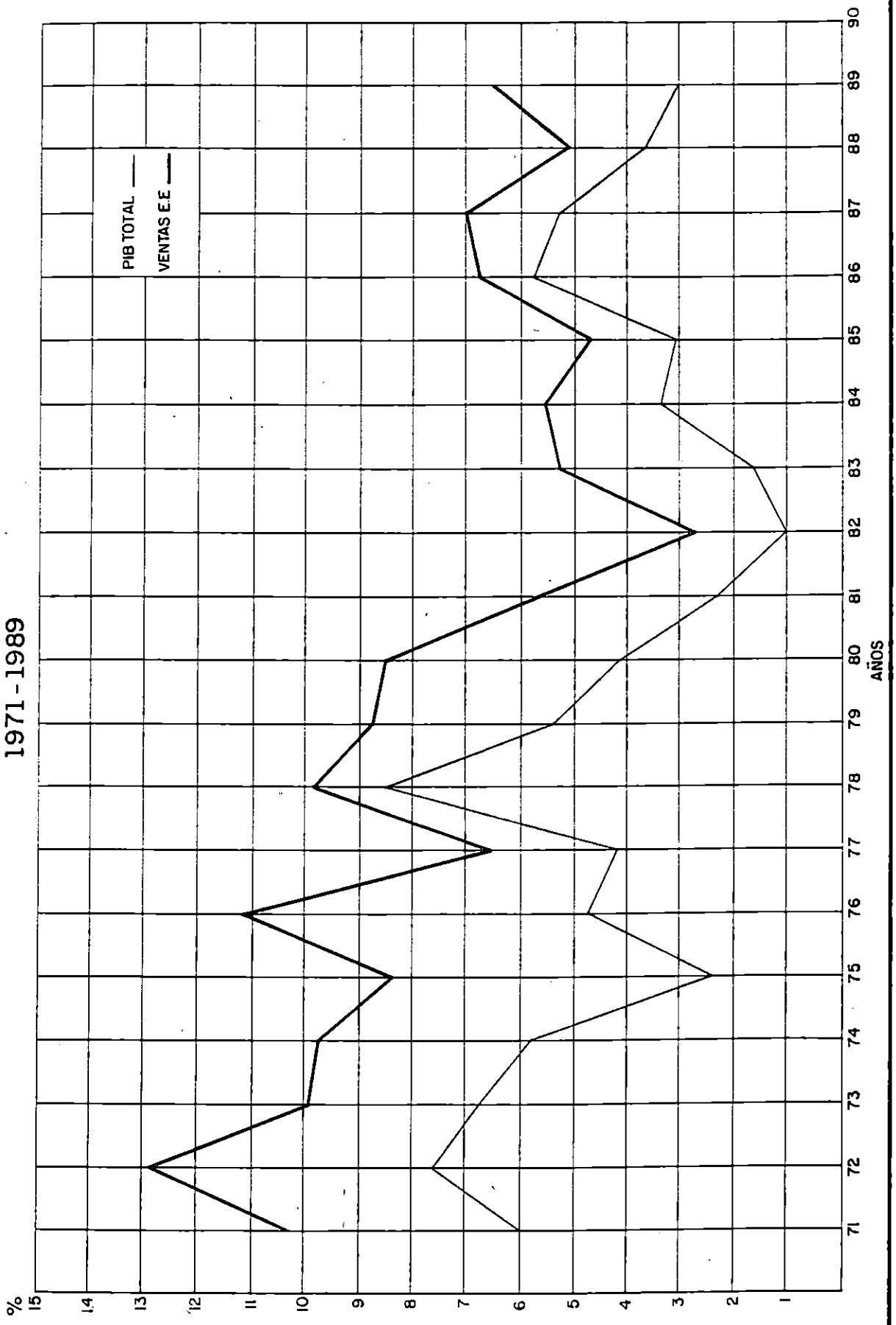


EMPRESAS DEL SECTOR ELECTRICO

- CORELCA 
- EEEB 
- EPPPM 
- CVC 
- ICEL 

**AREA DE CUBRIMIENTO DE LAS
 EMPRESAS DEL SECTOR ELECTRICO**

PIB TOTAL Y VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA
 TASA DE CRECIMIENTO
 1971 - 1989



SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

CRECIMIENTO HISTORICO DE LAS DEMANDAS DE ENERGIA (GWh) Y POTENCIA (MW)

SISTEMA TOTAL

1972 - 1989

	1972	Tasa Promedio de Crecimiento Anual %							1989
		73 - 75	76 - 80	81 - 85	86 - 89	73 - 80	81 - 89	89	
Generacion Total	9220	9.7	9.8	5.8	5.9	9.8	5.8	4.4	32349
Demanda	9227	9.7	9.8	5.7	6.1	9.8	5.9	4.6	32575
Ventas al Consumidor	7580	9.3	8.9	4.7	6.4	9.0	5.5	6.6	24483
Residencial	3079	11.0	11.0	5.6	6.2	11.0	5.8	6.5	11810
Comercial	941	11.2	8.0	2.1	3.8	9.2	2.9	7.4	2450
Industrial	2654	7.1	6.9	3.7	8.2	6.9	5.7	6.8	7482
Oficial	576	7.5	7.8	5.8	4.3	7.7	5.2	6.0	1636
Alumbrado Publico	169	8.5	10.1	6.7	12.2	9.5	9.1	16.2	766
No Desagregadas y Otros	161	9.6	2.4	10.4	-3.6	5.1	4.0	-10.8	339
Consumo Propio	133	11.4	17.2	7.9	0.3	13.0	4.4	-3.5	601
Perdidas Trans. y Dist.	1514	11.6	13.2	9.0	5.6	12.6	7.5	-1.1	7491
Demanda Maxima de Pot. (MW)	1774.0	9.1	9.1	4.5	6.6	9.1	5.4	5.3	5731.0

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
DATOS HISTORICOS DE LA DEMANDA DE ENERGIA (1) , DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO
Y EL INGRESO NACIONAL BRUTO
1970 - 1989

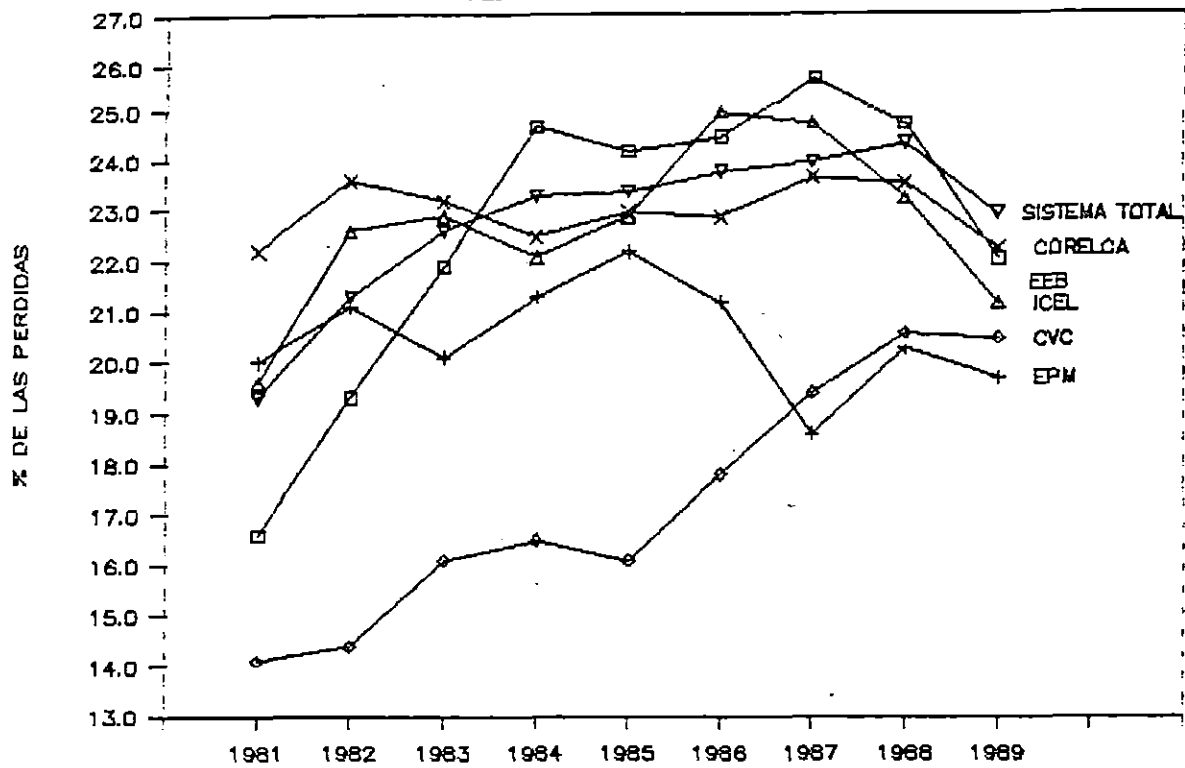
AÑO	DEMANDA (2) REAL (GWh)	RACIONAMIENTO (3) ESTIMADO (GWh)	DEMANDA TOTAL	TASA DEMANDA DE ENERGIA	TASA ACUMULADA DE DEMANDA DE ENERGIA		TASA PIB (4)	TASA INB (4)
					DESDE 1970	DESDE 1980		
1970	7450		7450					
1971	8192		8192	10.0	10.0		6.0	6.3
1972	9226		9226	12.3	11.1		7.7	7.6
1973	10263		10263	11.5	11.3		6.7	6.8
1974	11252		11252	9.6	10.9		5.7	6.5
1975	12192		12192	8.4	10.4		2.3	1.8
1976	13540		13540	10.8	10.4		4.7	4.6
1977	14183	426	14609	8.2 (5)	10.1		4.2	4.8
1978	16189		16189	10.8	10.2		8.5	8.7
1979	17874		17874	10.4	10.2		5.4	5.7
1980	19481	124	19605	9.4 (5)	10.1		4.1	4.3
1981	19519	1006	20525	5.0 (5)	9.7	5.0	2.3	2.1
1982	21549	32	21581	5.1	9.3	5.1	0.9	0.0
1983	23073		23073	6.9	9.1	5.7	1.6	1.0
1984	24588		24588	6.3	8.9	5.8	3.4	2.8
1985	25738		25738	5.0	8.6	5.7	3.1	2.8
1986	27551		27551	7.0	8.5	5.9	5.8	6.5 (6)
1987	29493	27	29520	7.1 (5)	8.4	6.1	5.3 (6)	5.4 (6)
1988	31152	67	31219	5.5 (5)	8.3	6.0	3.7 (7)	ND (8)
1989	32575 (3)	15	32590	4.7 (5)	8.1	5.8	3.1 (7)	ND (8)

NOTAS :

- (1) El término 'Demanda de Energía' se refiere, en este informe, a la suma de Generación Bruta e Intercambios Netos. Por lo tanto incluye el Consumo Final, las Pérdidas Totales (transmisión, Distribución y Negras)
- (2) Fuente : ISA, "Sistema Eléctrico Colombiano, Balance Energético Histórico, 1974 - 1989".
- (3) Estimativos ISA
- (4) Fuente : DANE, Boletín de Estadística, Abril de 1989*
- (5) Cifras obtenidas a partir de las demandas corregidas por racionamiento
- (6) Cifra provisional DANE
- (7) Estimación preliminar DANE
- (8) Cifra no disponible

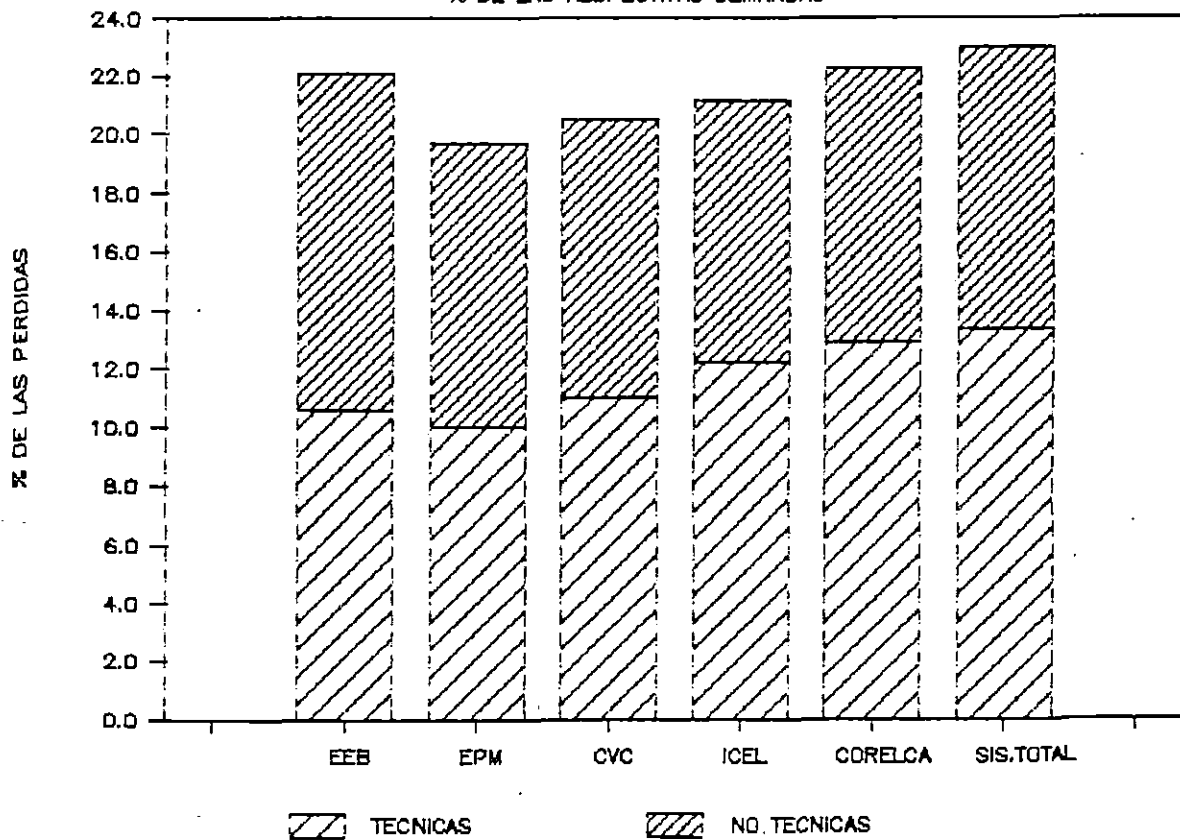
INDICES DE PERDIDAS DE ENERGIA

EVOLUCION HISTORICA 1981 - 1989

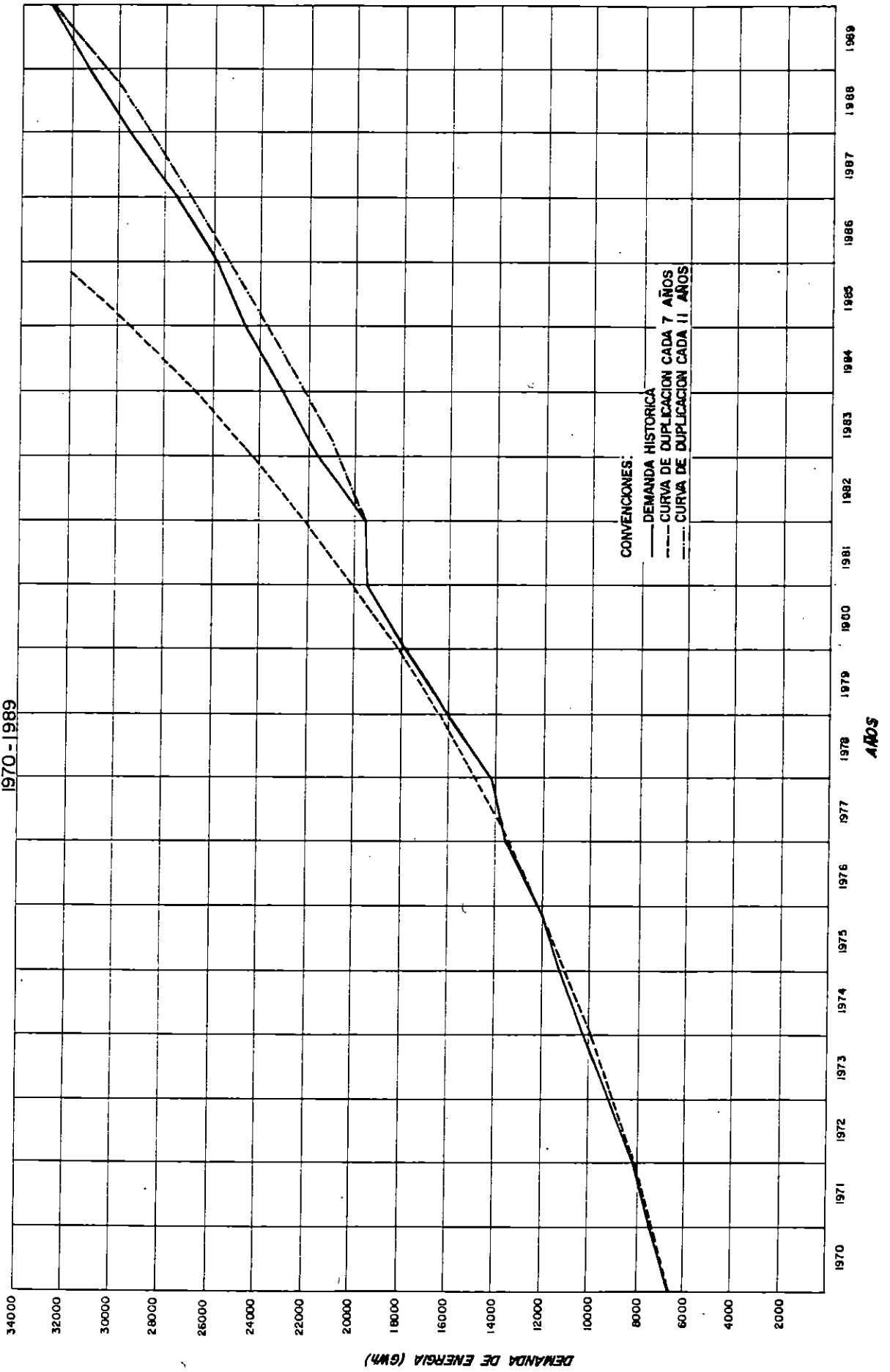


INDICE DE PERDIDAS EN 1.989

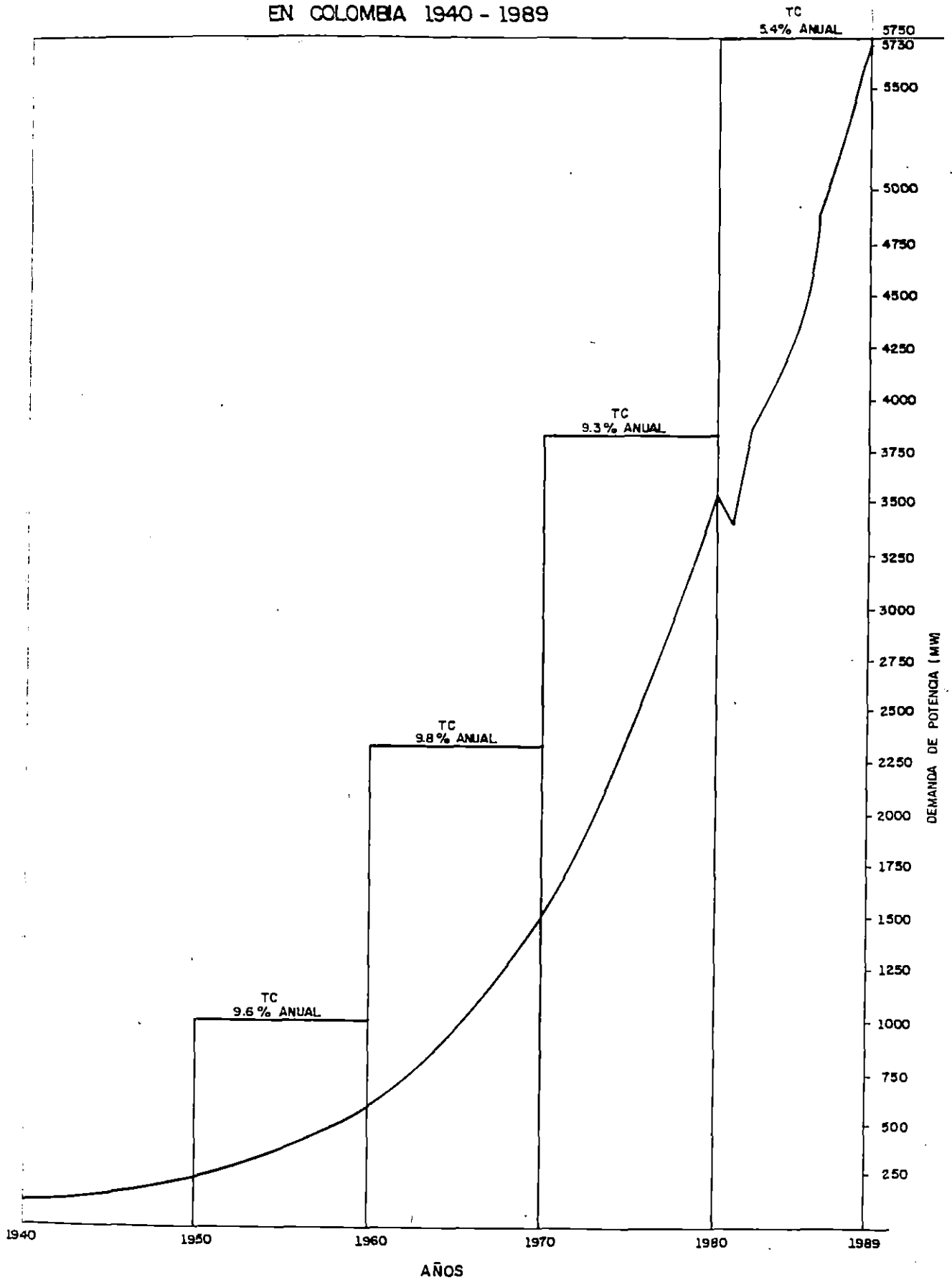
% DE LAS RESPECTIVAS DEMANDAS



SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
 EVOLUCION HISTORICA DE LA DEMANDA DE ENERGIA
 SISTEMA TOTAL
 1970-1989



DESARROLLO DE LA DEMANDA DE POTENCIA PICO EN COLOMBIA 1940 - 1989



TC: Tasa promedio de crecimiento anual

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
 DEMANDA DE ENERGIA Y POTENCIA PICO
 1989⁽¹⁾

ENTIDAD	ENERGIA GWH	%	POTENCIA MW	%
EEB	7559	23.2	1464	25.1
EEPPM	7012	21.5	1265	21.7
CVC	4368	13.4	836	14.3
ICEL	7089	21.8	1328	22.8
CORELCA	5800	17.8	943	16.1
CHB	77	0.2	-	-
INTERCONEXION ⁽²⁾	670	2.1	-	-
TOTAL	32575	100.0	5836⁽³⁾	100.0

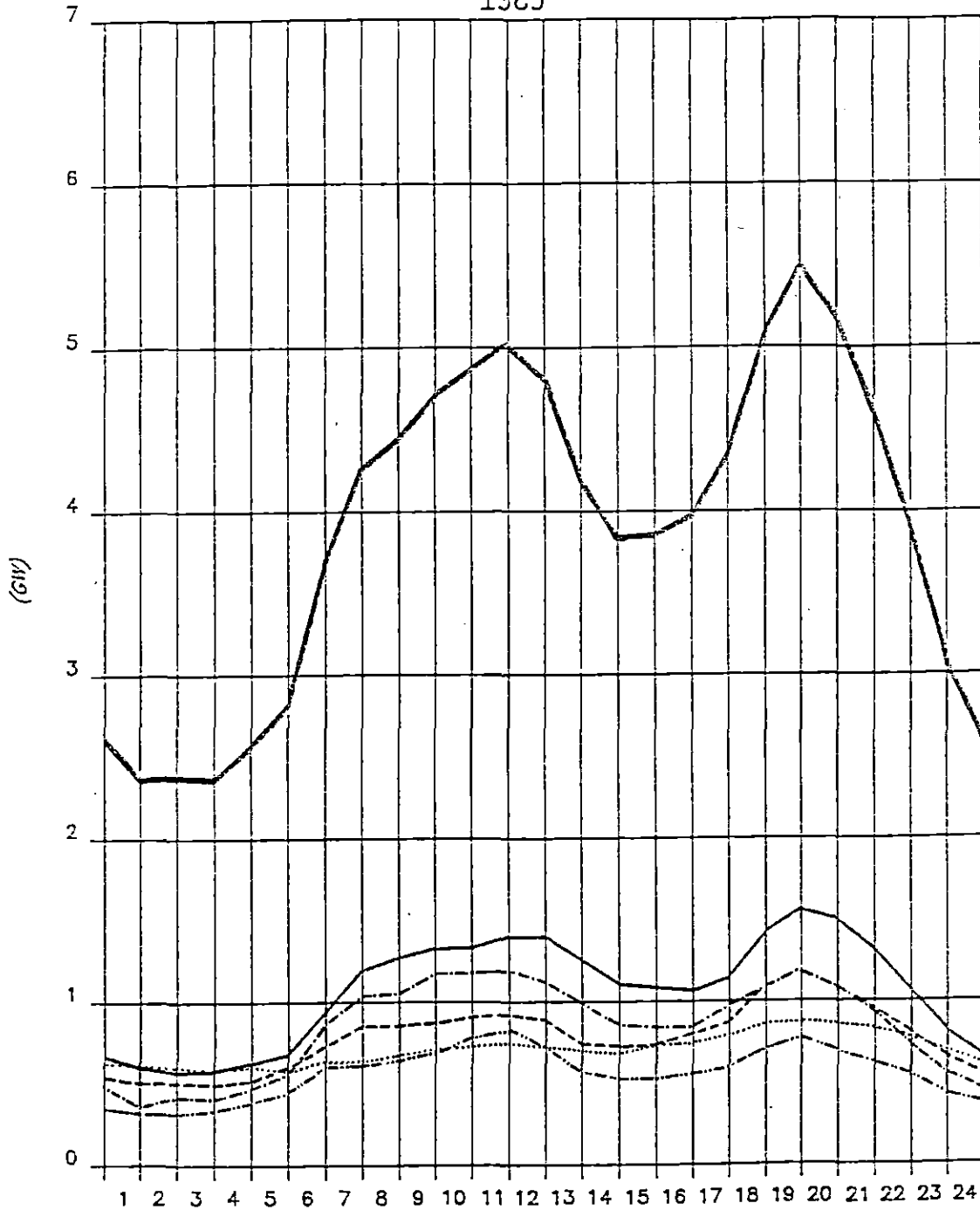
(1) FUENTE, ISA "SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO, BALANCE ENERGÉTICO HISTÓRICO, ENERO-DICIEMBRE 1989".

(2) SE REFIERE A PÉRDIDAS EN LA RED DE INTERCONEXIÓN Y AL CONSUMO PROPIO EN LAS PLANTAS DE ISA. INCLUYE UN AJUSTE DE 12 GWH CORRESPONDIENTE AL SALDO NETO DE INTERCAMBIOS, QUE CONSTITUYEN PÉRDIDAS NO LOCALIZADAS DEL SISTEMA.

(3) POTENCIA TOTAL SIN DIVERSIDAD, AL TENERLA EN CUENTA EL PICO COINCIDENTE ES DE 5731 MW.

CURVA TIPICA DE DEMANDA (MW) SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

1989⁽¹⁾



(1) Miércoles 22 de Noviembre

<p>— EEEB</p> <p>- - - EEPPM</p> <p>- · - CVC</p>	<p>- - - ICEL</p> <p>····· CORELCA</p> <p>— TOTAL</p>
---	---

GENERACION BRUTA DE ENERGIA PER CAPITA

EN AMERICA LATINA

1982 - 1986

	GENERACIÓN BRUTA PER CAPITA KWH/HAB/AÑO					TASA MEDIA 83-86
	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	
ARGENTINA	1369	1432	1496	1506	1586	3.7
BOLIVIA	316	278	262	265	260	-4.8
BRASIL	1209	1255	1334	1399	1527	6.0
COLOMBIA	794	889	931	938	1046	7.1
CHILE	1028	1065	1118	1153	1199	3.9
ECUADOR	537	530	497	504	551	0.6
PARAGUAY	361	377	398	364	626	14.8
PERÚ	648	622	610	654	641	-0.3
ÚRUGUAY	1234	1264	1298	1332	1418	3.5
VENEZUELA	2557	2600	2848	2655	2872	2.9

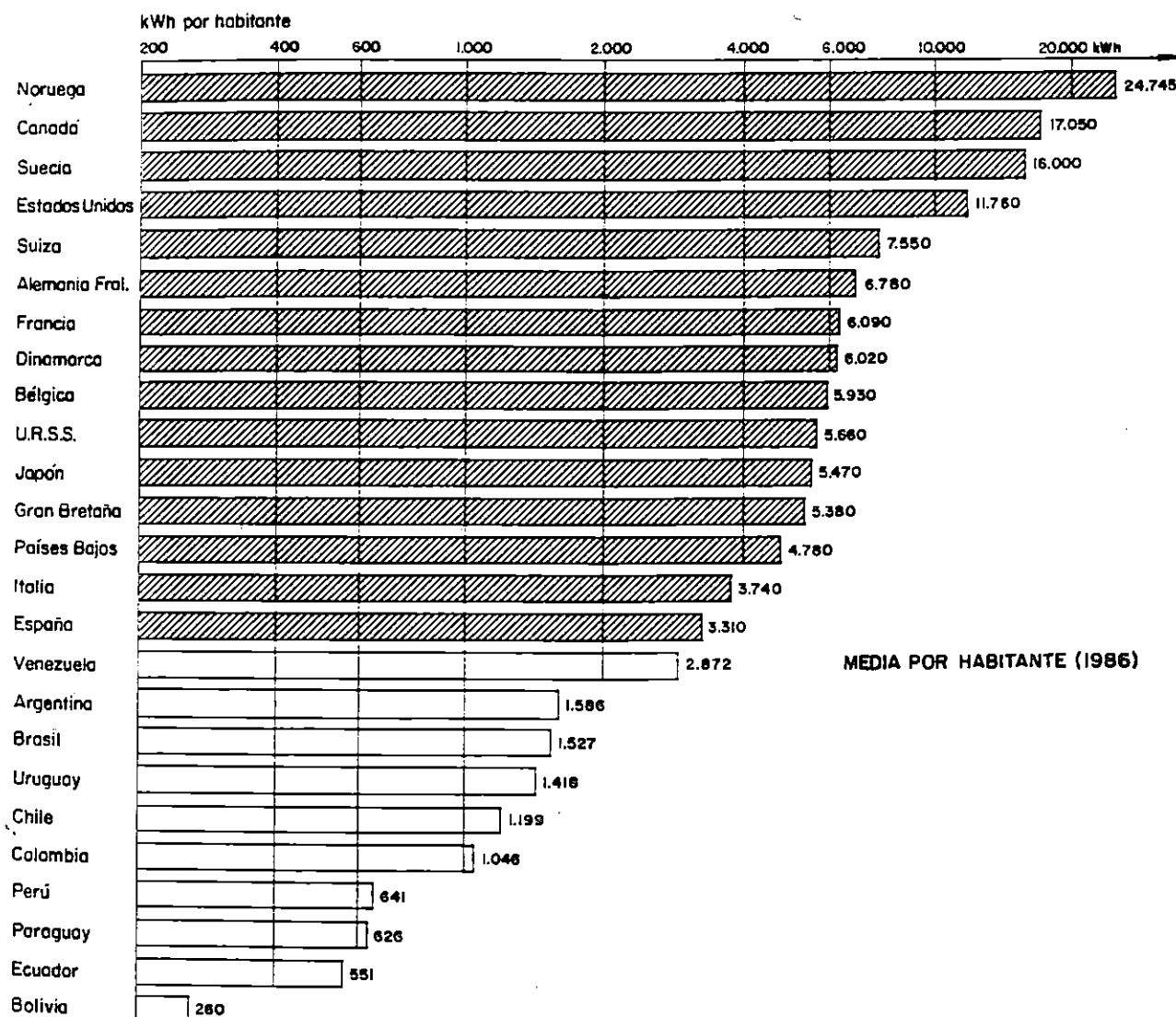
FUENTE: BOLETÍN DE LA CIER, SEPTIEMBRE DE 1983

BOLETÍN DE LA CIER, FEBRERO - MARZO DE 1985

BOLETÍN DE LA CIER, ABRIL DE 1986

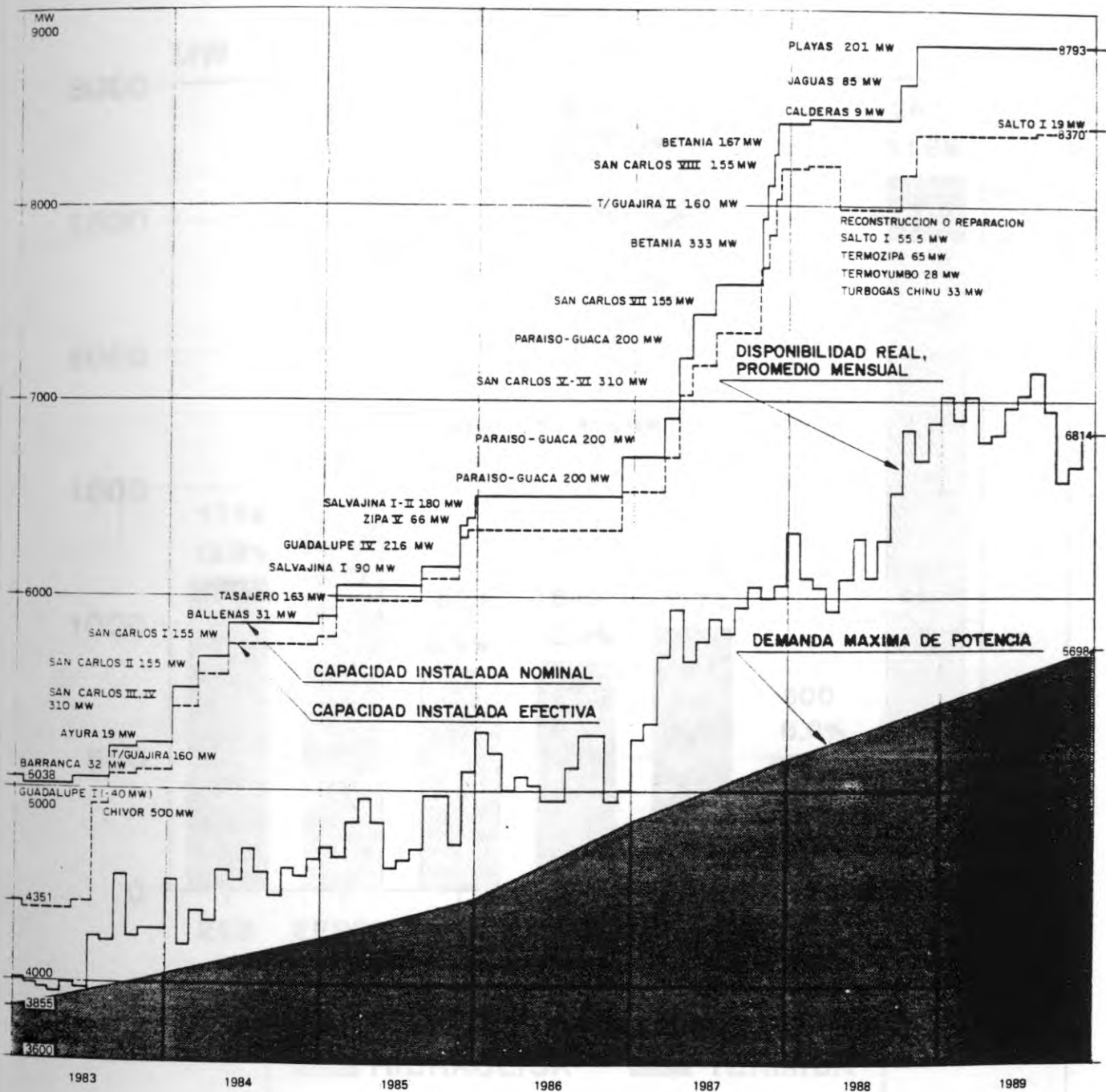
BOLETIN DE LA CIER, NOVIEMBRE DE 1988

COMPARACION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MUNDO Y LOS PAISES DE LA AMERICA LATINA 1986



FUENTE: "Boletín CIER, Noviembre de 1988"

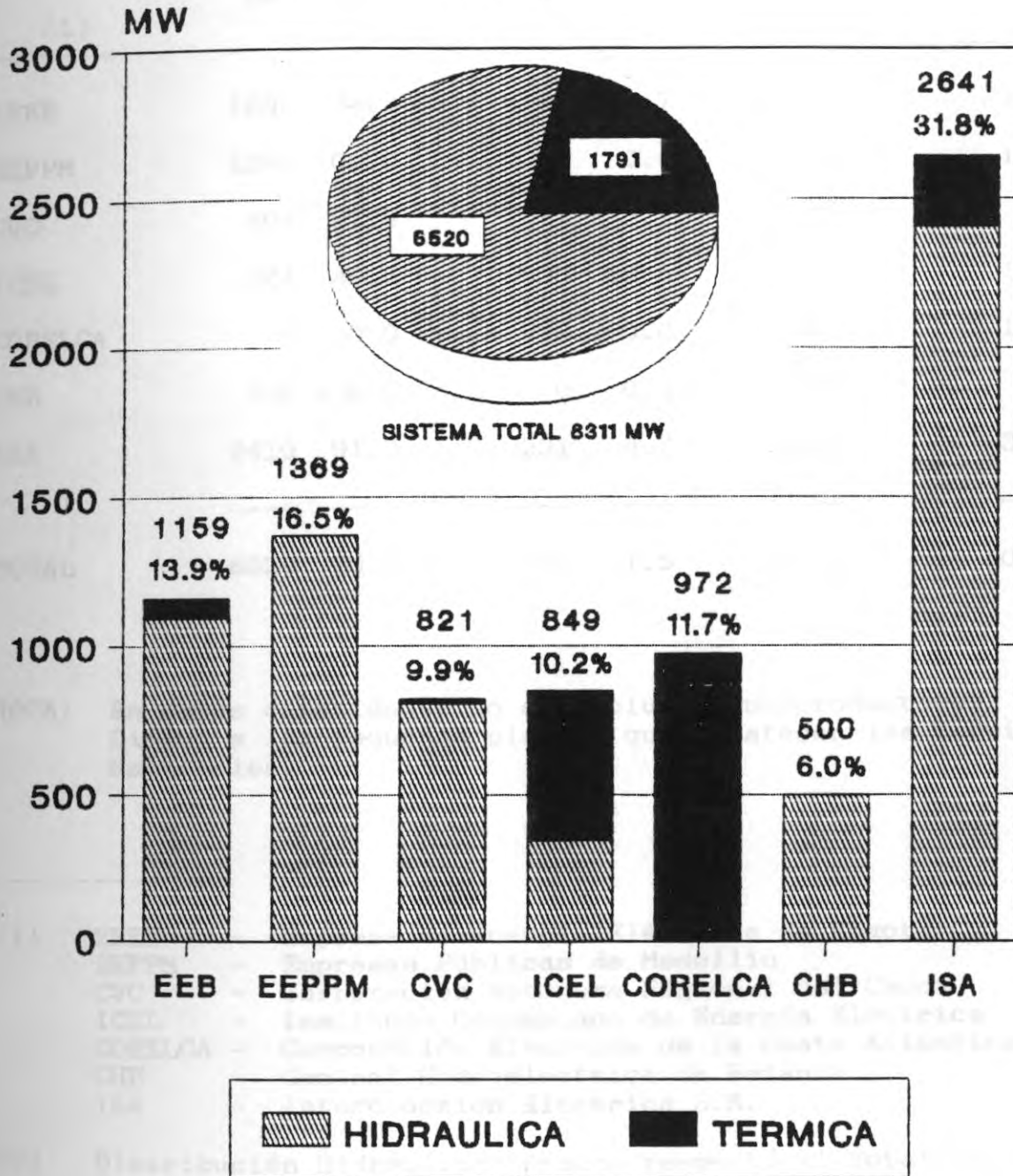
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL EVOLUCION DEMANDA MAXIMA, CAPACIDAD INSTALADA Y DISPONIBILIDAD REAL 1983-1989



SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA (MW)

1990



SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA DEL SISTEMA

1990

ENTIDAD (1)	HIDRAULICA		TERMICA		TOTAL MW	%
	MW	% (2)	MW	% (2)		
EEEEB	1093	94.3	66	5.7	1159	13.9
EEPPM	1369	100.0	0	0.0	1369	16.5
CVC	804	97.9	17	2.1	821	9.9
ICEL	344	40.5	505	59.5	849	10.2
CORELCA	0	0.0	972	100.0	972	11.7
CHB	500	100.0	0	0.0	500	6.0
ISA	2410	91.3	231	8.7	2641	31.8
TOTAL	6520	78.5	1791	21.5	8311	100.0

NOTA: En estas capacidades no se incluyen autoprodutores, capacidad Diesel y las pequeñas plantas que abastecen los Territorios Nacionales.

- (1) EEEB - Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
 EEPPM - Empresas Públicas de Medellín
 CVC - Corporación Autónoma Regional del Cauca
 ICEL - Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
 CORELCA - Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
 CHB - Central Hidroeléctrica de Betania.
 ISA - Interconexión Eléctrica S.A.
- (2) Distribución Hidráulica-térmica respecto al total por subsistema
- (3) Distribución por subsistemas respecto al total

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
RESUMEN DE CAPACIDADES TERMICAS EFECTIVAS

1990

ENTIDAD (1)	VAPOR CARBON	VAPOR GAS y/o F.O.	TURBOGAS	TOTAL
-----	-----	-----	-----	-----
EEEB	66	-	-	66
CVC	17	-	-	17
ICEL	324	90	91	505
CORELCA	-	810	162	972
ISA	132	-	99	231
TOTAL	539	900	352	1791
	(30.0%)	(50.3%)	(19.7%)	(100.0%)

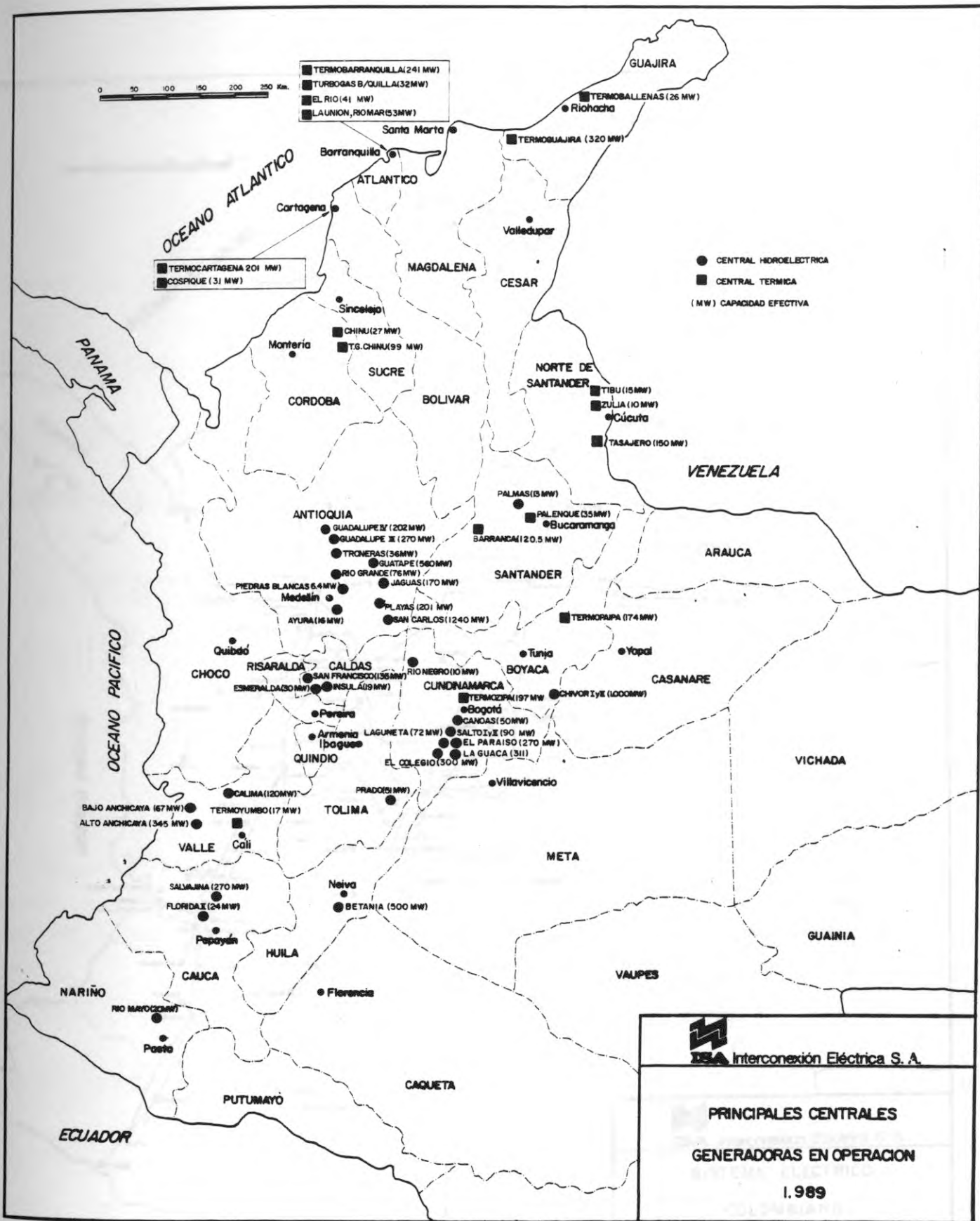
-
- (1) EEEB - Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
 EEPPM - Empresas Públicas de Medellín
 CVC - Corporación Autónoma Regional del Cauca
 ICEL - Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
 CORELCA - Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
 ISA - Interconexión Eléctrica S.A.

SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO
CAPACIDADES INSTALADAS EFECTIVAS (MW)
CENTRALES EN OPERACION 1990

HIDRAULICAS			TERMICAS			TOTAL	
Nombre	Capacidad	Año Entr.(2)	Nombre	Capacidad	Año de Entrada (2)		
E E E B (3)							
Laguneta (5)	72.0	1960	Termozipa III (5)	66.0	1976	1158.5	
Salto I	20.0	1963					
Salto II	70.0	1963					
Colegio	300.0	1962					
Canoas	50.0	1970					
Paraiso-La Guaca	580.5	1986					
	1092.5			66.0			
E E P P M (3)(7)							
Rio Grande	75.5	1956				1368.9	
Piedras Blancas	6.4	1958					
Troneras	36.0	1965					
Guadalupe III (4)	270.0	1968					
Guatapé I,II (4)	560.0	1971 /79					
Avurá	19.0	1983					
Guadalupe IV (8)	202.0	1985					
Playas	200.0	1988					
	1368.9						
C V C (3)(7)							
Bajo Anchicayá (4)	67.0	1957	Termoyumbo (5)	17.0	1962	821.0	
Calima I	120.0	1967					
Alto Anchicayá (4)	345.0	1974					
Río Cali	2.0	-					
Salvajina	270.0	1985					
	804.0			17.0			
I C E L (3)							
Palmas - San Gil	18.0	1960	Paipa I	33.0	1963	848.9	
Esmeralda	30.0	1963	Tibu	15.0	1965		
San Francisco	135.0	1969	Barranca I,II	24.5	1970		
Río Mayo	20.4	1969	Zulia I	10.0	1972		
Prado	49.0	1973	Palenque III,IV	15.0	1972		
Río Negro	10.0	1974	Paipa II	68.0	1976		
Florida II	24.0	1975	Barranca III	66.0	1976		
Insula	19.0	1979	Paipa III	75.0	1982		
Hidráulicas Menores	39.0	-	Palenque V	20.0	1982		
	344.4		Barranca IV	30.0	1983		
			Taaajero	150.0	1985		
				504.5			
C O R R E L C A (3)							
			El Río I a VI	18.0	1946 a 1956		972.0
			Cospique I,II, V	13.0	1960 a 1965		
			La Unión I a IV	46.0	1963 a 1971		
			El Río VII a X	23.0	1964 a 1972		
			Río Mar	7.0	1965		
			Cospique III,IV	18.0	1967 / 1966		
			Chimú I a IV	27.0	1967 a 1971		
			Termobarranquilla I,II	103.0	1972 / 1973		
			Termobarranquilla V,VI	32.0	1977		
			Termocartagena I,II	132.0	1977		
			Balenas I,II	26.0	1978		
			Termobarranquilla III,IV	138.0	1980		
			Termocartagena III	69.0	1980		
			Termoguaajira I	160.0	1983		
			Termoguaajira II	160.0	1987		
				972.0			
C H B (3)							
Betania	500.0	1987				500.0	
I S A (3) (5)							
Chivor I	500.0	1977	Turbogás Chinú (6)	99.0	1982	2641.0	
Chivor II	500.0	1982	Termozipa IV	66.0	1981		
San Carlos I	620.0	1984	Termozipa V	66.0	1985		
San Carlos II	620.0	1987					
Jaguas	170.0	1988					
	2410.0			231.0			
TOTAL SISTEMA INTERCONECTADO (7)							
	6519.6			1790.5		8310.3	
	78.5			21.5		100.0%	

- (1) En estas capacidades no se incluyen autoprodutores ni algunas de las centrales menores que abastecen localidades que no se encuentran interconectadas a los subsistemas principales.
- (2) Cuando existen varias unidades y solo se especifica un año, éste corresponde al de la última unidad.
- (3) EEEB - Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, EPPM - Empresas Públicas de Medellín, CVC - Corporación Autónoma del Cauca, ICCEL - Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, CORRELCA - Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, CHB - Central Hidroeléctrica de Betania, ISA - Interconexión Eléctrica S.A.
- (4) En estas centrales la capacidad nominal es menor que la efectiva porque trabajan con un factor de potencia mayor que el nominal.
- (5) Plantas que se encuentran en reconstrucción, 38.5 MW en Salto I, 65 MW en Termozipa, 28 MW en Termoyumbo y 9 MW en Calderas.
- (6) Reparación de una unidad de 33.25 MW.
- (7) No se consideran 13.4 MW de las Hidráulicas Menores de Antioquia, y 10.0 MW de las Hidráulicas Menores de CVC. Al incluir estos valores el total sería 8333.7.
- (8) Guadalupe IV posee 3 unidades de 72 MW cada una, pero por capacidad de turbinado la potencia efectiva de la central es 202 MW.

December 14, 1990



IEA Interconexión Eléctrica S. A.

**PRINCIPALES CENTRALES
GENERADORAS EN OPERACION**

1.989



OCEANO ATLANTICO

PANAMA

OCEANO PACIFICO

VENEZUELA

ECUADOR

● SUBESTACION

■ PLANTA DE GENERACION

— LINEA A 500 kV

— RED A 230 kV

— RED A 115 kV

LA LINEA A 500 kV ES DE CIRCUITO SIMPLE

TODA LINEA A 230 kV ES DE DOBLE CIRCUITO
MIENTRAS NO SE ESPECIFIQUE LO CONTRARIO (NC)

TODA LINEA A 115 kV ES DE CIRCUITO SIMPLE MIENTRAS
NO SE ESPECIFIQUE LO CONTRARIO (NC)



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

SISTEMA ELECTRICO
COLOMBIANO

115, 230 Y 500 kV.

1989

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

CARACTERISTICAS DE LOS EMBALSES EN OPERACION

1989⁽⁴⁾

Embalse	Entidad	Volumen	Energía	Clase	Localización (Depto.)
		Util Mm ³	Equivalente Almacenada	Regulación Otros Usos GWh	
Agregado Bogotá ⁽¹⁾	EEEB	888	3721	Multianual	Cundinamarca
Muña	EEEB	41	173	Mensual	Cundinamarca
Chingaza I ⁽²⁾	EAAB ⁽³⁾	225	943	M/anual. Acd.	Cundinamarca
Santa Rita (Peñol)	EEPPM	1169	4370	Multianual	Antioquia
Playas	EEPPM	62	111	Mensual	Antioquia
Miraflores	EEPPM	58	139	Anual	Antioquia
Troneras	EEPPM	27	64	Mensual	Antioquia
Calima	CVC	438	225	Anual	Valle del Cauca
Alto Anchicayá	CVC	30	30	Semanal	Valle del Cauca
Salvajina ⁽²⁾	CVC	731	187	Anual, Agric.	Cauca
Prado	ICEL	500	62	Anual	Tolima
San Francisco	CHEC	2	1	Diario	Caldas
Esmeralda (Chivor)	ISA	634	1142	Anual	Boyacá
Punczná (S. Carlos)	ISA	54	73	Mensual	Antioquia
Betania	ICEL-ISA	1020	166	Mensual	Huila
San Lorenzo	ISA	170	417	Anual	Antioquia

11824

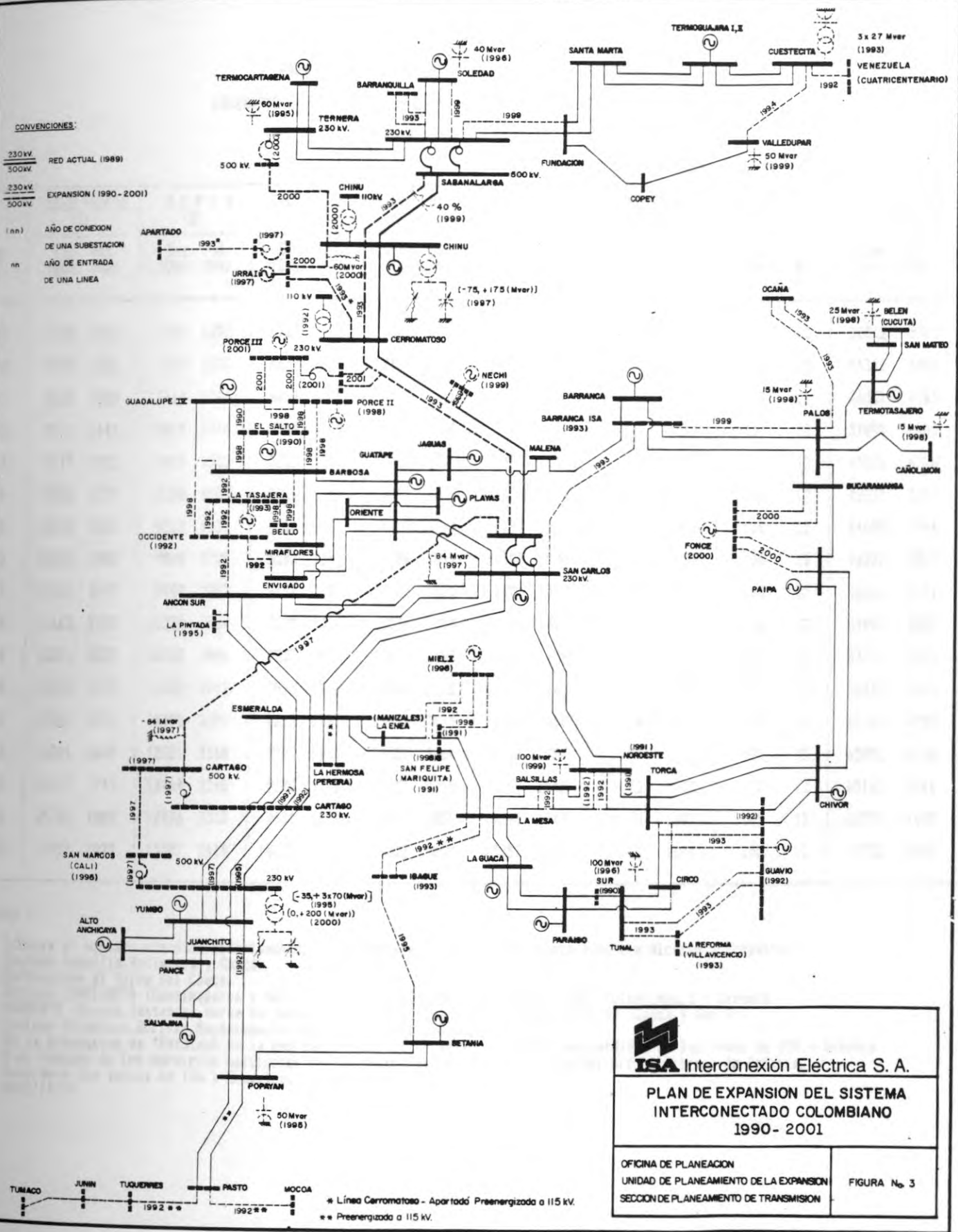
- (1) Suma de los embalses de Tominé (2892 GWh), Sisga (402 GWh) y Neusa (427 GWh)
- (2) Embalse que no es operado directamente para el Sector Eléctrico, pero sí contribuye a la producción de energía eléctrica, además de propósitos de acueducto y/o agricultura.
- (3) Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá
- (4) Datos en Noviembre de 1989

CONVENCIONES:

230 kV RED ACTUAL (1989)
 500 kV

230 kV EXPANSION (1990-2001)
 500 kV

(an) AÑO DE CONEXION DE UNA SUBSTACION
 nn AÑO DE ENTRADA DE UNA LINEA



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO 1990-2001

OFICINA DE PLANEACION
 UNIDAD DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION
 SECCION DE PLANEAMIENTO DE TRANSMISION

FIGURA No 3

* Línea Carramatosa - Apartado Preenergizada a 115 kV.
 ** Preenergizada a 115 kV.

CUADRO No 1

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE DEMANDA DE ENERGIA (GWh) Y POTENCIA (MW)

ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DEL 5.1 % (8)

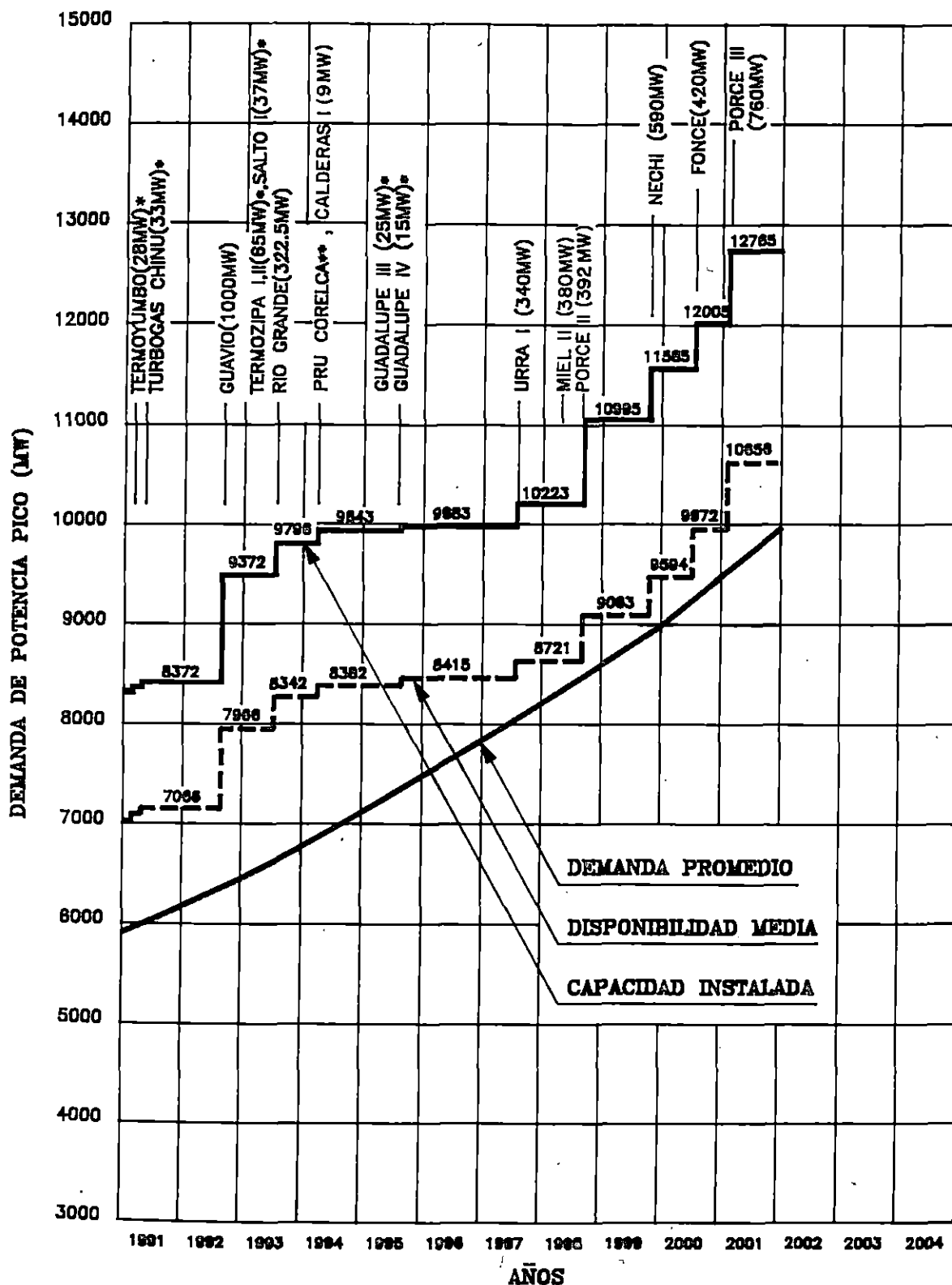
EN EL PERIODO 1990 - 2000

Año	EEEB PROPIO (1)		E E P P M (2)		CVC (VALLE) (3)		I C E L (4)		C O R E L C A (5)		PERDIDAS RED INTERCONEXION		I S A (7)		S I S T E M A T O T A L	
	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	C H B (GWh) (6)	I S A (GWh) (6)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)
1989	7646	1464	7000	1252	4337	826	7050	1315	5796	948	76	657	0	0	32562	5731
1990	7999	1532	7323	1333	4629	884	7454	1379	6059	962	76	696	105	12	34341	5907
1991	8328	1582	7664	1391	4880	928	7926	1454	6321	1006	76	737	105	12	36037	6165
1992	8711	1641	8019	1448	5304	1009	8335	1515	6700	1062	76	749	105	12	37999	6469
1993	9117	1703	8423	1521	5615	1068	8813	1591	7090	1119	76	797	105	12	40036	6786
1994	9552	1779	8788	1585	5936	1129	9302	1672	7406	1164	76	865	105	12	42030	7103
1995	10018	1860	9162	1652	6216	1183	9823	1764	7791	1221	76	907	105	12	44098	7444
1996	10525	1950	9568	1725	6522	1241	10384	1862	8195	1281	76	952	105	12	46327	7812
1997	11080	2047	9942	1793	6837	1301	10963	1965	8620	1344	76	1023	105	12	48646	8191
1998	11663	2127	10338	1864	7170	1364	11576	2070	9084	1414	76	1073	105	12	51085	8588
1999	12276	2253	10788	1946	7533	1433	12219	2184	9563	1488	76	1127	105	12	53687	9019
2000	12914	2363	11158	2012	7915	1506	12884	2303	10081	1568	76	1209	105	12	56342	9454
2001	13586	2481	11595	2091	8312	1581	13598	2430	10609	1650	76	1267	105	12	59148	9922
2002	14284	2609	12021	2168	8723	1660	14337	2564	11180	1754	76	1326	105	12	62052	10428
2003	15017	2743	12464	2248	9178	1746	15121	2704	11781	1848	76	1423	105	12	65165	10946
2004	15782	2883	12936	2333	9631	1832	15954	2853	12393	1944	76	1497	105	12	68374	11485
2005	16582	3029	13387	2414	10122	1926	16823	3009	13057	2048	76	1604	105	12	71756	12050

Notas :

- (1) Incluye el mercado atendido directamente por la Empresa de Energia de Bogotá (Incluye Alcalis y Ecopetrol).
- (2) Incluye Medellín, Antioquia y Chocó.
- (3) Corresponde al Valle del Cauca.
- (4) Incluye CUNDI/META (Cundinamarca y Meta), CBR (Caldas, Guindío y Risaralda), THC (Tolima, Huila y Caquetá), NORDESTE (Boyacá, Santander, Norte de Santander, Arauca y Casanare) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Nariño).
- (5) Incluye Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Cesar, Sucre y Guajira.
- (6) En la proyección de "Pérdidas de la Red de Interconexión" están incluidas las pérdidas en las redes de ISA y Betania y el consumo de los servicios auxiliares de las centrales de ISA y de la Central Hidroeléctrica de Betania.
- (7) Comprende las ventas de ISA a Ecopetrol en Caño Limón.
- (8) MAYO/14/90

PROYECCION DE DEMANDA PICO AGREGADA CAPACIDAD INSTALADA Y DISPONIBLE DEL SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO 1991-2001



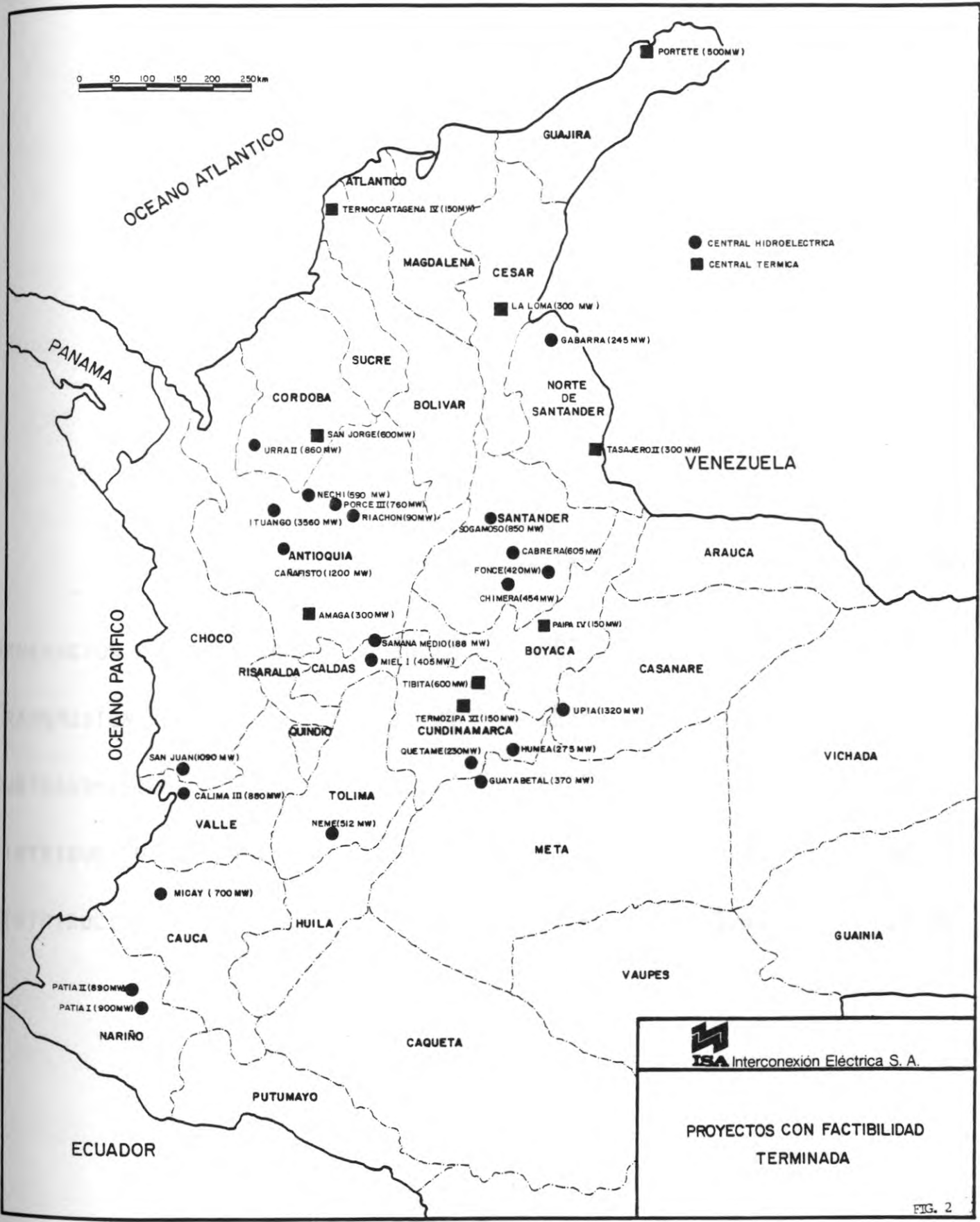
* UNIDADES EN RECONSTRUCCION O REPARACION: TERMOYUMBO, SALTO I, TERMOZIPA I, II Y TURBOGAS CHINU, GUADALUPE III, IV.
 ** PLAN DE RECUPERACION DE UNIDADES DE CORELCA: CHINU 4 (3.9 MW), RIO 10 (3.9 MW), BALLEENAS I (5.6 MW), BARRANQUILLA I-II (23 MW).

PROYECTOS CON FACTIBILIDAD TERMINADA

CARACTERISTICAS TECNICAS (5)

	CAPAC.	NUMERO	VOLUMEN	ALTURA	ENERGIA		ENERGIA	LOCALIZACION (DEPTO.)
	INSTAL. MW	DE UNI- DADES	UTIL MM3	NETA M	ALMACENADA (GWh) Aislado Cadena (1) (2)	MEDIA GWh/año		
HIDROELECTRICOS								
Arrieros del Micay	700	4	1332	167	532	532	3380	Cauca
Cabrera	605	4	141	125	43	85	2700	Santander
Calima III (3)	880	6	7	522	9	9	5620	V. del Cauca
Cañafisto	1200	4	1426	107	371	1155	7200	Antioquia
Chimera	454	3	1041	267	674	1300	2740	Santander
El Neme	512	3	2515	185	1075	1075	2630	Tolima
Fonce	420	3	136	445	146	227	2290	Santander
Guayabetal	370	4	0	389	0	0	2580	Meta
La Gabarra	245	2	3565	77	680	680	1370	N. de Sant.
Humea	275	2	2400	109	615	615	1780	Cundinam.
Ituango	3560	9	650	222	358	358	17900	Antioquia
Miel I (3)	405	3	290	223	158	158	1860	Caldas
Nechí A más Desv.	590	3	747	550	1010	1010	4030	Antioquia
Ovejas (4)	-	-	-	-	-	-	200	Cauca
Patía I	900	4	2600	162	2110	3168	4370	Nariño
Patía II	890	4	175	159	71	71	4350	Nariño
Porce III	760	4	209	324	163	163	4030	Antioquia
Quetame	230	2	360	436	360	816	1550	Cundinam.
Riachón	90	2	93	932	214	214	540	Antioquia
Samaná Medio	188	2	204	192	94	94	1260	Caldas
San Juan	1090	10	11000	34	871	871	6200	Chocó
Sogamoso (3)	850	4	1359	121	400	400	4200	Santander
Upía (3)	1320	6	5250	184	2256	2256	5780	Casanare
Urrea II	860	4	17100	137	5311	7524	2960	Córdoba
TERMICOS								
La Loma	300	2	-	-	-	-	1580	Cesar
Paipa IV	150	1	-	-	-	-	790	Boyacá
San Jorge	300	1	-	-	-	-	1580	Córdoba
San Jorge	600	2	-	-	-	-	3160	Córdoba
Tasajero II	150	1	-	-	-	-	790	Norte de Santander
Tasajero II	300	1	-	-	-	-	1580	Norte de Santander
Termoamagá	150	1	-	-	-	-	790	Antioquia
Termoamagá	300	1	-	-	-	-	1580	Antioquia
Termocartagena IV	150	1	-	-	-	-	790	Bolívar
Termozipaquirá VI	150	1	-	-	-	-	790	Cundinamarca
Tibita	300	1	-	-	-	-	1580	Cundinamarca
Tibita	600	2	-	-	-	-	3160	Cundinamarca

- (1) Para el cálculo de la energía almacenada en el embalse no se consideran posibles proyectos ubicados aguas abajo.
- (2) Para el cálculo de la energía almacenada en el embalse se consideran posibles proyectos ubicados aguas abajo.
- (3) Esquema en proceso de revisión.
- (4) Desviación del río Ovejas al embalse de Salvajina.
- (5) Datos en Noviembre de 1990

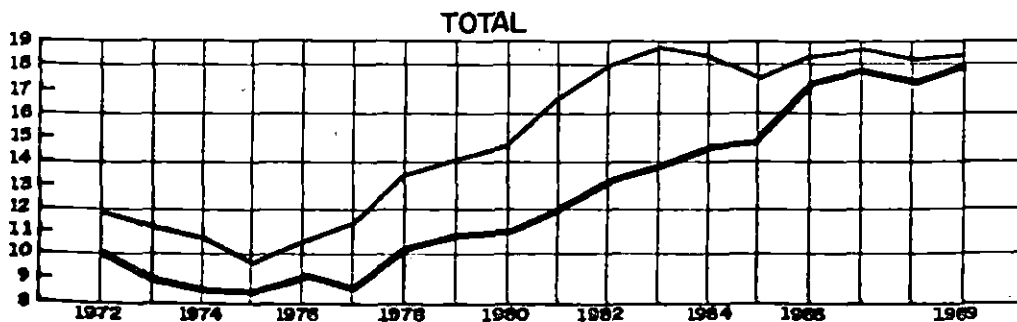
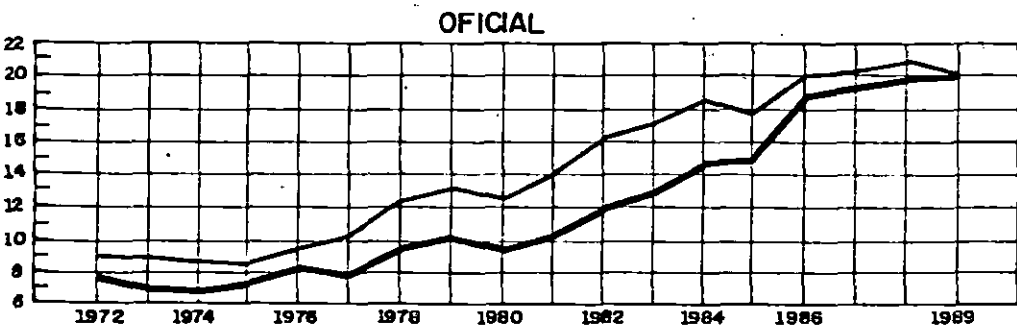
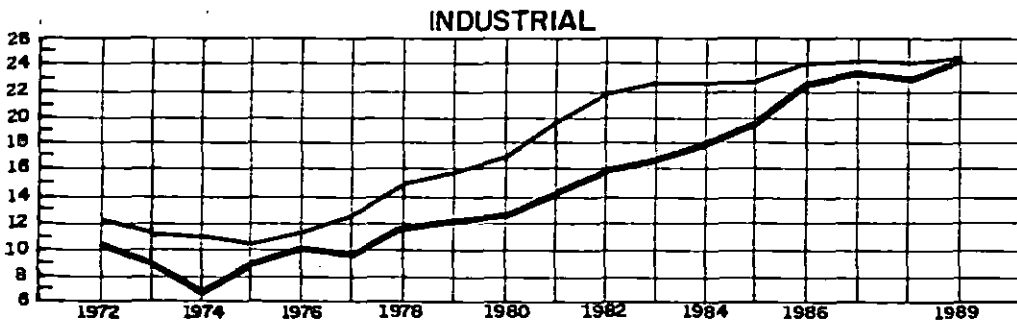
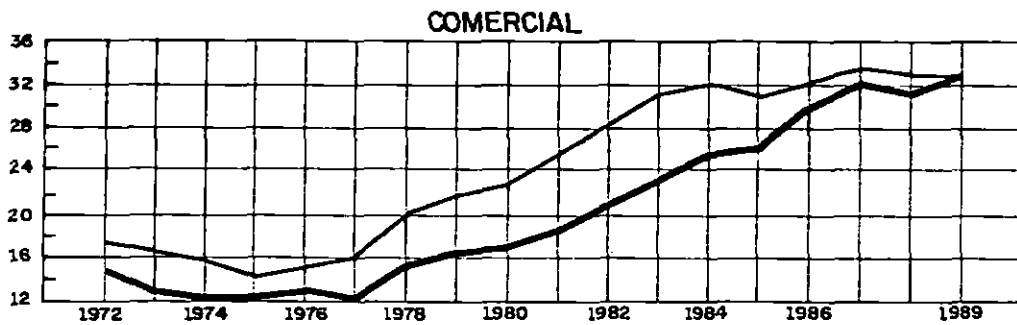
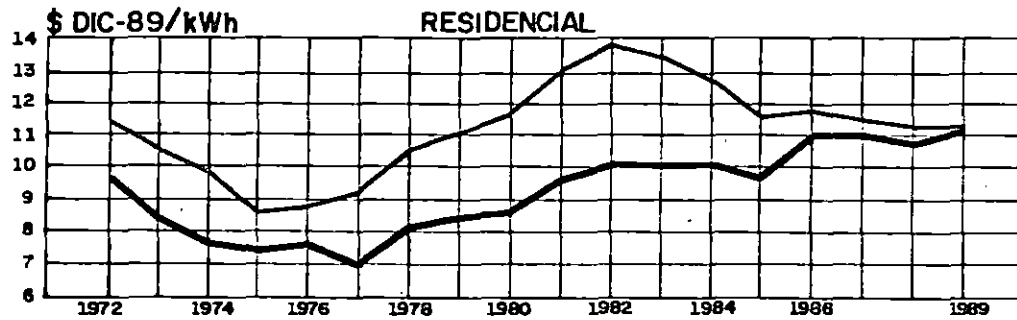


ISA Interconexión Eléctrica S. A.

PROYECTOS CON FACTIBILIDAD
TERMINADA

FIG. 2

EVOLUCION DE LAS TARIFAS MEDIAS POR SECTOR A NIVEL NACIONAL
1972-1989



— INDICE DE COSTOS DEL SECTOR ELECTRICO (ICSE)
— INFLACION INTERNA

CUADRO No. 1

PROYECCION DE INGRESOS POR VENTAS E INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO
(MILLONES DE DOLARES)

	INGRESOS POR VENTAS DE ENERGIA		INVERSION TOTAL		TOTAL SERVICIO DE DEUDA	
	ACUMULADO	PROMEDIO	ACUMULADO	PROMEDIO	ACUMULADO	PROMEDIO
	PERIODO	ANUAL	PERIODO	ANUAL	PERIODO	ANUAL
PERIODO 1991-1994	5409	1352	2308	577	4271	1068
PERIODO 1995-2000	11439	2288	5642	1128	4375	875
TOTAL PERIODO (1991-2000)	16848	1872	7950	883	8646	961

CUADRO No. 2

PROYECCION ANUAL - (MILLONES DE DOLARES)

	1991 1/	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
INGRESOS POR VENTAS DE ENERGIA	1141	1335	1420	1513	1606	1724	1837	1956	2088	2229
INVERSION TOTAL 3/	482	756	538	532	701	834	836	907	1166	1197
SERVICIO DE DEUDA TOTAL 4/	1358	877	1041	996	925	856	822	853	886	958

NOTAS:

- 1/ Año 1991 según Flujo de Caja de 1991.
- 2/ Con escenario de demanda de 4.8% anual y Tarifas según Resoluciones: 089/090/091/095 de 1990
- 3/ Inversión según versión DNP de Junio/90.
- 4/ No incluye Préstamo para faltante. Se consideran Repagos FODEX-Banco de la Republica y Gobierno Nacional durante 1991.

SECTOR ELECTRICO

CUADRO No. 3
EVOLUCION DE LA DEUDA MEDIDA EN DOLARES AMERICANOS 1987-1990 - US\$ Millones

AÑOS	DEUDA TOTAL	DEUDA EXTERNA	DEUDA INTERNA		
			TOTAL	EN MONEDA EXTRANJERA	EN MONEDA LOCAL
1987	4.480	3.572	908	719	189
1988	5.021	3.207	1.814	1.631	183
1989	5.131	2.914	2.217	1.942	275
1990	5.050	2.787	2.263	2.019	244

CUADRO No. 4
PARTICIPACION DE LA FEN EN EL FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO
VALORES MEDIDOS EN DOLARES AMERICANOS 1987-1990 - US\$ Millones

AÑOS	TOTAL DEUDA SECTOR ELECTRICO	A FAVOR DE LA FEN	%	TOTAL DEUDA MONEDA EXTR. SECTOR ELECT.	A FAVOR DE LA FEN	%	TOTAL DEUDA MONEDA LOCAL SECTOR ELEC.	A FAVOR DE LA FEN	%
1987	4.480	635	14	4.291	479	11	189	156	83
1988	5.021	809	16	4.838	673	14	183	136	74
1989	5.131	896	17	4.856	776	16	275	120	44
1990	5.050	1.097	22	4.806	988	21	244	109	45

CUADRO No. 5
DEUDA A DICIEMBRE DE 1990 - (US\$ Millones)

DEUDORES	DEUDA TOTAL	DEUDA EXTERNA	DEUDA INTERNA		
			TOTAL	EN MONEDA EXTRANJERA	EN MONEDA LOCAL
TOTAL	5.050.3	2.787.3	2.263.0	2.019.0	244.0
EEB	1.485.0	1.132.7	352.3	305.0	47.3
ISA	1.196.1	698.1	498.0	461.0	37.1
EPH	437.6	335.1	102.5	77.6	24.8
CHB	434.3	155.0	279.3	272.7	6.6
CORELCA	549.5	162.0	387.5	366.3	21.1
ICEL	439.3	148.8	290.5	255.9	34.7
CVC	425.4	134.8	290.6	261.8	28.8
ELECORELCA	18.9	10.7	8.2	3.5	4.5
ELEICEL	48.6	5.0	43.6	15.5	28.1
OTROS	15.7	5.1	10.6	0	10.6

FUENTE: FEN - Marzo 8 de 1991

SECTOR ELECTRICO

CUADRO No. 6
DEUDA POR TIPO DE RECURSOS A DICIEMBRE DE 1990
(Valor Equivalente en Millones de US\$)

	TOTAL	EN MONEDA EXTRANJERA	%	EN PESOS	%
DEUDORES	5.050.3	4.806.3	95.2	244.0	4.8
EEB	1.485.0	1.437.7	95.8	47.3	4.2
ISA	1.196.1	1.159.1	96.9	37.1	3.1
EPN	437.6	412.7	94.3	24.8	5.7
CHB	434.3	427.7	98.5	6.6	1.5
CORELCA	549.5	528.3	96.1	21.1	3.9
ICEL	439.3	404.7	92.1	34.7	7.9
CVC	425.4	396.6	93.2	28.8	6.8
ELECORELCA	18.9	14.2	75.1	4.5	24.9
ELEICEL	48.6	20.5	42.2	28.1	57.8
OTROS	15.7	5.1	32.5	10.6	67.5

CUADRO No. 7
DEUDA TOTAL POR TIPO DE GARANTIA A DICIEMBRE DE 1990
(Valor Equivalente US\$ Millones)

	TOTAL	GARANTIA DE LA NACION	%	SIN GARANTIA	%
DEUDORES	5.050.3	4.259.1	84.3	791.2	15.7
EEB	1.485.0	1.370.5	92.3	114.5	7.7
ISA	1.196.1	1.099.3	91.9	96.8	8.1
EPN	437.6	397.3	90.8	40.3	9.2
CHB	434.3	307.7	70.8	126.6	29.2
CORELCA	549.5	447.6	81.5	101.9	18.5
ICEL	439.3	313.2	71.3	126.1	28.7
CVC	425.4	317.8	74.7	107.6	25.3
ELECORELCA	18.9	2.3	12.2	16.6	87.8
ELEICEL	48.6	3.4	7.0	45.2	93.0
OTROS	15.7	0	0	15.7	100.0

FUENTE: FEN - Marzo 8 de 1991

SALDO Y SERVICIO DEUDA EXTERNA E INTERNA CREDITOS FIRMADOS A DIC/89 Y POR CONTRATAR 1990-1993
 EMPRESAS SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
 AÑOS 1989 Y 1990* (US\$ Millones)

EMPRESA	TIPO DE PRESTAMISTA	DEUDA EXTERNA		DEUDA INTERNA		DEUDA TOTAL	
		1989	1990 *	1989	1990 *	1989	1990 *
ISA	SALDO	693.32	725.5	407.48	188.34	1100.80	913.84
	SERVICIO DEUDA	153.47	187.3	55.27	247.72	208.74	435.02
	AMORTIZACIONES	92.21	120.47	29.02	209.42	121.23	329.89
	INTERESES	61.26	66.83	26.25	38.30	87.51	105.13
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA	SALDO			2.72	2.61	2.72	2.61
	SERVICIO DEUDA			0.13	0.21	0.13	0.21
	AMORTIZACIONES			0.00	0.00	0.00	0.00
	INTERESES			0.13	0.21	0.13	0.21
CIA. ELECTRICIDAD Y GAS DE CUNDINAMARCA	SALDO			4.16	2.94	4.16	2.94
	SERVICIO DEUDA			1.42	1.65	1.42	1.65
	AMORTIZACIONES			0.97	1.03	0.97	1.03
	INTERESES			0.45	0.62	0.45	0.62
CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER	SALDO			1.81	2.09	1.81	2.09
	SERVICIO DEUDA			0.57	0.92	0.57	0.92
	AMORTIZACIONES			0.25	0.47	0.25	0.47
	INTERESES			0.32	0.45	0.32	0.45
EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA	SALDO			4.25	4.01	4.25	4.01
	SERVICIO DEUDA			1.27	1.68	1.27	1.68
	AMORTIZACIONES			0.38	0.50	0.38	0.50
	INTERESES			0.89	1.17	0.89	1.17
ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO	SALDO	12.98	11.02	3.37	3.68	16.35	14.70
	SERVICIO DEUDA	4.95	4.4	1.65	1.58	6.60	5.98
	AMORTIZACIONES	3.57	3.42	0.59	0.53	4.16	3.95
	INTERESES	1.38	0.98	1.06	1.05	2.44	2.03

SALDO Y SERVICIO DEUDA EXTERNA E INTERNA CREDITOS FIRMADOS A DIC/89 Y POR CONTRATAR 1990-1993
 EMPRESAS SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
 AÑOS 1989 Y 1990* (US\$ Millones)

EMPRESA	TIPO DE PRESTAMISTA	DEUDA EXTERNA		DEUDA INTERNA		DEUDA TOTAL	
		1989	1990 *	1989	1990 *	1989	1990 *
ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR	SALDO	0.64	0.22	1.74	2.98	2.38	3.20
	SERVICIO DEUDA	0.50	0.46	0.33	0.79	0.83	1.25
	AMORTIZACIONES	0.42	0.42	0.09	0.11	0.51	0.53
	INTERESES	0.08	0.04	0.24	0.68	0.32	0.72
ELECTRIFICADORA DE BOYACA	SALDO			1.21	0.67	1.21	0.67
	SERVICIO DEUDA			0.64	0.70	0.64	0.70
	AMORTIZACIONES			0.44	0.53	0.44	0.53
	INTERESES			0.20	0.17	0.20	0.17
IDEL	SALDO	186.09	147.58	298.97	218.47	485.06	366.05
	SERVICIO DEUDA	65.02	54.63	15.79	93.78	80.81	148.41
	AMORTIZACIONES	46.49	44.64	2.61	66.05	49.10	110.69
	INTERESES	18.53	9.99	13.19	27.74	31.72	37.73
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	SALDO	0.00	1.48	9.47	12.50	9.47	13.98
	SERVICIO DEUDA	0.00	0.07	1.97	4.36	1.97	4.43
	AMORTIZACIONES			0.72	1.27	0.72	1.27
	INTERESES		0.07	1.24	3.10	1.24	3.17
CHEC	SALDO	3.85	3.35	12.59	15.03	16.44	18.38
	SERVICIO DEUDA	0.70	0.70	2.02	3.20	2.72	3.90
	AMORTIZACIONES	0.47	0.50	0.67	0.79	1.14	1.29
	INTERESES	0.23	0.20	1.35	2.41	1.58	2.61
CORELCA	SALDO	208.79	165.43	384.70	300.89	593.49	466.32
	SERVICIO DEUDA	106.56	70.65	33.44	147.57	140.00	218.22
	AMORTIZACIONES	75.04	54.03	11.91	115.84	86.95	169.87
	INTERESES	31.52	16.62	21.53	31.73	53.05	48.35

SALDO Y SERVICIO DEUDA EXTERNA E INTERNA CREDITOS FIRMADOS A DIC/89 Y POR CONTRATAR 1990-1993
 EMPRESAS SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
 AÑOS 1989 Y 1990* (US\$ Millones)

EMPRESA	TIPO DE PRESTAMISTA	DEUDA EXTERNA		DEUDA INTERNA		DEUDA TOTAL	
		1989	1990 *	1989	1990 *	1989	1990 *
CVC	SALDO	145.33	121.85	339.00	263.13	484.33	384.98
	SERVICIO DEUDA	44.48	22.63	30.18	91.52	74.66	114.15
	AMORTIZACIONES	32.33	14.80	12.30	59.97	44.63	74.77
	INTERESES	12.15	7.83	17.88	31.55	30.03	39.38
CHB	SALDO	204.03	163.01	262.18	104.83	466.21	267.84
	SERVICIO DEUDA	64.23	64.67	12.14	212.78	76.37	277.45
	AMORTIZACIONES	41.88	49.02	3.09	149.54	44.97	198.56
	INTERESES	22.35	15.65	9.05	63.24	31.40	78.89
EMPRESAS PUBLICAS DE PEREIRA	SALDO	2.08	3.00	0.81	1.00	2.89	4.00
	SERVICIO DEUDA	0.16	0.46	0.28	0.43	0.44	0.89
	AMORTIZACIONES	0.00	0.27	0.10	0.15	0.10	0.42
	INTERESES	0.16	0.19	0.18	0.28	0.34	0.47
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA	SALDO	1087.82	1126.49	349.71	220.83	1437.53	1347.32
	SERVICIO DEUDA	218.84	241.36	45.61	139.60	264.45	380.96
	AMORTIZACIONES	110.02	132.69	19.84	104.60	129.86	237.29
	INTERESES	108.82	108.67	25.76	35.00	134.58	143.67
ENCALI	SALDO	3.76	2.05	2.63	18.08	6.39	20.13
	SERVICIO DEUDA	1.96	2.01	1.53	3.72	3.49	5.73
	AMORTIZACIONES	1.59	1.71	0.94	0.48	2.53	2.19
	INTERESES	0.37	0.30	0.58	3.25	0.95	3.55
OTRAS EMPRESAS (1)	SALDO			12.74	15.13	12.74	15.13
	SERVICIO DEUDA			1.65	2.29	1.65	2.29
	AMORTIZACIONES			1.03	0.88	1.03	0.88
	INTERESES			0.63	1.41	0.63	1.41

SALDO Y SERVICIO DEUDA EXTERNA E INTERNA CREDITOS FIRMADOS A DIC/89 Y POR CONTRATAR 1990-1993
 EMPRESAS SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
 AÑOS 1989 Y 1990* (US\$ Millones)

EMPRESA	TIPO DE PRESTAMISTA	DEUDA EXTERNA		DEUDA INTERNA		DEUDA TOTAL	
		1989	1990 *	1989	1990 *	1989	1990 *
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	SALDO	365.74	351.48	117.34	135.11	483.08	486.59
	SERVICIO DEUDA	100.91	84.70	29.61	30.44	130.52	115.14
	AMORTIZACIONES	65.43	55.79	17.03	11.26	82.46	67.05
	INTERESES	35.48	28.91	12.58	19.17	48.06	48.08
SECTOR ELECTRICO	SALDO	2914.43	2822.46	2216.87	1512.32	5131.30	4334.78
	SERVICIO DEUDA	761.78	734.04	235.48	984.95	997.26	1718.99
	AMORTIZACIONES	469.45	477.76	101.98	723.41	571.43	1201.17
	INTERESES	292.33	256.28	133.50	261.54	425.83	517.82

FUENTE: BASE DATOS VP-DASEC

(*) PARA EL AÑO 1990 LOS DATOS SON PRELIMINARES

(1) INCLUYE ELECTROCAQUETA, ELECTROCESAR, ELECTROCORDOBA, ELECTROHUILA, ELECTROLIMA, ELECTROMAGDALENA, ELECTROSUCRE, ELECTROCHOCHO, ELECTRIF. DE SAN ANDRES, ELECTROMETA, ELECTROGUAJIRA, CORNARE Y EMP. PUB. DE ARMENIA

República de Colombia

**EVALUACION DEL DESEMPEÑO
DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
1970-1990**

Seminario

LEY 51 DE 1989

COMISION NACIONAL DE ENERGIA

Santa Marta, marzo 13 al 15 de 1991

Centro de Convenciones Hotel Santamar

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO
DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

BANCO MUNDIAL
FEN
EPM

DIARIO OFICIAL

EMBAJADA EL 20 DE ABRIL DE 1984

IVAN SUAREZ CASHAHO
Director Imprenta Nacional

Bogotá, D. E., miércoles 25 de octubre de 1989
Año CXXVI No. 39038 - Edición de 8 páginas

Tercera Admisión Autorizada No. 88
DIRECCIÓN MINISTERIO DE GOBIERNO

Poder Público – Rama Legislativa Nacional

LEY 51 DE 1989

(octubre 24)

por la cual se crea la Comisión Nacional de Energía y se dictan otras disposiciones.

El Congreso de Colombia,

DECRETA:

Artículo 1º La atención de las necesidades energéticas de la población y de los agentes económicos del país, es un servicio a cargo de la Nación, al cual concurrirán las entidades territoriales, de acuerdo con lo establecido por la ley.

Artículo 2º Créase la Comisión Nacional de Energía, adscrita al Ministerio de Minas y Energía que tendrá por objeto organizar y regular la utilización racional e integral de las distintas fuentes de energía, de acuerdo con los requerimientos del país.

La Comisión operará mediante el contrato de fiducia previsto en el artículo 15 de la presente Ley, con base en el cual la entidad fiduciaria vinculará el personal y desarrollará las demás actuaciones que deba cumplir por mandato de la Comisión.

Artículo 3º La Comisión Nacional de Energía estará integrada así:

1. Por el Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá.
2. Por el Jefe del Departamento Nacional de Planeación.
3. Por el Presidente de la Empresa Colombiana de Petróleos, Eco-petrol.
4. Por el Presidente de Carbones de Colombia S. A., Carbocol.
5. Por el Gerente General de Interconexión Eléctrica S. A., ISA.
6. Por el Director General de Asuntos Nucleares, IAN.
7. Por dos (2) miembros permanentes, designados en forma rotatoria cada seis (6) meses, por los representantes legales de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, EEEB; Empresas Públicas de Medellín, EPM; Corporación Autónoma Regional del Cauca, CVC; Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, Corelca; Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICHEL, y Central Hidroeléctrica de Caldas S. A., CHEC, así: uno (1) elegido según el orden precedente, y otro, elegido en el orden inverso al enunciado.

Parágrafo 1. Para el ejercicio de las funciones indicadas en los artículos 9º, numeral 5º, y el artículo 10, numerales 5º y 6º, el Ministro de Hacienda y Crédito Público también será miembro de la Comisión Nacional de Energía.

Parágrafo 2. Las decisiones de la Comisión Nacional de Energía se tomarán por la mitad más uno de sus miembros.

Artículo 4º La Comisión Nacional de Energía tendrá un secretario de su libre nombramiento y remoción que devengará la remuneración que ella misma determine.

Artículo 5º La Comisión Nacional de Energía contará con la asesoría permanente de dos (2) expertos para el cumplimiento de sus funciones, los cuales tendrán voz, pero no voto, en sus deliberaciones.

Los asesores deberán ser colombianos de reconocida preparación técnica y experiencia en materia de energía eléctrica, el uno, y de hidrocarburos y carbón, el otro. La Comisión Nacional de Energía señalará su remuneración y los vinculará contractualmente para periodos de dos (2) años.

Artículo 6º La Comisión Nacional de Energía contará con el personal profesional, técnico y administrativo necesario para el cumplimiento de sus funciones, de acuerdo con lo que ella misma determine, de conformidad con las limitaciones presupuestales establecidas en el artículo 14 de la presente ley.

Artículo 7º La Comisión Nacional de Energía tendrá las siguientes funciones generales:

1ª Establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos.

2ª Determinar la manera de satisfacer esos requerimientos, teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, según opciones de mínimo costo económico y social y un estricto orden de prioridades.

3ª Aprobar los planes de expansión e inversión de los proyectos energéticos orientados a la exportación.

4ª Definir políticas para la fijación de los precios de los recursos energéticos.

5ª Efectuar, contratar o promover la realización de estudios para establecer la rentabilidad económica y social de las exportaciones de recursos energéticos.

6ª Efectuar, contratar o promover la realización de estudios para establecer la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales y adoptar la política respectiva.

7ª Efectuar, contratar o promover la realización de estudios para establecer la conveniencia económica y social del desarrollo de la energía nuclear para usos pacíficos.

8ª Dictarse su propio reglamento, el cual deberá ser aprobado por el Gobierno Nacional.

Artículo 8º Con sujeción a lo indicado en el artículo anterior, la Comisión Nacional de Energía tendrá las siguientes funciones específicas, en relación con el subsector de energía eléctrica:

1ª Aprobar los planes, programas y proyectos de generación y transmisión del sistema eléctrico interconectado.

2ª Aprobar los programas de generación eléctrica no convencional.

3ª Coordinar los programas de generación eléctrica en áreas no interconectadas, y

4ª Recomendar criterios a la Junta Nacional de Tarifas para la determinación de las tarifas de servicio de energía eléctrica en todo el país.

Parágrafo 1. Para el ejercicio de las funciones indicadas en los numerales del presente artículo, la Comisión deberá tener en cuenta los requerimientos previstos de energía eléctrica y la forma de satisfacerlos según opciones de mínimo costo económico y social y un estricto orden de prioridades.

Parágrafo 2. El Ministro de Minas y Energía será miembro de la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, cuando se trate de fijar, controlar y fiscalizar las tarifas de servicios públicos de energía eléctrica.

Artículo 9º Con sujeción a lo indicado en el artículo 7º, la Comisión Nacional de Energía tendrá las siguientes funciones específicas en relación con los subsectores de carbón y minerales radiactivos energéticos:

1ª Aprobar los planes, programas y proyectos de expansión e inversión para la exportación de carbón y minerales radiactivos y energéticos y sus metas de producción y exportación.

2ª Aprobar los programas de construcción de carboductos troncales y plantas carboquímicas.

3ª Aprobar los planes y programas de generación térmica y sustitución de combustibles líquidos por sólidos.

4ª Aprobar planes y proyectos de gasificación y licuefacción de carbón; y

5ª Fijar los precios de exportación del carbón y de los minerales radiactivos energéticos, para efectos fiscales y cambiarios.

Artículo 10. Con sujeción a lo indicado en el artículo 7º, la Comisión Nacional de Energía tendrá las siguientes funciones específicas en relación con el subsector de hidrocarburos:

1ª Aprobar los planes de explotación de hidrocarburos, según la tasa eficiente máxima de explotación y criterios de conservación de los yacimientos.

Cuando la relación entre las reservas recuperables probadas y la producción anual descienda de la razón que el Gobierno señale, la Comisión podrá regular de manera temporal los niveles de producción y consumo de hidrocarburos y establecer estímulos especiales a la exploración de acuerdo con los lineamientos que el mismo Gobierno establezca, con el objeto de evitar una situación de desabastecimiento interno.

2ª Fijar los volúmenes de producción de petróleo que los explotadores deben vender para la refinación interna, lo mismo que la consecuente obligación de reintegro de divisas, cuando la producción no logre venderse para su refinación en el país.

3ª Fijar los volúmenes de producción de gas natural asociado que los explotadores deben vender para su procesamiento o utilización en el país.

4ª Fijar el precio al cual deban venderse el petróleo crudo destinado a refinación interna y el gas natural asociado o no asociado, para el procesamiento o utilización en el país.

5ª Determinar la parte pagadera en moneda extranjera del petróleo y el gas natural asociado o no asociado que se procese o utilice en el país.

6ª Fijar los precios de exportación para efectos fiscales y cambiarios del petróleo crudo y del gas natural asociado o no asociado.

7ª Aprobar los programas de construcción y expansión de refineries; oleoductos troncales; y plantas petroquímicas en que participe el capital público, y

8ª Aprobar los planes de transporte y distribución de gas natural, gas propano, kerosenes y otros combustibles líquidos.

Artículo 11. Las decisiones se adoptarán por la Comisión Nacional de Energía, mediante resoluciones expedidas por su Presidente y re-frendadas por el Secretario, contra las cuales sólo procederá el recurso de reposición en los términos previstos en el Código Contencioso Ad-ministrativo.

Artículo 12. El Ministerio de Minas y Energía, las entidades públicas del sector energético y el Departamento Nacional de Planeación, ase-sorarán técnicamente a la Comisión Nacional de Energía en los cam-pos de su competencia.

Igualmente, la Comisión tendrá acceso a los estudios y documentos que esos organismos y entidades produzcan sobre los temas de su competencia.

La Comisión Nacional de Energía ejercerá sus funciones con base en las propuestas que el Ministerio de Minas y Energía y las entidades públicas del sector energético presenten a su consideración, para la determinación de los planes, programas y proyectos de que tratan los artículos 8º, 9º y 10.

Artículo 13. El Departamento Nacional de Planeación, presentará al Consejo Nacional de Política Económica y Social, Conpes, los planes y programas aprobados por la Comisión Nacional de Energía que deban conformar los proyectos de ley de planes y programas de desarrollo económico y social que corresponde fijar al Congreso Nacional, de conformidad con el numeral 4º del artículo 76 de la Constitución Política.

Artículo 14. La Comisión Nacional de Energía fijará anualmente su presupuesto, el cual deberá ser aprobado por el Gobierno Nacional sin que pueda exceder del medio por ciento ($\frac{1}{2}\%$) de la suma de los presupuestos de funcionamiento de las entidades indicadas en el si-guiente inciso.

Este presupuesto será sufragado en un tercio ($\frac{1}{3}$) por la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol; un tercio ($\frac{1}{3}$) por Carbones de Colombia S. A., Carbocol; y un tercio ($\frac{1}{3}$) por Interconexión Eléctrica S. A., ISA, y la Financiera Eléctrica Nacional S. A., FEN, por partes iguales. Estas entidades quedan facultadas para apropiar de sus res-pectivos presupuestos las partidas correspondientes. Para los efectos de este artículo, el Gobierno determinará qué se entiende por presupuesto de funcionamiento en cada una de estas entidades.

Artículo 15. Los recursos que aporten las entidades indicadas en el artículo anterior para el funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía, serán administrados mediante un contrato de fiducia cele-brado entre el Gobierno y la fiduciaria La Previsora S. A.

Artículo 16. De conformidad con el numeral 12 del artículo 76 de la Constitución Política, revístese de facultades extraordinarias al Pre-sidente de la República por el término de un año, contado a partir de la publicación de la presente Ley, para los siguientes fines:

1ª Dictar los estatutos básicos de Interconexión Eléctrica S. A., ISA, con fundamento en los que adopte la asamblea de socios y en las dis-posiciones de la presente Ley.

2ª Modificar los estatutos básicos del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL; del Instituto de Asuntos Nucleares, IAN, y de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, Corelca, cuya integra-ción del Consejo Directivo y período de sus miembros, atenderá lo dis-puesto en los artículos 4º y 5º de la Ley 57 de 1975.

Parágrafo. Para el ejercicio de estas facultades, el Gobierno Nacional estará asesorado por una Comisión integrada por dos (2) Senadores y dos (2) Representantes a la Cámara, designados por las Comisiones Terceras Constitucionales Permanentes.

Artículo 17. La presente Ley rige a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial** y deroga las disposiciones que le sean contrarias, particularmente la de creación de la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, por el Decreto 688 de 1967.

Dada en Bogotá, D. E., a los ...

El Presidente del honorable Senado,
LUIS GUILLERMO GIRALDO HURTADO

El Presidente de la honorable Cámara de Representantes,
NORBERTO MORALES BALLESTEROS

El Secretario General del honorable Senado,
Crispín Villazón de Armas.

El Secretario General de la honorable Cámara de Representantes,
Luis Lorduy Lorduy.

República de Colombia - Gobierno Nacional.

Publíquese y ejecútese.

Bogotá, D. E., 24 de octubre de 1989.

VIRGILIO BARCO

La Ministra de Minas y Energía,
Margarita Mena de Quevedo.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,
Luis Fernando Alarcón Mantilla.

(16 JUL 1990)

Uspall

Por el cual se reglamenta el Decreto-Ley 3069 de 1968 y el Capítulo V de la Ley 81 de 1988 y se establece una estructura nacional de tarifas para el servicio de energía eléctrica.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

en ejercicio de la facultad conferida por el numeral 3o. del Artículo 120 de la Constitución Nacional,

DECRETA:

ARTICULO 1o. ESTRUCTURA NACIONAL DE TARIFAS: Para efectos del ejercicio de las funciones atribuidas a la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos por el Decreto-Ley 3069 de 1968 y el capítulo V de la Ley 81 de 1988, en materia de tarifas del servicio de energía eléctrica se tendrán en cuenta los criterios establecidos en el presente decreto.

ARTICULO 2o. DEFINICIONES: Para fines del presente decreto, establécense las siguientes definiciones o nociones:

ACOMETIDA: Derivación de la red de distribución de energía eléctrica que llega hasta las instalaciones del inmueble.

ENTIDAD: Persona natural o jurídica, encargada o responsable de la prestación del servicio de energía eléctrica.

ESTRATIFICACION SOCIOECONOMICA: Proceso de clasificación de la población en estratos socioeconómicos, según las pautas metodológicas establecidas por la autoridad competente.

ESTRATO SOCIOECONOMICO: Nivel de clasificación de la población con características similares en cuanto a grado de riqueza y calidad de vida, determinada de manera indirecta mediante las condiciones físicas de la vivienda y su localización, utilizando las siguientes variables: características de la fachada, disponibilidad de garaje, existencia de zonas verdes y recreativas, disponibilidad de servicios públicos básicos, estado de las vías locales, existencia de medios de transporte público y demás parámetros que establezca la autoridad competente.

INQUILINATO: Edificación ubicada en los estratos socioeconómicos "Bajo-Bajo", "Bajo" y "Medio-Bajo" con una entrada común desde la calle, que aloja tres o más hogares que comparten los servicios públicos domiciliarios y los servicios sanitarios.

SUSCRIPTOR: Persona natural o jurídica propietaria o poseedora del inmueble al cual se le presta el servicio de energía eléctrica o quien haya suscrito el contrato de prestación del servicio en términos de la Ley 9a. de 1989.

USUARIO: Persona natural o jurídica que hace uso del servicio de energía eléctrica.

ARTICULO 3o. **BASE PARA LA DETERMINACION DE LAS TARIFAS:**
Las tarifas se determinarán con base en la estructura económica de costos de la prestación del servicio de energía eléctrica y en consideraciones de equidad social.

ARTICULO 4o. **MODALIDADES DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA:** El servicio de energía eléctrica podrá ser prestado bajo la modalidad residencial o no-residencial. El residencial es aquel que se presta directamente a los hogares o núcleos familiares y el no-residencial el que se presta para otros fines.

PARAGRAFO 1. Para efectos de facturación del servicio de energía eléctrica, se podrán considerar como residenciales a los pequeños establecimientos comerciales o industriales anexos a las viviendas, según reglamentación que para tal efecto establecerá la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos mediante resolución.

PARAGRAFO 2. Para efectos de clasificación de los usuarios no-residenciales se utilizará la última versión vigente de la "Clasificación Industrial Internacional Uniforme de Todas las Actividades Económicas" (CIU) de las Naciones Unidas. Se exceptúa a los usuarios especiales, en bloque a municipios, empresas distribuidoras y zonas francas que se regirán, para efectos de clasificación, por regulación separada.

ARTICULO 5o. **ESTRUCTURA DE TARIFAS DEL SERVICIO RESIDENCIAL:** Por el servicio de energía eléctrica a usuarios residenciales se establecerá un cargo fijo mensual, un cargo mensual por consumo y cuando fuere el caso, un cargo mensual por demanda máxima.

El cargo fijo mensual será independiente del nivel de consumo de energía eléctrica y su valor dependerá del estrato socioeconómico en el que se encuentre clasificado el inmueble.

El cargo por consumo se liquidará teniendo en cuenta las tarifas definidas para los siguientes rangos de consumo:

- Primero : Consumo de Subsistencia
- Segundo : Consumo Básico
- Tercero : Consumo Intermedio
- Cuarto : Consumo Superior

La magnitud de los rangos de consumo se establecerán con base en parámetros tales como los hábitos de consumo y la disponibilidad de sustitutos energéticos.

Las tarifas de los distintos rangos de consumo podrán ser objeto de diferenciación por estratos socioeconómicos y se establecerán de tal forma que sean crecientes por estratos al interior de un mismo rango y al pasar de un rango de consumo inferior a otro mayor.

ARTICULO 6o. LIQUIDACION CONSUMO RESIDENCIAL: El consumo total del usuario se liquidará por rangos de consumo según lo contemplado en el artículo anterior. Para efectos de liquidar el consumo residencial se procederá de la siguiente manera: Cada uno de los kilowatios-hora correspondientes al consumo de subsistencia se liquidará con la tarifa fijada para este primer rango; cada uno de los kilowatios-hora correspondientes al consumo básico se liquidará con la tarifa fijada para este segundo rango; y así sucesivamente se repetirá el procedimiento hasta cubrir la totalidad del consumo del usuario.

ARTICULO 7o. LIQUIDACION FACTURAS A INQUILINATOS: Las facturas correspondientes a inquilinatos se liquidarán de la siguiente manera:

El consumo total del inquilinato se dividirá por el número de hogares o núcleos familiares independientes que lo habiten con el propósito de encontrar el consumo familiar promedio, el cual se liquidará aplicando el procedimiento descrito en el artículo 6o. El valor resultante se multiplicará por el número de familias que habiten el inquilinato y al resultado se le sumará un sólo cargo fijo correspondiente al estrato socioeconómico en que se encuentre clasificado el inmueble a fin de obtener la factura total del inquilinato.

ARTICULO 8o. LIQUIDACION DE FACTURAS A EDIFICIOS MULTIFAMILIARES CON MEDICION COLECTIVA: Las facturas correspondientes a edificios multifamiliares de apartamentos con medición colectiva se liquidarán de la siguiente manera:

El consumo total del edificio se dividirá por el número de apartamentos con el objeto de encontrar el consumo familiar promedio, el cual se liquidará aplicando el procedimiento descrito en el artículo 6o. Al valor resultante se le sumará el cargo fijo correspondiente al estrato socioeconómico al cual pertenezca el edificio, a fin de obtener la cuenta atribuible a cada apartamento. Dicha cuenta se multiplicará por el número de apartamentos para efectos de expedir una sola factura. No obstante, a solicitud de la mayoría de los copropietarios, la Entidad podrá expedir facturas independientes para cada apartamento aplicando los coeficientes de copropiedad establecidas en el régimen de propiedad horizontal, siempre y cuando fuere factible asegurar el recaudo de los respectivos valores por medios diferentes a la suspensión del servicio de energía eléctrica.

PARAGRAFO: A los conjuntos de viviendas con medición colectiva se les aplicará igual tratamiento para efectos de la liquidación de sus facturas.

ARTICULO 9o. CARGO POR DEMANDA MAXIMA SERVICIO RESIDENCIAL ESPECIAL: Toda unidad residencial con asignación de transformación igual o superior a cuarenta y cinco (45) KVA o con una carga instalada superior a cuarenta (40) KW tendrá adicionalmente un cargo mensual por demanda máxima, que se liquidará con las tarifas de demanda máxima del servicio industrial en el nivel de tensión correspondiente.

ARTICULO 10o. LIQUIDACION CONSUMOS AREAS COMUNES CONJUNTOS HABITACIONALES: El consumo total de las áreas comunes de los conjuntos habitacionales se liquidarán de la siguiente manera:

Para los conjuntos clasificados en los estratos Bajo-Bajo y Bajo, el consumo total se facturará con la tarifa del rango de consumo de subsistencia; los ubicados en los estratos Medio-Bajo y Medio, con la tarifa de rango de consumo básico y los ubicados en los estratos Medio-Alto y Alto, con la tarifa del rango del consumo intermedio.

A solicitud expresa de la mayoría absoluta de los propietarios del conjunto habitacional, la Entidad podrá facturar directamente a cada usuario la parte proporcional del consumo de las áreas comunes, aplicando los coeficientes de copropiedad establecidos en el respectivo régimen de propiedad horizontal. La liquidación se hará con base en la tarifa correspondiente a las áreas comunes, o conforme al siguiente procedimiento: el consumo total de las áreas comunes se divide por el número de núcleos familiares y locales independientes existentes y al resultado se le suma al consumo de cada núcleo familiar o local, el cual se liquida con las tarifas correspondientes al tipo de servicio.

PARAGRAFO: No habrá cargo fijo ni tarifa de conexión para las áreas comunes.

ARTICULO 11o. ESTRUCTURA DE TARIFAS DEL SERVICIO NO-RESIDENCIAL: Por el servicio de energía eléctrica a usuarios no-residenciales se cobrará un cargo fijo mensual, un cargo por consumo y, si fuere el caso, un cargo mensual por demanda máxima y uno por energía reactiva. Para estos cobros, se podrán establecer tarifas diferenciales según la clasificación definida en el parágrafo 2. del artículo 4o. del presente decr o y los siguientes niveles de tensión al cual se conecten los equipos de medida:

Nivel 1: Tensión nominal inferior a un (1) KV suministrado en la modalidad de trifásica o monofásica.

Nivel 2: Tensión nominal mayor o igual a un (1) KV y menor a treinta (30) KV suministrado en la modalidad trifásica o monofásica.

Nivel 3: Tensión nominal mayor o igual a treinta (30) KV y menor a sesenta y dos (62) KV suministrado en la modalidad trifásica.

Nivel 4: Tensión nominal mayor o igual a sesenta y dos (62) KV suministrado en la modalidad trifásica.

PARAGRAFO Las tarifas por concepto de consumo de energía activa y reactiva y de demanda máxima podrán ser objeto de diferenciación horaria.

ARTICULO 12o. **INSTALACIONES SIN CONTADOR O CON MEDICION DEFECTUOSA:** Cuando no fuese posible establecer el consumo normal de un inmueble por carencia de contador, retiro provisional del mismo, medición defectuosa, alteración en el funcionamiento del contador, u otra causa, el consumo se establecerá con base en procedimientos establecidos por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.

ARTICULO 13o. **TARIFA DE CONEXION SERVICIO RESIDENCIAL:** El servicio residencial de energía eléctrica tendrá una tarifa de conexión, cuyo valor dependerá del estrato socioeconómico en que se encuentre clasificado el inmueble, determinada en cada caso por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.

PARAGRAFO La reclasificación socioeconómica de los inmuebles residenciales no dará lugar a ajustes por concepto de conexión al servicio, ni a devoluciones por parte de la Entidad.

ARTICULO 14o. **TARIFA DE CONEXION SERVICIO NO-RESIDENCIAL:** La tarifa de conexión al servicio no-residencial dependerá del nivel de tensión al cual se efectúe la medición y de la capacidad de transformación, o carga instalada.

PARAGRAFO: Cuando se aumente la capacidad de transformación o la carga instalada de un inmueble no-residencial, la Entidad podrá cobrar un reajuste por conexión equivalente a la diferencia entre las tarifas de conexión vigentes de la situación modificada y la situación actual.

ARTICULO 15o. **CAMBIO DE USO DEL INMUEBLE:** Cuando un inmueble cambie de uso, se podrá efectuar un ajuste por concepto de conexión que se estimará con base en la diferencia entre las tarifas de conexión vigentes, siempre que sea positiva.

ARTICULO 16o. OTROS SERVICIOS PRESTADOS POR LA ENTIDAD: Por aquellos servicios o trabajos prestados por la Entidad diferentes al servicio eléctrico, se podrá cobrar el valor de los materiales, el costo de utilización de los equipos empleados y de la mano de obra utilizada, más una suma por concepto de administración e ingeniería que no supere el porcentaje máximo determinado por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.

ARTICULO 17o. AJUSTE TARIFARIO: La Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos determinará el monto y la periodicidad de los ajustes tarifarios.

ARTICULO 18o. PROHIBICION DE HACER COBROS NO AUTORIZADOS: La Entidad no podrá cobrar tarifas ni conceptos diferentes a los autorizados por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, o previstos en el reglamento general de prestación del servicio, ni podrá alterar la estructura tarifaria definida en este decreto.

ARTICULO 19o. NO DISPONIBILIDAD DEL SERVICIO: Cuando un inmueble permaneciere sin servicio de energía eléctrica durante quince (15) días o más, dentro de un mismo período de facturación, por causa no imputable al usuario, la Entidad no podrá cobrar en dicho período el cargo fijo mensual correspondiente.

ARTICULO 20o. PROHIBICION DE EXONERACION: No habrá exoneración en el pago del servicio de energía eléctrica para ninguna persona natural o jurídica.

ARTICULO 21o. DEROGACION: El presente decreto deroga el Decreto 2545 de 1984 y toda norma que le sea contraria.


ARTICULO 22o. VIGENCIA: Este decreto rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.


COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE.

Dado en Bogotá D.E., el día

16 JUL 1990




MARGARITA MENA DE QUEVEDO
MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA


LUIS BERNARDO FLOREZ ENCISO
JEFE DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION

RESOLUCION NUMERO 089 DE

(12 SET. 1990)

Por la cual se introducen ajustes a la política de tarifas de ventas de energía y potencia entre empresas eléctricas.

LA JUNTA NACIONAL DE TARIFAS DE SERVICIOS PUBLICOS

en uso de las atribuciones que le confiere el Decreto-Ley 3069 de 1968 y el Capítulo V de la Ley 81 de 1988,

y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución JNT-086 de 1986 estableció la metodología del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP) como base para fijar las tarifas de energía eléctrica al consumidor final;

Que las tarifas de venta de energía y potencia entre empresas eléctricas deben regirse por principios de eficiencia y racionalidad económica;

Que las tarifas al consumidor final tienen definidas metas específicas -con relación al CIPLP- establecidas con base en consideraciones económicas y sociales; en tanto que no se han precisado metas para las tarifas de venta de energía y potencia entre empresas eléctricas;

Que es conveniente establecer para las tarifas de venta de energía y potencia entre empresas eléctricas, metas específicas que sean consistentes con las metas globales alcanzadas por las tarifas medias de venta a los usuarios finales;

Que es conveniente armonizar la política de tarifas de venta entre empresas eléctricas con la política de tarifas eléctricas al consumidor final;

RESUELVE:

ARTICULO 1o. DEFINICIONES: Para efectos de aplicar la presente resolución se definen los siguientes conceptos:

Tarifa de Intercambio: Valor unitario de los intercambios de energía y potencia de largo plazo que se realizan mensualmente entre Interconexión Eléctrica S.A. y sus empresas socias, bajo contratos estacionales. Asimismo, se aplica a las ventas de largo plazo de la Central Hidroeléctrica de Betania a sus empresas socias.

Tarifa de Venta en Bloque: Valor unitario de las ventas de energía y potencia que realiza una empresa eléctrica a otra entidad encargada de su distribución, así como a las zonas francas.

ARTICULO 2o. METAS TARIFARIAS. Las tarifas de intercambio tendrán como meta alcanzar en 1994, como mínimo, un porcentaje del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo, a nivel de interconexión, igual al porcentaje que alcanza la tarifa media nacional al consumidor con respecto al CIPLP, ponderado por niveles de voltaje y consumos sectoriales. Las metas para las tarifas de venta en bloque se establecerán con este mismo criterio, pero tomando como referencia el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo Regional, en el nivel de tensión correspondiente, y el porcentaje que alcanzan las tarifas medias regionales al consumidor.

PARAGRAFO: Las ventas en bloque a las empresas eléctricas asociadas en un grupo regional, podrán ser objeto de diferenciación de tarifas. En tal caso, la meta tarifaria establecida corresponderá a la tarifa media resultante de las ventas en bloque a las empresas que conforman el grupo regional.

ARTICULO 3o. PROGRAMAS DE AJUSTE. Las metas anteriores se alcanzarán mediante programas de ajuste que serán definidos por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos y coordinados por la Secretaría Ejecutiva de la misma. En los programas mencionados se podrán contemplar incrementos diferentes para las tarifas de energía y potencia, con el fin de lograr una correspondencia entre las tarifas aplicadas y los costos incrementales de largo plazo de energía y potencia.

ARTICULO 4o. VIGILANCIA. La Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos vigilará el cumplimiento de la presente resolución.

ARTICULO 5o.

VIGENCIA. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Departamento Nacional de Planeación.

COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE.

Dada en Bogotá D.E., el día 12 SET. 1990



Armando Montenegro Trujillo

ARMANDO MONTENEGRO TRUJILLO
Presidente

Evamaría Uribe Tobón
EVAMARIA URIBE TOBON
Secretario Ejecutivo

Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos

RESOLUCION NUMERO 086 DE

(11 NOV 1983)

Por la cual se introducen ajustes a la política tarifaria del servicio de energía eléctrica.

LA JUNTA NACIONAL DE TARIFAS DE SERVICIOS PUBLICOS

en uso de las facultades que le confieren los Decretos-Leyes 3069 de 1968 y 149 de 1976 y

CONSIDERANDO :

Que el Decreto 2545 de 1984 estableció una estructura tarifaria única para todo el territorio nacional,

Que existe en el país una gran dispersión de niveles tarifarios que no guardan una correspondencia directa con los costos reales de prestación del servicio eléctrico,

Que es necesario reestructurar los niveles tarifarios para garantizar la aplicación de principios de eficiencia económica y de equidad social,

RESUELVE :

METAS TARIFARIAS

ARTICULO 1o. La fijación de los niveles tarifarios se hará con base en la estructura económica de costos del sector eléctrico, calculada utilizando la metodología del costo incremental promedio a largo plazo (CIPLP).

ARTICULO 2o. Los consumos residenciales se clasificarán en bloques, así: Consumo de subsistencia (hasta 100 kWh/mes cuando existan posibilidades de sustitución energética y hasta 200 kWh/mes cuando no existan); consumo básico

"Por la cual se introducen ajustes a la política tarifaria del servicio de energía eléctrica."

(la diferencia entre 400 kWh/mes y el consumo de subsistencia); consumo intermedio (entre 401 y 800 kWh/mes) y consumo superior (más de 800 kWh/mes).

ARTICULO 3o. Las metas tarifarias para cada bloque de consumo serán las siguientes: Consumo de subsistencia: 20 a 30% del CIPLP; consumo básico: 50 a 80% del CIPLP; consumo intermedio: 90 a 125% del CIPLP y consumo superior: 100 a 125% del CIPLP.

ARTICULO 4o. La meta tarifaria para los consumos no-residenciales será un valor entre 100 y 125% del costo incremental promedio a largo plazo.

ARTICULO 5o. Las metas establecidas en los Artículos 3o. y 4o. precedentes, se alcanzarán mediante el programa de indexación a que se refieren los Artículos 6o. y 7o. y con ajustes puntuales que no sobrepasarán el cuatro por ciento (4%) al año en el servicio residencial y el cinco por ciento (5%) al año en el servicio no-residencial. Para cada empresa se expedirán posteriormente las resoluciones respectivas.

INDEXACION TARIFARIA

ARTICULO 6o. La indexación de las tarifas residenciales se regirá por la tasa de crecimiento del salario mínimo. A principios de cada año y una vez se conozca el reajuste en el salario mínimo, se determinará la tasa de incremento mensual de las tarifas residenciales.

ARTICULO 7o. La indexación de las tarifas no-residenciales se regirá por el crecimiento del índice nacional de costos de prestación del servicio de energía eléctrica. Su valor se determinará anualmente, a principios del año.

PARAGRAFO: En ningún caso, la indexación aplicada a los consumos no-residenciales será inferior a la aplicada a los consumos residenciales.

UNIFICACION CARGOS FIJOS RESIDENCIALES

ARTICULO 8o. A partir del mes de diciembre de 1986, los cargos fijos mensuales del servicio residencial serán los siguientes en todo el país:

"Por la cual se introducen ajustes a la política tarifaria del servicio de energía eléctrica."

<u>Categoría</u>	<u>Estrato Socioeconómico</u>	<u>Cargo Fijo (\$/Usuario-mes)</u>
I	Bajo - Bajo	33.00
II	Bajo	86.00
III	Medio-Bajo	226.00
IV	Medio	474.00
V	Medio - Alto	972.00
VI	Alto	1.520.00

PARAGRAFO: A partir del mes de enero de 1987, los cargos fijos anteriores se reajustarán mensualmente con la misma tasa de indexación de los consumos residenciales.

TARIFAS AREAS COMUNES CONJUNTOS HABITACIONALES

ARTICULO 9o. Los consumos de las áreas comunes de los conjuntos habitacionales se liquidarán de la siguiente manera:

Para los conjuntos ubicados en los estratos Bajo-Bajo y Bajo, el consumo total se facturará con la tarifa del bloque de consumo: 201-400 kWh/mes; los ubicados en los estratos Medio-Bajo y Medio, con la tarifa del bloque de consumo: 401-800 kWh/mes y los ubicados en los estratos Medio-Alto y Alto, con la tarifa del bloque de consumo: 801-1.600 kWh/mes.

TARIFAS PARA ACTIVIDADES DE RIEGO Y DRENAJE

ARTICULO 10o. Establécese la categoría de riego y drenaje, entendiéndose por riego: "la aplicación artificial de agua a las áreas de cultivo con el objeto de suministrar a las especies vegetales la humedad necesaria para su normal desarrollo" y por drenaje: "la evacuación rápida de los excesos de agua del suelo producidos por la lluvia que limita el normal desarrollo de los cultivos".

ARTICULO 11o. Las tarifas de riego y drenaje serán equivalentes al ochenta por ciento (80%) de la tarifa industrial correspondiente al nivel de voltaje en que se encuentren instalados los medidores.

PARAGRAFO: La tarifa anterior solamente se aplicará a las actividades de riego y drenaje que se hagan mediante bombeo eléctrico. Excluye, por lo tanto, otro tipo de consumos agropecuarios o rurales.

"Por la cual se introducen ajustes a la política tarifaria del servicio de energía eléctrica."

ARTICULO 12o. Las empresas de energía eléctrica no podrán efectuar cobros de riego y drenaje bajo la modalidad de carga instalada o de consumo mínimo presuntivo. No obstante, existirá un cargo mínimo para cubrir los costos de disponibilidad del servicio, como lo contempla el Decreto 2545 de 1984.

ARTICULO 13o. Las empresas tendrán como máximo un año de plazo para instalar los medidores para registrar los consumos de riego y drenaje. Los costos del medidor y de las instalaciones eléctricas requeridas serán asumidos por el usuario. Si la Empresa no está en capacidad de suministrar el medidor, éste podrá ser adquirido en el mercado por el usuario y entregado a la Empresa para su calibración e instalación respectiva.

TARIFAS PARA EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS

ARTICULO 14o. Los consumos de energía eléctrica de las empresas oficiales que atienden servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, acueducto, alcantarillado y aseo, se liquidarán con las tarifas oficiales, independientemente de su naturaleza jurídica.

ARTICULO 15o. Las empresas de acueducto podrán acogerse a la tarifa establecida para riego y drenaje para aquellos consumos originados exclusivamente en actividades de bombeo de agua.

DESCUENTOS TARIFARIOS PARA ALGUNAS ENTIDADES OFICIALES

ARTICULO 16o. Los planteles oficiales de educación de todo nivel; los hospitales, clínicas, centros de salud oficiales; los ancianatos y orfanatos de carácter oficial y clínicas y establecimientos educativos de las Fuerzas Armadas, tendrán una tarifa equivalente al ochenta por ciento (80%) de la tarifa oficial vigente, siempre y cuando se encuentren a paz y salvo por concepto de compras de electricidad o hayan suscrito con la empresa que suministra el servicio un convenio de pago de las sumas adeudadas por dicho concepto. En caso contrario, se les aplicará la tarifa oficial plena.

INCENTIVOS TARIFARIOS TEMPORALES

ARTICULO 17o. Con el fin de promover la colocación de excedentes energéticos, las empresas de energía eléctrica otorgarán a las industrias que utilizan plantas propias de generación en sus procesos normales de producción, una tarifa reducida sobre la energía sustituida.

"Por la cual se introducen ajustes a la política tarifaria del servicio de energía eléctrica."

PARAGRAFO: Las industrias colocarán medidores a la salida de sus plantas propias de generación, los cuales serán calibrados y controlados por las empresas de energía eléctrica.

ARTICULO 18o. La tarifa de que habla el Artículo anterior será determinada anualmente por cada empresa eléctrica y aprobada por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, teniendo en cuenta la evolución de los excedentes energéticos, los costos de combustible de las plantas de autogeneración y los costos incrementales de generación del sistema interconectado.

PARAGRAFO: En ningún caso se podrán definir tarifas inferiores al costo marginal de generación de corto plazo del sistema interconectado.

ARTICULO 19o. La potencia requerida para entregar la energía sustituida, calculada con un factor de carga del ciento por ciento (100%), no tendrá costo alguno para el usuario.

ARTICULO 20o. Las empresas de energía suscribirán convenios de suministro eléctrico con las industrias que operan plantas propias de generación, en los cuales se especificará el descuento tarifario, la duración del mismo, las condiciones de prórroga, la aplicabilidad exclusiva a las plantas de autogeneración utilizadas normalmente en el proceso productivo, las condiciones para ser elegibles, la garantía de suministro y otra información pertinente.

ARTICULO 21o. Las empresas distribuidoras de energía eléctrica que no posean excedentes energéticos o que requieran utilizar excedentes del sistema interconectado, recibirán una tarifa en bloque reducida sobre los consumos destinados a sustituir autogeneración eléctrica. Con tal fin, las empresas distribuidoras celebrarán convenios con las empresas intermediarias y con Interconexión Eléctrica S.A., en los cuales, además de especificar la tarifa reducida, se estipulará el mecanismo de control que permita certificar adecuadamente las ventas realizadas a la industria para sustituir autogeneración, así como las tarifas aplicadas.

HORARIOS PARA EL COBRO DE LA DEMANDA MAXIMA

ARTICULO 22o. Los períodos horarios para el cobro de la demanda máxima o potencia serán iguales a los establecidos para el cobro de los intercambios de potencia en el sistema interconectado.

"Por la cual se introducen ajustes a la política tarifaria del servicio de energía eléctrica."


DISPOSICIONES FINALES

ARTICULO 23o. La Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos vigilará el cumplimiento de la presente Resolución.

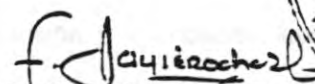
ARTICULO 24o. La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Departamento Nacional de Planeación.

COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE

Dada en Bogotá D.E., a los once (11) días del mes de Noviembre de mil novecientos ochenta y seis (1986),


MARIA MERCEDES DE MARTINEZ
Presidente




FRANCISCO J. UCHOA F.
Secretario Ejecutivo



Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos

RESOLUCION NÚMERO 090 DE

(15 DE OCT. 1989)

Por medio de la cual se modifica parcialmente la Resolución JNT-086 de 1986 y se dictan otras disposiciones.

LA JUNTA NACIONAL DE TARIFAS DE SERVICIOS PUBLICOS

en uso de las facultades que le confiere el Decreto-Ley 3069 de 1968 y el Capítulo V de la Ley 81 de 1988,
y

C O N S I D E R A N D O :

Que la Resolución JNT-086 de 1986 estableció la metodología del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP) como base para fijar las tarifas de energía eléctrica;

Que los costos de transmisión, subtransmisión y distribución son diferentes de una región a otra;

Que las metas tarifarias en regiones interconectadas deben reflejar los costos comunes de generación e interconexión y los propios de transmisión, subtransmisión y distribución; y en regiones no interconectadas, los costos propios de generación, transmisión y distribución;

Que los subsidios al sector residencial se deben orientar exclusivamente hacia los usuarios de menores ingresos;

Que es necesario estimular el uso eficiente de la energía eléctrica;

Que para tal fin es necesario establecer tarifas diferenciales por estratos socioeconómicos para los consumos básicos y fijar metas concordantes con los costos para las actividades productivas;

R E S U E L V E :

ARTICULO 1o. El artículo 1o. de la Resolución JNT-086 de 1986 quedará así:

"La fijación de los niveles tarifarios se hará con base en la estructura económica de costos del sector eléctrico, calculada utilizando la metodología del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo. Las metas tarifarias a que se refieren los artículos 3o. y 4o. de la presente resolución, se entienden referidas al Costo Incremental Promedio de Largo Plazo Regional (CIPLPr), que se calcula agregando los costos propios de transmisión, subtransmisión y distribución de

"Por medio de la cual se modifica parcialmente la Resolución JNT-086 de 1986 y se dictan otras disposiciones."

cada región interconectada a los costos de generación e interconexión del sistema eléctrico integrado. En regiones no interconectadas, el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo Regional se calculará agregando los costos propios de generación, transmisión, subtransmisión y distribución.

PARAGRAFO: El Costo Incremental Promedio de Largo Plazo para cada región -CIPLPr- será calculado por Interconexión Eléctrica S.A. y aprobado por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos. Asimismo, será actualizado mensualmente, mientras no se calcule uno nuevo, con base en el Índice Nacional de Costos del Sector Eléctrico".

ARTICULO 2o. El artículo 2o. de la Resolución JNT-086 de 1986 quedará así:

Consumo de Subsistencia: Hasta 200 kWh/mes cuando no existan posibilidades sustitución energética y hasta 100 kWh/mes, en caso contrario.

Consumo Básico : La diferencia entre 400 kWh/mes y el consumo de subsistencia.

Consumo Intermedio: Entre 401 y 600 kWh/mes.

Consumo Superior: Más de 600 kWh/mes".

ARTICULO 3o. El artículo 3o. de la Resolución JNT-086 de 1986, quedará así:

"Las metas tarifarias para los consumos residenciales serán las siguientes:

	Metas en % del CIPLPr			
	Consumo de Subsistencia	Consumo Básico	Consumo Intermedio	Consumo Superior
I Bajo-Bajo	20	70	110	125
II Bajo	30	70	110	125
III Medio - Bajo	40	80	110	125
IV Medio	50	80	110	125
V Medio - Alto	60	90	110	125
VI Alto	70	90	110	125

PARAGRAFO: En aquellas regiones que no disponen de sustitutos energéticos, y mientras esta situación persista, el rango de consumo intermedio tendrá como meta el 100% del CIPLPr".

ARTICULO 4o. El artículo 4o. de la Resolución JNT-086 de 1986, quedará así:

"La meta tarifaria para los consumos no-residenciales será el 110% del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo Regional -CIPLPr, en el nivel de tensión correspondiente".

PARAGRAFO: Para los consumos de nuevas industrias o consumos originados en ampliaciones de la capacidad productiva de las industrias existentes y ubicadas en regiones con tarifas por encima de la meta tarifaria establecida, se aplicará ésta de manera inmediata".

"Por medio de la cual se modifica parcialmente la Resolución JNT-086 de 1986 y se dictan otras disposiciones."

ARTICULO 5o. El artículo 5o. de la Resolución JNT-086 de 1986, quedará así:

"Las metas establecidas se alcanzarán mediante el mecanismo de actualización a que se refieren los artículos 6o. y 7o. y con un programa de ajuste que dependerá del rezago tarifario existente y del estrato socioeconómico en el caso residencial. El programa anterior será establecido para cada empresa en resolución separada.

PARAGRAFO: Las metas tarifarias para los consumos de estratos Medio Alto y Alto y para los consumos de los demás estratos superiores a 600 kWh/mes, o a 800 kWh/mes en aquellas regiones que no disponen de sustitutos energéticos, se alcanzarán de manera inmediata".

ARTICULO 6o. El artículo 6o. de la Resolución JNT-086 de 1986 quedará así:

"La actualización de las tarifas residenciales se regirá por la tasa de crecimiento del Índice de Precios para Obreros calculado por el DANE para el semestre inmediatamente anterior. El 1o. de enero y el 1o. de julio de cada año, se determinará la tasa de ajuste mensual equivalente para el semestre correspondientes."

ARTICULO 7o. El artículo 9o. de la Resolución JNT-086 de 1986, quedará así:

"Los consumos de las áreas comunes de los conjuntos habitacionales se liquidarán de acuerdo con el procedimiento establecido en el Artículo 10o. del Decreto 1555 de 1990."

ARTICULO 8o. La Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos vigilará el cumplimiento de la presente resolución.

ARTICULO 9o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Departamento Nacional de Planeación.

COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE.

Dada en Bogotá D.E., el día 12 SET. 1990

Armando Montenegro Trujillo
ARMANDO MONTENEGRO TRUJILLO
Presidente

Evamaría Uribe Tobón
EVAMARIA URIBE TOBON
Secretario Ejecutivo



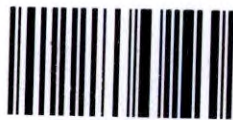
Evaluación del desempeño del sector eléctrico
Colombiano 1970-1990

333.7932 S47e v.3 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01003896
BIBLIOTECA