

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

9323

1991

333.79323  
I 6Ms

123200100

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PLANES DE EXPANSION  
PROGRAMAS DE INVERSION

OFICINA DE PLANEACION

Medellín, febrero de 1991

## CONTENIDO

	Pág.
1. ORGANIZACION INSTITUCIONAL	1
2. DEMANDA DE ENERGIA Y POTENCIA	3
3. SISTEMA DE GENERACION	4
3.1 PROYECTOS EN CONSTRUCCION	5
3.2 PROYECTOS AUTORIZADOS PARA CONSTRUCCION	5
3.3 PROYECTOS APROBADOS PARA ESTUDIOS	6
3.4- PLAN DE RECUPERACION DE UNIDADES	6
4. SISTEMA DE TRANSMISION	7
5. SISTEMA DE DISTRIBUCION	9
6. PERDIDAS DE ENERGIA	11
7. PROGRAMAS DE INVERSIONES	14

CUADROS

FIGURAS

# SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

## PLANES DE EXPANSION PROGRAMAS DE INVERSION

### 1. ORGANIZACION INSTITUCIONAL

La atención de las necesidades de electricidad en Colombia es un servicio a cargo del Estado. Su prestación se hace por medio de entidades oficiales del orden nacional, regional, departamental y municipal y en algunos casos de carácter especial. En la Figura 1 se muestra la organización institucional del Sector Eléctrico Colombiano.

El Ministerio de Minas y Energía (MME), como organismo rector del sector energético y por intermedio de la Comisión Nacional de Energía (CNE), define las políticas y regulaciones para la utilización integral y racional de los recursos energéticos del país, en coordinación con el Departamento Nacional de Planeación (DNP), encargado de la elaboración de los planes de desarrollo económico y social en Colombia.

Las principales empresas de energía eléctrica nacieron y se consolidaron como fruto de esfuerzos regionales aislados y en 1967 crearon a Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA) con el fin de interconectar sus sistemas y coordinar la operación conjunta, realizar una planeación integral de la expansión y

de la operación y construir proyectos de generación que requieran del esfuerzo conjunto. ISA es una empresa industrial y comercial del Estado, constituida en forma de sociedad anónima por las siguientes empresas encargadas de la prestación del servicio en todo el país: Empresa de Energía de Bogotá (EEB), Empresas Públicas de Medellín (EPPM), Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC), Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA).

EEB y EPPM son empresas de generación, transmisión y distribución que prestan el servicio en y alrededor de Bogotá y Medellín, respectivamente. CVC es una empresa de generación, transmisión y distribución encargada del suministro en el Departamento del Valle del Cauca, en unión con las Empresas Municipales de Cali (EMCALI) que hacen la distribución en esta ciudad. ICEL y CORELCA son empresas de generación y transmisión con quince y ocho empresas electrificadoras filiales, encargadas de la distribución en sus respectivos departamentos.

Adicionalmente, el MME cuenta con la Financiera Energética Nacional (FEN), creada con el objetivo de captar recursos internos y coordinar aspectos financieros.

ISA y CNE son por consiguiente las entidades responsables de la planeación y coordinación de la expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica en el país y también tienen a su cargo los asuntos relacionados con proyectos internacionales del Sector Eléctrico.

## 2. DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA

En 1990 la demanda de energía del Sector Eléctrico Colombiano fue de 34074 GWh con un crecimiento del 4.9% y de 5919 MW con un crecimiento del 3.3%. Para la década de los ochentas la tasa anual promedio para energía fue de 5.7% y para potencia de 5.2%.

De la demanda de energía en 1990 un 21.6% corresponde a pérdidas, 1.9% a consumos propios y el resto es para atención del servicio a usuarios finales. Aproximadamente el 50% del consumo es residencial, 30% industrial, 10% comercial, 7% oficial y 3% alumbrado público. Esta composición de consumo del Sector Eléctrico Colombiano se compara desfavorablemente con la de otros países por una exagerada participación del sector residencial, debido al empleo de energía eléctrica en usos que pudieran ser atendidos más eficientemente por otros energéticos.

El consumo per cápita en Colombia es de 1060 kWh/año, equivalente a un 20% del consumo normal de países desarrollados, que es del orden de 5000 a 6000 kWh/año.

De otra parte se ha estimado, con base en las estadísticas censales, que el índice total de cobertura del servicio de energía eléctrica es del orden del 80% (96% en el sector urbano y 42% en el rural), siendo el cuarto país en Latinoamérica. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que las estadísticas censales no hacen la diferenciación entre viviendas con servicio legalizado y viviendas con servicio de energía no legalizado. Si se tiene en cuenta únicamente la información de las empresas sobre suscriptores (viviendas

con servicio legalizado) el índice de cubrimiento sería del 67%, discriminado en 70% urbano y 38% rural. El total de suscriptores para el año 1990 se estima en 4'500.000.

La proyección actual de demanda del Sector Eléctrico Colombiano presenta una tasa de crecimiento del 5.1% para el período 1990-2000 con las cifras que se presentan en los Cuadros 1 y 2, desagregado a nivel de empresas; en la Figura 2 se presentan gráficamente. Las revisiones que se adelantan prevén que se presentará una disminución en esta tasa de crecimiento en los próximos años, teniendo en cuenta los incrementos tarifarios y el impacto de la apertura económica, esperándose una recuperación del crecimiento hacia mediados de la década, una vez las medidas económicas estén dando los efectos esperados.

### 3. SISTEMA DE GENERACION

La capacidad efectiva actual del Sistema Interconectado Colombiano es de 8312 MW, 78.5% hidroeléctrica y 21.5% termoeléctrica, con la desagregación por empresas que se presenta en el Cuadro 3.

El plan de expansión de generación del Sistema Interconectado Colombiano, que se presenta en el Cuadro 4 fue adoptado en diciembre de 1988, y la última actualización de fechas se aprobó en julio de 1990, considerando la actualización en las proyecciones de demanda. En la Figura 3 se presenta la evolución de la capacidad instalada efectiva y disponible y la demanda de potencia.

### 3.1 PROYECTOS EN CONSTRUCCION

La Empresa de Energía de Bogotá e ISA adelantan la construcción del proyecto Guavio, localizado a unos 100 km al oriente de Bogotá de 1000 MW de capacidad instalada y se prevé su entrada en operación en Octubre de 1992 y requerirá inversiones directas del orden de US\$ 235 millones en el período 1991-1993, sin incluir las reclamaciones.

A su vez, las Empresas Públicas de Medellín realizan la construcción del proyecto Rio Grande II, el cual atenderá el suministro de agua potable para el Valle del Aburrá y generará energía eléctrica a través de una central de 300 MW (La Tasajera) y una pequeña de 22.5 MW (Niquía) construida en las instalaciones que abastecerán el agua potable. La entrada en operación se espera ocurra en el segundo semestre de 1993. La inversión directa para el período 1991-1993 es del orden de US\$ 110 millones.

### 3.2 PROYECTOS AUTORIZADOS PARA CONSTRUCCION

Los proyectos Urrá I, Miel II y Porce II se aprobaron para construcción y en la actualidad se completan los estudios adicionales requeridos y diseños, se desarrollan actividades de preconstrucción y se avanza en la búsqueda de financiación para emprender su construcción.

Las fechas previstas de entrada en operación se han venido actualizando de acuerdo con la modificación en las demandas a medida que cambia la información eléctrica, tarifaria, macroeconómica y socioeconómica.

Adicionalmente el proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia-Venezuela, Cuestecita (Guajira) - Cuatricentenario (Zulia), con una capacidad de intercambio de 200 MW, decidido a finales de 1989 y previsto para mediados de 1992, permitió desplazamientos en las fechas de entrada de los proyectos de generación.

La inversión en costos directos para la ejecución de estos proyectos es del orden de US\$ 1300 millones.

### 3.3 PROYECTOS APROBADOS PARA ESTUDIOS

Adicionalmente el plan de expansión incluye los proyectos de Nechi, Fonce y Porce III, aprobados para diseños, al igual que estudios adicionales en otros proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, todos con el fin de que estén disponibles para futuras revisiones del plan de expansión.

### 3.4 PLAN DE RECUPERACION DE UNIDADES

Un aspecto importante en el sector eléctrico, en el área de generación, resultado de las revisiones que se han efectuado, ha sido la conformación de un Plan de Recuperación de Unidades tanto hidráulicas como térmicas, que permitirá colocar de nuevo en operación 249.2 MW térmicos y 70 MW hidráulicos, según la descripción que se presenta en el Cuadro 5, y su efecto se ha considerado en los últimos estudios de expansión de generación.

Este plan requiere inversiones del orden de US\$ 50 millones.

#### 4. SISTEMA DE TRANSMISION

El sistema de transmisión, cuyo objeto primordial es transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los de consumo, con adecuada confiabilidad, calidad y seguridad, interconecta el país de Norte a Sur, partiendo del departamento de la Guajira hasta el departamento de Nariño y de Occidente a Oriente, extendiéndose desde la zona de Urabá en el departamento de Antioquia hasta la ciudad de Arauca.

El sistema de transmisión en Colombia está compuesto principalmente por líneas de 500, 230 y 115 kV con longitudes de 524, 4045 y 6340 km respectivamente, de los cuales el 100% de 500 kV y el 50% de 230 kV son de propiedad de ISA. En la Figura 4 se presenta la configuración del Sistema Eléctrico Colombiano en operación, y en el Cuadro 6 la descripción del sistema a 230 kV y 500 kV.

El Sector Eléctrico para los próximos cinco años tiene previsto un programa de inversiones, en el área de transmisión, de 656 millones de dólares de los cuales 406 millones corresponden a los proyectos a cargo de ISA, destacándose el segundo circuito de interconexión a 500 kV entre el Sistema Central y la Costa Atlántica, la interconexión con Venezuela, la subestación Villavicencio y las líneas a 230 kV Cerromatoso-Urabá, La Mesa-Ibagué, Betania - Ibagué, San Carlos - Barranca, Bucaramanga - Ocaña - Cúcuta, Cuestecita - Valledupar, Pasto - Tumaco y Pasto - Mocoa.

ISA, buscando optimizar la utilización de la red de transmisión existente, ayudando así a reducir la carga financiera del Sector, construirá una nueva subestación al Norte de Cali, donde se instalarán equipos de compensación para aumentar en un 50% la capacidad de transporte de energía principalmente hacia los departamentos del Valle, Cauca y Nariño.

Como parte de la política de integración regional de Colombia con los países vecinos, se acordó en 1989 con Venezuela, realizar una interconexión firme entre los dos sistemas eléctricos interconectados cuyos objetivos globales son mejorar la confiabilidad de suministro de energía eléctrica, especialmente en Colombia en la zona de la Costa Atlántica, incrementar la posibilidad de optimización de recursos energéticos, permitir un intercambio tecnológico en lo relacionado a planeamiento, diseño, construcción y operación de sistemas eléctricos a alto voltaje y servir de soporte para ambos países en caso de emergencia.

Los Estudios de Factibilidad Técnica y Económica de la Interconexión Colombia-Venezuela fueron realizados en Medellín por un Grupo de Trabajo conformado por ingenieros venezolanos y colombianos, utilizando las metodologías que se dispone en ISA para efectuar análisis de esta naturaleza. Los estudios concluyeron que la alternativa de mínimo costo, la cual a su vez es económicamente atractiva y beneficiosa para ambos países, es la construcción de una línea de circuito sencillo a 230 mil voltios con una longitud aproximada de 150 km, 45 de los cuales estarán en territorio colombiano y los 105 restantes en venezolano, entre una nueva subestación localizada en la ciudad de Maracaibo

(Venezuela), en el sitio denominado Cuatricentenario, y la Subestación Cuestecita, localizada en el departamento de la Guajira (Colombia), donde se instalará compensación para poder importar desde Venezuela hasta 200 megavatios.

El costo aproximado de este proyecto será de 26.1 millones de US\$ de los cuales 13.2 le corresponden a Venezuela y 12.9 a Colombia.

En el Cuadro 7 se presenta el plan de expansión del sistema de transmisión a alto voltaje, la Figura 5 la configuración del sistema planeado y en la Figura 6 el diagrama unifilar.

## 5. SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Las Empresas Eléctricas, con funciones de distribución de energía, elaboraran sus planes de inversión para mejorar su cobertura de servicio, esto es, para atender los programas de expansión y mejorar las redes existentes.

Hasta hace algunos años, cada empresa utilizaba sus propios criterios y definía sus propias políticas para sus sistema de distribución sin tener en cuenta los delineamientos de orden nacional ni las orientaciones de los planes de expansión de los Sistemas de Generación y Transmisión a Alto Voltaje. En otras palabras, la generación y la transmisión obedecían a una planeación unificada a nivel nacional, técnicamente bien estructurada con metodologías altamente desarrolladas, mientras que la distribución obedecía a criterios particulares de cada empresa y además con bajos niveles de desarrollo en la mayor parte de los casos.

Para coordinar la relación entre la oferta y la demanda de energía, desde el punto de vista de la infraestructura eléctrica, tanto el Gobierno como las Empresas Eléctricas le han dado en los últimos años una mayor atención a los planes de inversión relacionados con la subtransmisión y la distribución consolidando a nivel nacional los programas para analizar tanto los requerimientos como los recursos disponibles. Este proceso se está llevando a cabo desde hace aproximadamente 5 años, a raíz de los estudios de pérdidas y asociados a éstos los de planeamiento de los sistemas de subtransmisión y distribución.

Así por ejemplo, a mediados del año 1990, con las orientaciones del Departamento Nacional de Planeación y en coordinación con MINMINAS e ISA, se consolidó el Plan de Inversiones para los Sistemas de Subtransmisión y Distribución de todas las empresas eléctricas, para el período 1989-1993, acorde con las capacidades financieras de las empresas, los planes de expansión de las otras áreas del Sector y las políticas macroeconómicas del Gobierno.

Los montos de inversión en los sistemas de subtransmisión y distribución ascienden a unos US \$ 674 millones para el período 1990-1993 que representan el 23% del total de inversiones del Sector. Dentro de estos planes de inversión merecen resaltarse los programas de reducción de pérdidas que conllevan remodelaciones de redes, mejoras en los procesos de facturación y mejor atención al usuario del servicio.

De otro lado y dentro de los objetivos de disponer de metodologías unificadas para el planeamiento de los sistemas de distribución, se continúa con los procesos de normalización y unificación de criterios entre las empresas, buscando así minimizar los costos de inversión para la expansión y adecuación de las redes eléctricas con el fin de llevar al usuario final el servicio con niveles aceptables de calidad y continuidad.

## 6. PERDIDAS DE ENERGIA

En el año de 1990 el Sector Eléctrico Colombiano presentó un nivel de pérdidas de energía del 21.6% de su demanda lo que significa que de los 34.000 millones de kilovatios-hora generados, 7.370 fueron pérdidas. Es de advertir que dos años atrás el índice fue del 24.4%, siendo esta la cifra mas alta registrada por el Sistema Total en toda su historia.

Las pérdidas de energía tienen su origen en dos aspectos: Uno se refiere a la energía disipada como calor en conductores y transformadores y son conocidas como "Pérdidas Técnicas". El otro origen se debe principalmente a la energía consumida por usuarios pero no facturada y se les denominan "Pérdidas No Técnicas" o "Pérdidas Negras".

Las Pérdidas Técnicas pueden asimilarse al costo del transporte de la energía y como tal siempre existirán aunque puede darse el caso de sistemas de transporte ineficientes y por lo tanto susceptibles de mejorar. En cambio las "Pérdidas No Técnicas" se deben a robos de energía o deficiencias en los procesos de medición y facturación de

las empresas y bajo estos conceptos no debieran existir pero desde el punto de vista económico se llega a un nivel en donde sale más costoso el control que lo controlado.

Se ha estimado en forma muy global que las "Pérdidas Técnicas", que están en un 12.5% de la demanda, podrían llegar a un 11.0%. y que las "No Técnicas" podrían bajar de un 9.1% al 3.0%, lo que implica que el sistema nacional podría reducir su nivel de pérdidas al 14.0% en el largo plazo. En otras palabras, las pérdidas de energía susceptibles de eliminar, con referencia al año 1990, son del orden de 2.600 millones de kilovatios-hora que equivaldrían a unos \$ 40.000 millones para este año, si se llegara a valores ideales.

La notable reducción de los índices de pérdidas entre 1988 y 1990 se debió al "Plan de Emergencia para Reducción de Pérdidas y Cartera" puesto en marcha en abril de 1989 por el Sector Eléctrico, mediante la dirección y coordinación del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA.

Este Plan fue orientado a poner en marcha medidas remediales inmediatas y efectivas para reducir los niveles de pérdidas de energía, especialmente las denominadas "No Técnicas" e implementar programas de recuperación de cartera. El Plan contempló la conformación de programas de acciones bien definidos, creación de unidades de control de pérdidas en todas las empresas y herramientas jurídicas para aplicar sanciones. Este programa fue presentado a la Banca Multilateral dentro de los planes de ajuste del Sector y su

seguimiento ha estado a cargo de la Unidad de Pérdidas y Cartera de MINMINAS y del Comité de Sistemas de Distribución y Pérdidas de Energía que coordina ISA.

En la tabla 1 se presenta el comportamiento de los índices de pérdidas en los años 1988, 1989 y 1990, para las principales empresas y el Sistema Nacional consolidado.

Tabla 1

INDICES HISTORICOS DE PERDIDAS DE ENERGIA  
% de las respectivas demandas

EMPRESA	1988	1989	1990 <sup>(1)</sup>
EEEEB	24.8	22.4	22.9
EEPPM	20.3	19.6	18.2
CVC Propio	20.8	21.0	21.4
ENCALI	20.9	21.0	18.6
Grupo ICEL	23.4	21.1	19.9
Grupo CORELCA	23.6	22.2	20.7
Red Interconexión	1.8	1.8	1.6
SISTEMA TOTAL	24.4	23.2	21.6

(1) Valores estimados con base en información parcial hasta diciembre de 1990.

En cuanto a las metas de índices para el corto plazo, se esperan reducciones, a nivel nacional, del orden de medio punto por año, dado que la implementación de las medidas remediales requiere cambios sustanciales tanto a nivel administrativo como técnico para mejorar el desempeño de las empresas especialmente en lo relacionado con la comercialización de la energía. Los porcentajes de pérdidas del Cuadro B corresponden a las metas actualizadas a partir de los compromisos adquiridos por las empresas en el Plan de Emergencia.

## 7. PROGRAMAS DE INVERSIONES

Con los Planes de Expansión para Generación, Transmisión y Distribución antes mencionados se conforman los planes de inversión en forma integrada para todo el Sector eléctrico Colombiano bajo la coordinación del Departamento Nacional de Planeación -DNP-, el último de los cuales se presentó en el documento DNP "Sector Eléctrico Colombiano, Programa de Inversiones 1988-2000", de mayo de 1990, que constituye la base para las cifras aquí consignadas y que está en revisión para tener una nueva versión en los próximos meses.

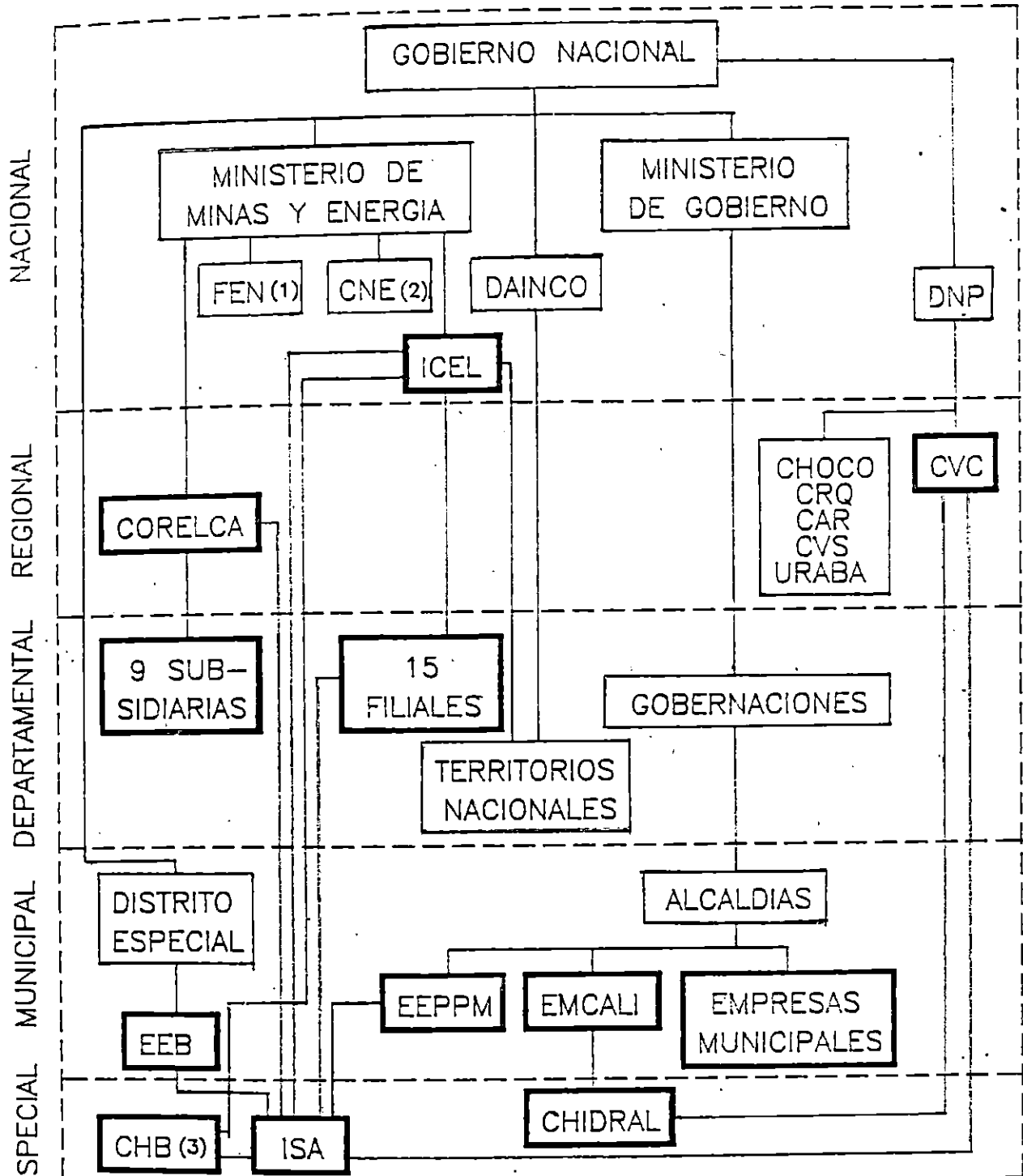
Los Planes para Generación y Transmisión se proyectan en forma detallada hasta el año 2000 y los Planes para distribución hasta el año 1993.

En los Cuadros 9 y 10 se presentan las inversiones en costos directos y costos totales (costos directos más gastos financieros) para el período 1990-1993, para cada una de las empresas y para los rubros de generación, transmisión y distribución, con costos totales de US\$ 1518, 608 y 674 millones respectivamente, que representan en su orden el 51, 20 y 23%; de estos totales US\$ 882, 523 y 590 corresponden a inversión directa y la diferencia a gastos financieros. En las Figuras 7 y 8 se presentan la participación de las inversiones en los diferentes rubros.

A su vez, para el período 1994-2000 se presentan las inversiones en costos totales en el Cuadro 11, considerando una proyección de inversiones para los sistemas de distribución, para un total de US\$ 6300 millones.

Las inversiones totales para los próximos años están del orden de los US\$ 500 a 600 millones por debajo de niveles alcanzados en años anteriores del orden de US\$ 800 millones, que solo se alcanzarían nuevamente hacia finales de los noventas.

# ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO



- |                                       |  |
|---------------------------------------|--|
| (1) Financiera Energética Nacional    | — Empresas de Energía                                |
| (2) Comisión Nacional de Energía      | — Entidades y Organismos de dirección y relacionados |
| (3) Central Hidroeléctrica de Betania |  |

FIGURA 1

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 I (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
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 Energía 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), CQR (Caldas, Quindío y Risaralda), THC (Tolima, Huila y Caquetá), NORDESTE (Boyacá, Santander, Norte de Santander, Arauca y Casanare) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Narifó).
- (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

CUADRO No 2

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

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

ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DEL 5.1 % (6)

EN EL PERIODO 1990 - 2000

MERCADO ICEL

AÑO	CUNDI/META (1)		C O R (2)		T H C (3)		N O R D E S T E (4)		CEDELCA/CEDENAR (5)		I C E L A G R E S A D O	
	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)
1989	709	145	1897	374	1046	211	2501	443	897	193	7050	1315
1990	748	154	2004	375	1106	225	2662	485	934	197	7454	1379
1991	804	162	2121	394	1179	236	2832	516	990	207	7926	1454
1992	858	170	2225	408	1244	245	3015	548	993	208	8335	1515
1993	923	179	2339	428	1317	255	3190	579	1044	217	8813	1591
1994	987	192	2456	449	1397	266	3363	609	1099	226	9302	1672
1995	1056	205	2577	471	1480	282	3552	644	1158	236	9823	1764
1996	1132	220	2709	495	1573	299	3746	679	1224	247	10384	1862
1997	1209	235	2848	520	1664	317	3955	717	1287	258	10963	1965
1998	1289	250	2996	547	1768	336	4167	755	1356	269	11576	2070
1999	1378	267	3158	577	1876	357	4378	793	1429	281	12219	2184
2000	1477	286	3322	607	1989	378	4583	830	1513	298	12884	2303
2001	1577	305	3498	639	2110	401	4813	872	1600	315	13598	2430
2002	1683	326	3679	672	2233	425	5052	915	1690	333	14337	2564
2003	1794	347	3866	706	2368	451	5306	961	1787	352	15121	2704
2004	1914	370	4066	743	2509	477	5571	1009	1894	373	15954	2853
2005	2041	395	4272	780	2657	506	5850	1060	2003	394	16823	3009

Notas :

- (1) CUNDI/META : Incluye las demandas de la Compañía de Electricidad y gas de Cundinamarca (CELGAC) y de la Electricadora del Meta ( No incluye Alcalis y Ecopetrol).
- (2) COR : Comprende Caldas,Quindío y Risaralda.( Demanda atendida por CHEC,Empresas Públicas de Pereira , Empresas Públicas de Armenia,Empresa de Energía Eléctrica del Quindío,y otros mercados menores a quienes CHEC vende energía en bloque
- (3) THC : Comprende las demandas de las Electricadoras de Tolima,Huila y Caquetá.
- (4) NORDESTE : Comprende las demandas de Boyacá,Santander,Norte de Santander,Arauca y Casanare.
- (5) CEDELCA/CEDENAR : Comprende las demandas de Cauca Y Nariño
- (6) MAYO/14/90

# PROYECCION DE DEMANDA DE ENERGIA TASA DE CRECIMIENTO 5.1 % EN EL PERIODO 1990 - 2000

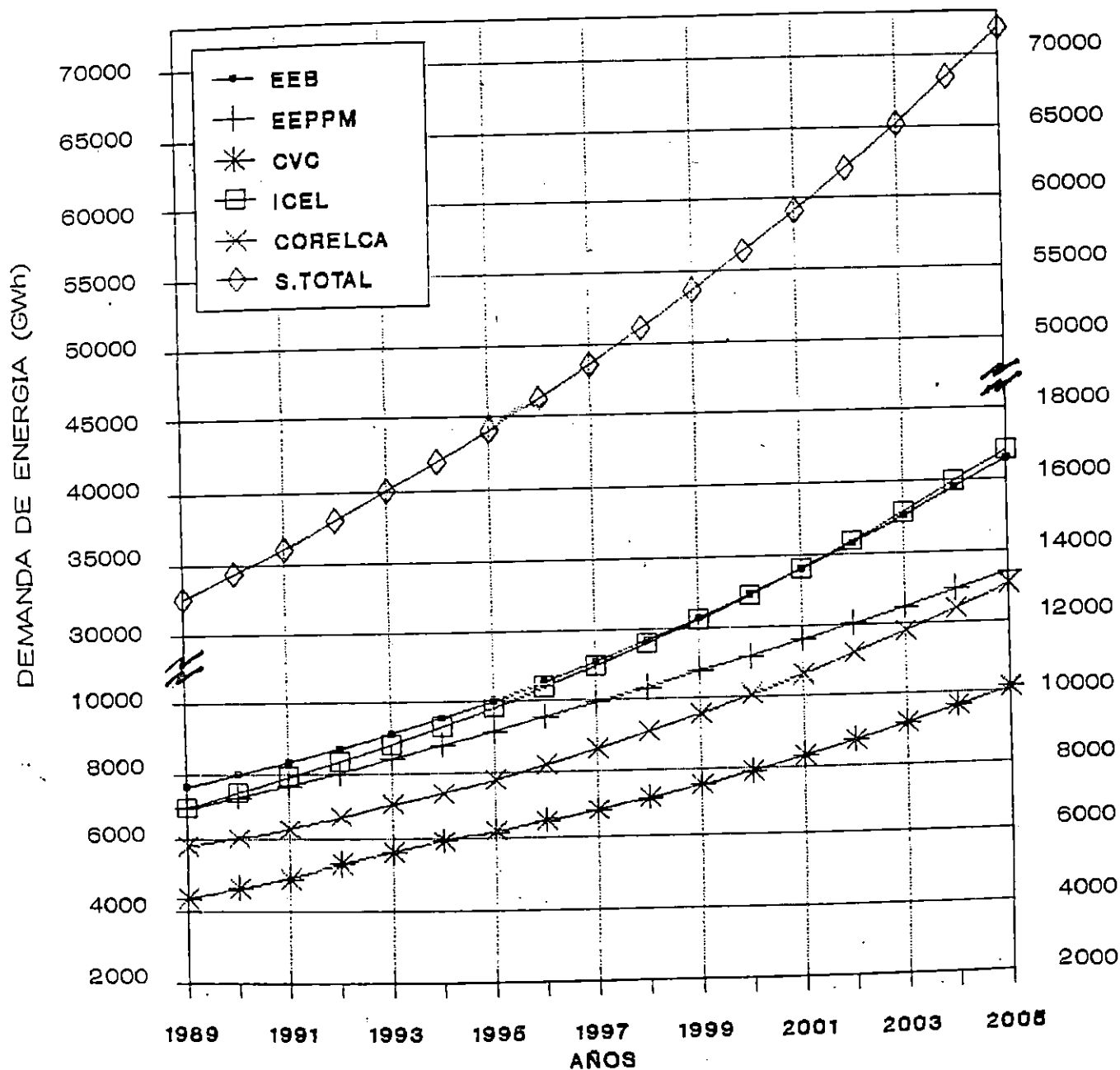


FIGURA 2

CUADRO 3  
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO  
CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA DEL SISTEMA

1991

ENTIDAD (1)	HIDRAULICA		TERMICA		TOTAL	
	MW	% (2)	MW	% (2)	MW	% (3)
EEB	1093	94.3	66	5.7	1159	13.9
EEPPM	1368	100.0	0	0.0	1368	15.5
CVC	804	97.9	17	2.1	821	9.9
ICEL	346	40.7	505	59.3	851	10.2
CORELCA	0	0.0	972	100.0	972	11.7
CHB	500	100.0	0	0.0	500	5.0
ISA	2410	91.3	231	8.7	2641	31.8
<b>TOTAL</b>	<b>6521</b>	<b>78.5</b>	<b>1791</b>	<b>21.5</b>	<b>8312</b>	<b>100.0</b>

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

- (1)
- EEB - Empresa de Energía 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

## PROGRAMA DE ENTRADA EN OPERACION DE LAS CENTRALES

## EN CONSTRUCCION Y DISEÑO

CENTRALES	CLASE (1)	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FECHA			ESTADO (2)	LOCALIZACION (DEPTO)	OBSERVACIONES
Guavio	H	1000.0	2do.	Sem.	1992	C	Cundinamarca	5 unidades, 1 cada 3 meses
Río Grande (3)	H	322.5	2do.	Sem.	1993	C	Antioquia	
Urrá I	H	340.0	2do.	Sem.	1997	D (4)	Córdoba	Cuatro unidades de 85 MW
Miel II	H	380.0	2do.	Sem.	1998	D (4)	Caldas	3 unidades
Porce II	H	392.0	2do.	Sem.	1998	D (4)	Antioquia	4 unidades
Nechí	H	590.0	2do.	Sem.	1999	F (5)	Antioquia	3 unidades
Fonce	H	420.0	2do.	Sem.	2000	F (5)	Santander	3 unidades
Porce III	H	760.0	1er.	Sem.	2001	F (5)	Antioquia	4 unidades

## NOTAS:

(1) H - Central Hidráulica

(2) C - Construcción; D - Diseño; F - Factibilidad

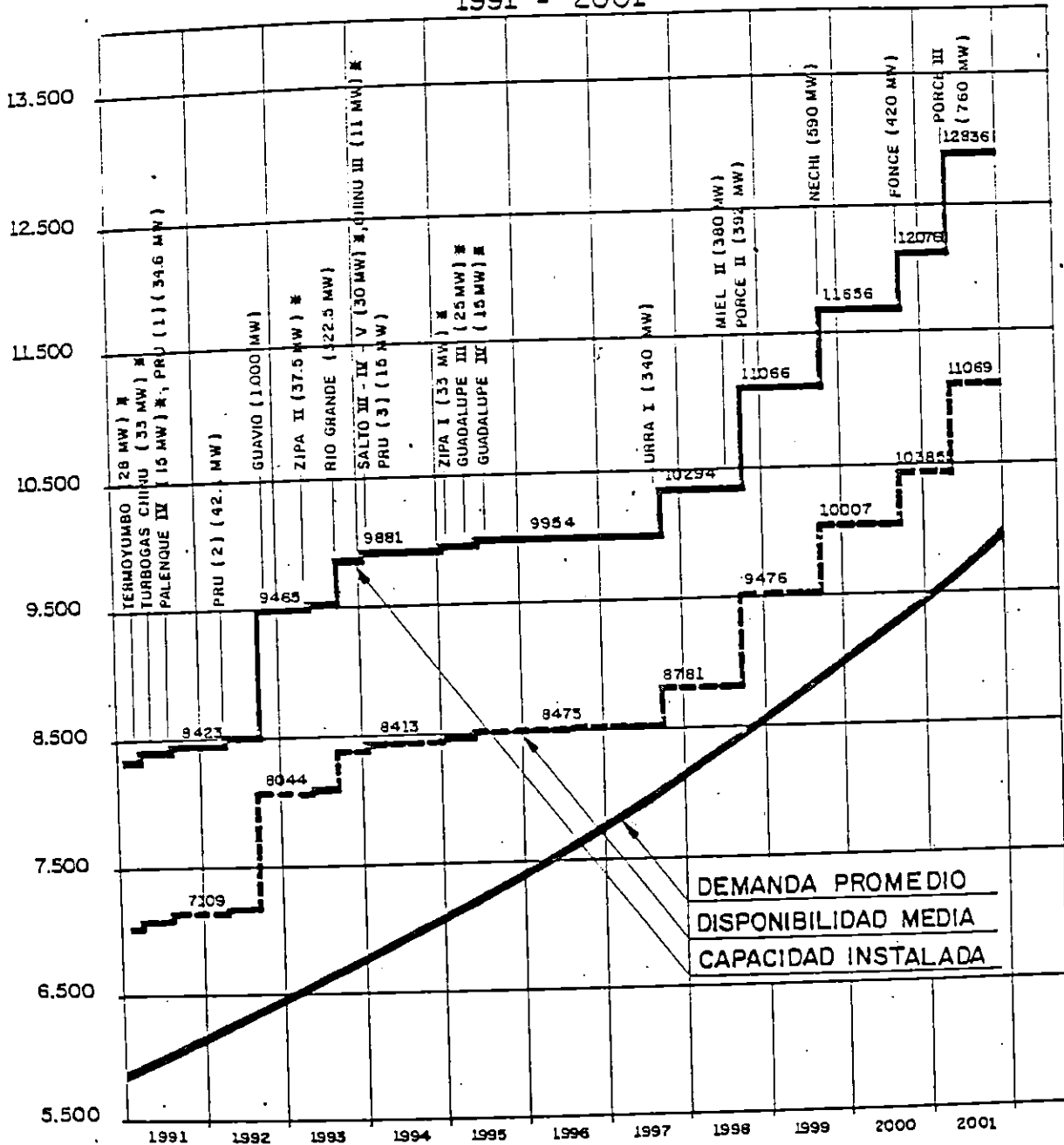
(3) El proyecto del Río Grande comprende dos centrales: La Tasajera (3 unidades de 100 MW) y Niquia (22.5 MW).

(4) Proyectos autorizados para construcción.

(5) Proyectos autorizados para diseño. Además se autorizó el diseño del proyecto hidroeléctrico de Riachón (90 MW), la revisión de los diseños de Miel I (405 MW) y Calima III (240 MW) y el diseño de las centrales térmicas de San Jorge (2 x 250 MW) y Tibita (2 X 300 MW), así como las Unidades térmicas de 150 MW de Amagá, Cartagena IV, Paipa IV y Zipa VI

# PROYECCION DE DEMANDA PICO AGREGADA CAPACIDAD INSTALADA Y DISPONIBLE DEL SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO

1991 - 2001



PRU: PROGRAMA DE RECUPERACION DE UNIDADES DE CORELCA  
 PRU (1): BALLENAS (5.6 MW), BARRANQUILLA I,II (29 MW)  
 PRU (2): CHINU I-II (2.2 MW), CARTAGENA III (2 MW), BARRANQUILLA III, I, VI (12 MW), RIO II, III, I, (25.9 MW)  
 PRU (3): RIO IX (15 MW)  
 \* UNIDADES EN RECONSTRUCCION O REPARACION

FIGURA 3

CUADRO 5

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO  
PROGRAMA DE RECUPERACION DE UNIDADES  
SECCION ESTADISTICA

MERCADO PLANTA	Potencia Nominal MW	Potencia Efectiva MW	Potencia Recuperada MW	Fecha de entrada	Observaciones
<b>EEB</b>					
Salto 3	10.0	0.0	10.0	12/93	Recuperación (1)
Salto 4	10.0	0.0	10.0	12/93	Recuperación (1)
Salto 5	10.0	0.0	10.0	12/93	Recuperación (1)
Zipa 1	33.0	0.0	33.0	12/94	Recuperación (1)
Zipa 2	37.5	0.0	37.5	05/93	Recuperación (1)
<b>Total</b>	<b>100.5</b>	<b>0.0</b>	<b>100.5</b>		
<b>EPPPM</b>					
Guadalupe 3	25.0	0.0	25.0	06/95	Recuperación (1)
Guadalupe 4	15.0	0.0	15.0	06/95	Recuperación (1)
<b>Total</b>	<b>40.0</b>	<b>0.0</b>	<b>40.0</b>		
<b>CVC</b>					
Termoyumbo	28.0	0.0	28.0	02/91	Recuperación (1)
<b>Total</b>	<b>28.0</b>	<b>0.0</b>	<b>28.0</b>		
<b>ICEL</b>					
Palenque 4	15.0	0.0	15.0	07/91	Recuperación (1)
<b>Total</b>	<b>15.0</b>	<b>0.0</b>	<b>15.0</b>		
<b>CORELCA</b>					
Rio 6	10.0	0.0	10.0	02/92	Recuperación (1)
Rio 8	12.0	0.0	12.0	04/92	Recuperación (1)
Rio 9	15.0	0.0	15.0	01/94	Recuperación (1)
Rio 10	18.9	15.0	3.9	02/92	PRU CORELCA (2)
Barranquilla 1	66.0	53.0	13.0	10/91	PRU CORELCA (2)
Barranquilla 2	66.0	50.0	16.0	07/91	PRU CORELCA (2)
Barranquilla 3	71.0	69.0	2.0	01/92	PRU CORELCA (2)
Barranquilla 5	21.0	15.0	6.0	02/92	PRU CORELCA (2)
Barranquilla 6	21.0	17.0	4.0	02/92	PRU CORELCA (2)
Cartagena 3	71.0	69.0	2.0	06/92	PRU CORELCA (2)
Ballenas 1-2	31.6	26.0	5.6	08/91	PRU CORELCA (2)
Chinu 1-2	14.2	12.0	2.2	02/92	PRU CORELCA (2)
Chinu 3	11.0	0.0	11.0	01/94	Recuperación (1)
<b>Total</b>	<b>428.7</b>	<b>326.0</b>	<b>102.7</b>		
<b>ISA</b>					
Turbogás Chinú	33.0	0.0	33.0	05/91	Recuperación (1)
<b>Total</b>	<b>33.0</b>	<b>0.0</b>	<b>33.0</b>		
<b>Total Sistema</b>	<b>645.2</b>	<b>326.0</b>	<b>319.2</b>		

- (1) FUENTE: Documento ISA OPUN - 204 E, "Evaluación de Intercambios de Largo Plazo, Verano 1991, Informe Final".  
(2) FUENTE: "Programa de recuperación de unidades -PRU-", Subdirección de Generación, División Asistencia Técnica, Septiembre de 1990.



OCEANO ATLANTICO

PANAMA

OCEANO PACIFICO

ECUADOR

VENEZUELA

- 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.

1990

FIGURA 4

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES EXISTENTES (1990)

(230 KV. y 500 KV.)

Enero de 1991

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN						NUEVAS SUBESTACIONES				
Año de operación	LÍNEA	Long. (km)	No. Ctos.	Volt. (KV.)	EMPRESA	Año de operación	SUBESTACION	Volt. (KV.)	EMPRESA	
1970	Guatapé - Enviado	63.4	2	230	EPM	1980	Balsillas, a 1 Cto. La Mesa - Torca (19)	230	EEN	
1971	Guatapé - Esmeralda (1)	169.0	2	230	ISA	1981	Malena (Pto. Barrio) a la línea G/tapé-Barranca.(20)	230	EPM	
	Esmeralda - Yunbo	194.1	2	230	ISA	1982	Oriente (Rionegro) a un Cto. G/tapé - Enviado (21)	230	EPM	
	Esmeralda - La Mesa	174.4	2	230	ISA		1984	Ternotasajero, sobre la línea B/waaga - Cácuta.(22)	230	ICEL
1972	Soledad (2) - Sabanalarga	38.2	2	230	CORELCA	1985	Copay (23), al circuito Fundación - Valledupar.	230	CORELCA	
	Sabalarga - Fernera	79.8	2	230	CORELCA		1986	La Esca (24), a un circuito Esmeralda - La Mesa. Jaques (25), sobre la línea Guatapé - Malena. San Mateo (26), sobre uno de los Ctos. Ternotasajero - Bolén (Cácuta).	230	CHEC
1974	Alto Achicará - Yunbo	54.1	18	230	CVC	1988		Playas (27)	230	EPM
	Alto Achicará - Panco	33.3	18	230	CVC		1990	San Felipe (Mariguila), al circuito La Esca - La Mesa.	230	ICEL
	Yunbo - Panco	27.1	18	230	CVC					
1976	Guatapé - Barranca	139.0	1	230	ISA					
1977	Chivor I - Torca	102.4	2	230	ISA	Coposición en la línea por S/E: 1 S.Carlos -04 - -04 NVAR Cerrantoso -04 + -04 - -144 NVAR + 2X -35 NVAR Chind -04 + -04 - -144 NVAR + 2X -35 NVAR Sabanalarga -04 - -04 NVAR  (3) Corresponde a la línea San Carlos - Bogotá. (4) La longitud coeén (hasta el espalme sobre Torca - Balsillas) es de 193.15 km. (7) Esta línea hará parte de la línea Guavio - Circo en 1993. La conexión en Torca se efectúa sobre un Cto. Chivor - Torca, el cual se abre sobre el sitio del espalme. (8) Uno de los circuitos se desconectó de Yunbo a finales de 1985 y se espalmó con el circuito Juanchito - Yunbo. (9) Estos circuitos estuvieron presenergizados a 110 y 13.8 KV, respectivamente, hasta 1985. (10) Sustituye la línea Guatapé - Esmeralda, de la cual se aprovechan 116 km. El tramo nuevo desde San Carlos es de 70 km. (11) Sólo incluye 70 km de línea nueva. Los restantes 37 km corresponden a la línea Guatapé - Esmeralda, de la cual fue desmontada ( ver nota (13)). (12) Líneas asociadas con la conexión de Betania. (13) No se conecta a la S/E Yunbo. Se espalma con un circuito de la línea Esmeralda-Yunbo (14) Playas-Oriente conforma un doble circuito desde Playas hasta Guatapé. Los 33.3 km restantes continúan en circuito sencillo hasta Oriente. (15) Subestación ubicada entre Arauca y Araquita. (16) La línea Palos - C. Lindo de 245 km de longitud, comprende los siguientes tramos: Palos - Toledo ----> 75.0 km. Toledo - Saporé ----> 40.0 km. Saporé - Banadía ----> 33.0 km. Banadía - C. Lindo ----> 77.0 km.  (17) Se completa el doble circuito con el circuito Barranca - B/waaga. (18) Opera provisionalmente a 115 KV. (19) Subestación localizada a 27 km desde La Mesa. (20) Subestación ubicada a 91.0 km de Guatapé y a 108.0 km de Barranca. ( se esta S/E no hay instalado equipo de interrupción.) (21) Subestación ubicada a 27.4 km de Enviado y a 34 km de Guatapé. (22) Subestación ubicada a 107 km de B/waaga y a 15 km de Bolén (Cácuta). (23) Subestación ubicada a 60 km de Fundación y a 80 km de Valledupar. (24) Subestación ubicada a 25 km de La Esmeralda y a 149.4 km de La Mesa. (25) Subestación ubicada a 16.5 km de Guatapé y a 102.5 km de Barranca. (26) Subestación ubicada a 10.3 km de Ternotasajero y a 9.2 km de la subestación Bolén (Cácuta). (27) Corresponde a la transmisión de la central Playas.				
	1977	Torca - La Mesa	54.7	2	230					ISA
	1977	Chivor - Paipa	119.7	2	230					ISA
	1977	Paipa - Bucaramanga	154.0	1	230					ICEL
	1977	Guatapé - Miraflores	51.1	2	230					EPM
1977	Ternera - Cartagena	6.4	2	230	CORELCA					
1978	Barranca - Bucaramanga	90.0	18	230	ESSA (3)					
	Sabalarga - Fundación	92.4	1	230	CORELCA					
	Fundación - Valledupar	140.0	1	230	CORELCA					
1980	Bucaramanga - Cácuta	122.0	1	230	ICEL					
1982	Chivor II - Torca	105.0	2	230	ISA					
	San Carlos - Guatapé	36.3	2	230	ISA					
	San Carlos - Sabanalarga	524.0	1	500 (4)	ISA					
1983	Fundación - Santa Marta	86.0	2	230	CORELCA					
	Ternotasajero - Santa Marta	92.0	2	230	CORELCA					
	San Carlos - Balsillas (3)	205.0 (4)	18	230	ISA					
	San Carlos - Torca (3)	289.0 (4)	18	230	ISA					
1984	Circo - (Chivor-Torca) (7)	27.0	2	230	EEN					
	Circo - Paraiso	30.0	18	230	EEN					
	Circo - Yuani	29.8	18	230	EEN					
	Yuani - Paraiso	35.8	18	230	EEN					
	Paraiso - La Guaca	7.5	2	230	EEN					
	La Guaca - La Mesa	5.0	2	230	EEN					
	Esmeralda - Yunbo (8)	194.1	2	230	ISA					
	Ternotasajero - Cuestucita	15.0	2	230(7)	CORELCA					
	T. Tasaajero - Cácuta	15.0	1	230	ICEL					
1985	San Carlos - Esmeralda (10)	194.2	2	230	ISA					
	Salvajina - Panco	49.2	18	230	CVC					
	Salvajina - Juanchito.	43.1	18	230	CVC					
	Panco - Juanchito.	22.9	18	230	CVC					
	Acción Sur - Miraflores	18.0	1	230	EPM					
	Guadalupe IV - Barbosa	49.0	2	230	EPM					
	San Carlos - Acción Sur (11)	107.0	2	230	ISA					
	Barbosa - (G/tapé-R/Floras)	19.0	2	230	EPM					
1987	Popayán - Yunbo. (12)	125.4	18	230	ICEL					
	Popayán - Juanchito. (12)	110.0	18	230	ICEL					
	Juanchito - Yunbo. (12), (13)	14.0	18	230	ICEL					
	Betania - Popayán. (12)	145.0	2	230	ICEL					
	Playas - Oriente (Rionegro)	34.7	18	230	EPM					
	Playas - Guatapé (14)	21.2	18	230	EPM					
1989	Acción Sur - Esmeralda	132.4	2	230	ISA					
	Palos (B/waaga) - C. Lindo(15)	245.0(16)	1	230	ISA					
	Barranca - Palos (B/waaga)	95.7(17)	18	230	ICEL					
	Popayán - Paipa (18)	108.0	2	230	ICEL					
	Esmeralda - La Barranca(18)	24.0	2	230	CHEC					
1990	Guadalupe IV - El Salto	8.0	1	230	EPM					

8 Circuito perteneciente a una transmisión de doble circuito  
 10 Cada circuito de cada línea requiere de dos aducos de conexión en las S/E extremas respectivas, las cuales son nuevas S/E si no han apareado previamente.  
 100 Subestaciones construidas sobre la red existente o de una nueva central, y que no hacen parte de ningún extremo de línea.  
 (1) Parte (116 km) de la línea Guatapé - Esmeralda (construida en 1971) ha sido sustituida por la línea San Carlos - Esmeralda, otra fracción (37 km) por la línea San Carlos - Acción Sur y el tramo restante fue desmontado.  
 (2) Subestación ubicada en el área de Barranquilla.  
 (3) Electrificadora de Santander S.A., filial del ICEL.  
 (4) Este circuito estuvo energizado a 230 KV hasta noviembre de 1985.  
 La longitud es :  
 San Carlos - Cerrantoso 210.0 km.  
 Cerrantoso - Chind 133.0 km.  
 Chind - Sabanalarga 181.0 km.

(21) Subestación ubicada a 27.4 km de Enviado y a 34 km de Guatapé.  
 (22) Subestación ubicada a 107 km de B/waaga y a 15 km de Bolén (Cácuta).  
 (23) Subestación ubicada a 60 km de Fundación y a 80 km de Valledupar.  
 (24) Subestación ubicada a 25 km de La Esmeralda y a 149.4 km de La Mesa.  
 (25) Subestación ubicada a 16.5 km de Guatapé y a 102.5 km de Barranca.  
 (26) Subestación ubicada a 10.3 km de Ternotasajero y a 9.2 km de la subestación Bolén (Cácuta).  
 (27) Corresponde a la transmisión de la central Playas.

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION Y LA TRANSMISION A 230 KV Y 500 KV.  
PERIODO 1991 - 2001

	CENTRALES EN CONSTRUCCION Y DISEÑO					LINEAS DE CONEXION DE PROYECTOS				
	CENTRALES	CLASE (1)	CAPACIDAD INST. (MW)	ESTADO (2)	(DEPTO)	OBSERVACIONES	LINEA	Long. (km)	No. Ctos.	Volt. (KV)
1991										
1992	Guavio	H	1000.0	C	Cundinamarca	5 unidades, 1 cada 3 meses	Miel II - (La Enea - San Felipe (Mariguaita))	23.0	2	230
1993	Rio Grande II (Niquia)	H	22.5	C	Antioquia	3 unidades de 100 MW c/u	Guavio - Circo	106.5	2	230
	Rio Grande II (La Tasajera)	H	300.0	C	Antioquia		Guavio - La Reforma (Villavicencio)	77.0	1*	230
							La Reforma (Villavicencio) - Tunal	79.0	1*	230
							Guavio - Tunal	156.0	1*	230
							La Tasajera - Barbosa	15.0	1*	230
						La Tasajera - Occidente	23.1	2	230	
1994										
1995										
1996										
1997	Urrá I	H	340.0	D (4)	Córdoba	4 unidades de 85 MW				
1998	Miel II	H	380.0	D (4)	Caldas	3 unidades	Miel II - San Felipe (Mariguaita)	23.0	1	230
	Porce II	H	392.0	D (4)	Antioquia	4 unidades	Porce II - Barbosa	48.0	2	230
							Porce II - Guadalupe IV	2.0	1	230
1999	Nechí	H	590.0	F (5)	Antioquia	3 unidades	Nechí - (1º circuito San Carlos - Cerromatoso)	3.0	2	500
2000	Fonce	H	420.0	F (5)	Santander	3 unidades	Fonce - Bucaramanga	80.0	2	230
							Fonce - Paipa	110.0	2	230
2001	Porce III	H	760.0	F (5)	Antioquia	4 unidades	Porce III - (2º circuito San Carlos - Cerromatoso)	35.0	2	500
							Porce III - Guadalupe IV	25.0	1	230
							Porce III - Porce II	25.0	1	230

- (1) H - Central Hidráulica
- (2) C - Construcción; D - Diseño; F - Factibilidad
- (3) El proyecto del Río Grande II comprende dos centrales: La Tasajera y Niquia
- (4) Proyectos autorizados para construcción.
- (5) Proyectos autorizados para diseño. Además se autorizó el diseño del proyecto hidroeléctrico de Riachón (90 MW), la revisión de los diseños de Miel I (405 MW) y Calina III (240 MW) y el diseño de las centrales térmicas de San Jorge (2 x 250 MW) y Tibita (2 x 300 MW), así como las Unidades térmicas de 150 MW de Amagá, Cartagena IV, Paipa IV y Zipa VI.

\* Línea perteneciente a una transmisión de doble circuito.

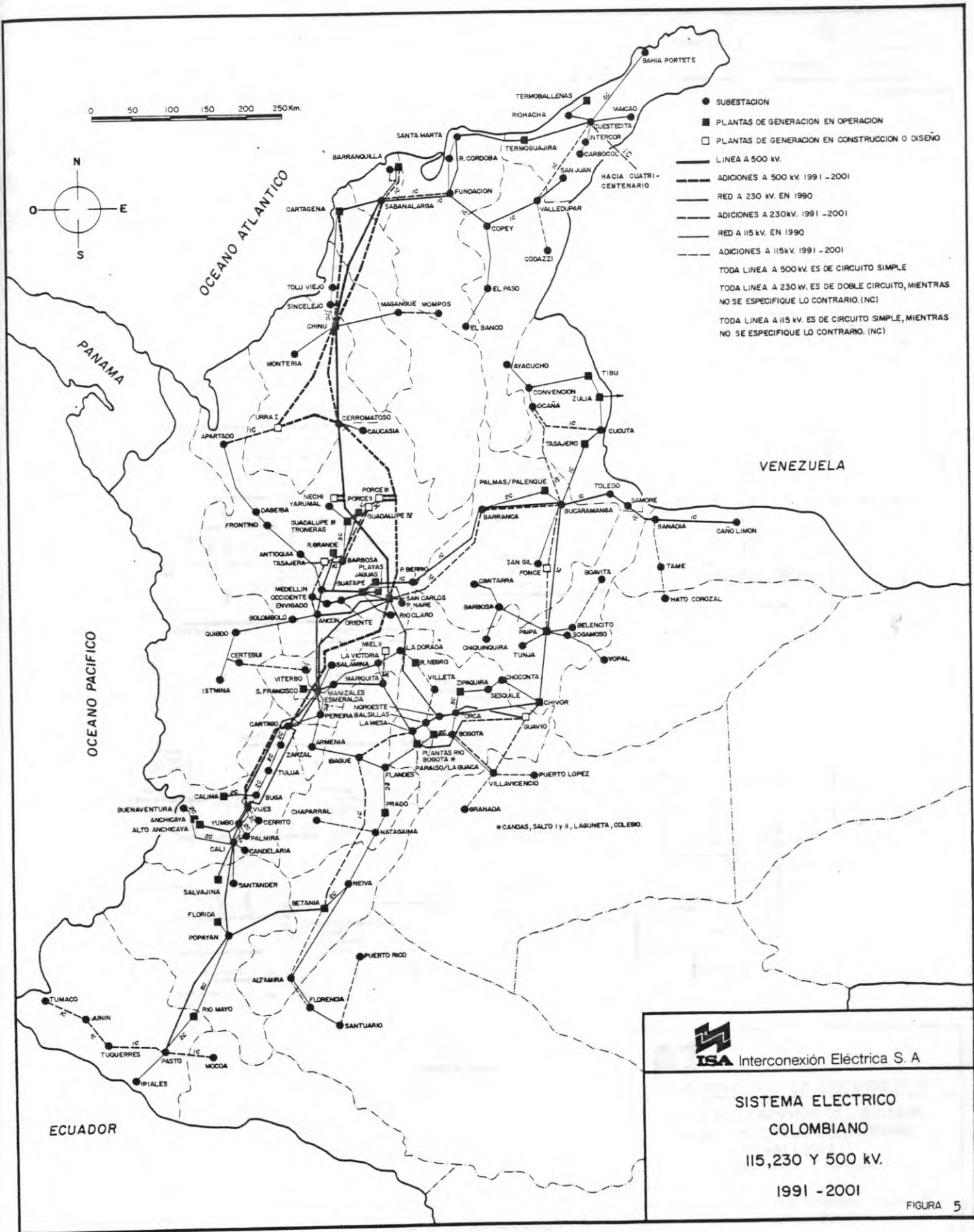
PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION Y LA TRANSMISION A 230 kV Y 500 kV.

PERIODO 1991 - 2001

LINEAS DE REFUERZO A LA RED				SUBESTACIONES / TRANSFORMADORES			
LINEA	Long. (km)	No. Ctos.	Volt. (kV)	SUBESTACION / CONEXION	Tipo	Unidad	
1991				Sur (Bogota) sobre el cto. Tunal - Paraiso.	SA	230	
				Noroeste al circuito San Carlos-Torca.	SA	230	
1992	La Mesa - Mirolindo (Ibaqué) ***	85.5	2	230	Noroeste a los ctos. San Carlos-Balsillas y Torca - La Mesa.	SA	230
	Cuestecita - Cuatricentenario ****	150.0	1	230	Guavio sobre la línea Chivor II - Torca.	CAP	230
	Jamondino (Pasto) - Mocoa	95.0	1	230	Balsillas, al circuito Torca-La Mesa.	CAL	230
	Jamondino (Pasto) - Tumaco	210.0	1	230	Juanchito, al circuito San Bernardino (Popayán) - Yumbo.	CAL	230
1993	Occidente - Ancón Sur	28.4	1	230	Sobre la segunda línea a 500 kV. hacia CORELCA.	R	-372
	Occidente - Envigado	27.8	1	230	Cerromatoso	T	150
	San Carlos - Cerromatoso	225.0	1	500	Cuestecita	C	3x27
	Cerromatoso - Chinú	133.0	1	500	La Reforma (Villavicencio).	SA	230
	Chinú - Sabanalarga	183.0	1	500	Cartago a un cto. Esmeralda - Yumbo.	SA	230
	Cerromatoso - Urrá I **	84.0	1	500	Jamondino (Pasto)	SA	230
	Urrá I - Apartadó	49.5	1	230			
	San Carlos - Comuneros (Barranca)	183.2	1	230			
	Palos (B/manga) - Ocaña - San Mateo (Cúcuta).	222.0	1	230			
	B/quilla - (S/larga-Soledad)	18.3	2	230			
1994	Cuestecita - Valledupar	110.0	1	230			
1995	Betania - Mirolindo (Ibaqué)	200.0	1	230	San Marcos (Cali)	C	-35,+3x70
					San Marcos (Cali), a los circuitos Cartago - Yumbo y Esmeralda - Juanchito.	SA	230
					La Pintada, a uno de los circuitos San Carlos - Esmeralda	SA	230
1996							
1997	San Carlos - Cartago	218.0	1	500	Urrá I	T	450
	Cartago - San Marcos (Cali)	181.0	1	500	Chinú	C	-75,+175
					San Marcos (Cali), a los dos circuitos Esmeralda - Yumbo.	CAL	230
					Sobre la línea a 500 kV. San Carlos - Cartago.	R	-168
					Cartago	T	450
					San Marcos (Cali)	T	450
					Cartago a uno de los circuitos Esmeralda - San Marcos (Cali).	CAL	230
1998	Guadalupe IV - Occidente	87.1	1*	230	San Felipe (Mariquita), al circuito Esmeralda - La Mesa.	CAL	230
	El Salto - Barbosa	40.0	1	230			
	Barbosa - Bello	26.0	1	230			
	La Tasajera - Bello	16.0	1	230			
1999	Barranca - Palos (B/manga)	95.7	1	230	Chinú - Sabanalarga	CS	40%
	Sabanalarga - Fundación	92.6	1	230			
	Sabanalarga - Soledad	38.2	1	230			
2000	Urrá I - Chinú	155.0	1	500	San Marcos (Cali)	C	0,+200
	Chinú - Ternera	150.0	1	500	Chinú	T	150
					Ternera	T	450
2001					Porce III	T	750

\* Línea perteneciente a una transmisión de doble circuito.  
 \*\* Entra en operación en 1993 como parte del refuerzo Cerromatoso - Apartadó, energizada a 115 kV. En 1997 se energizará a 500 kV, como línea de conexión de proyecto Urrá I.  
 \*\*\* Esta línea estará preenergizada a 115 kV hasta diciembre de 1993.  
 \*\*\*\* Interconexión Colombia - Venezuela. 45 km corresponden a Colombia y los 105 km restantes corresponden a Venezuela.

\* T - Transformador, R - Reactor, C - Compensación Estática, CS - Compensación Serie, SA - Subestación adicional sobre la red existente, CAP - Conexión adicional para plantas, CAL - Conexión adicional para empalmes de líneas sobre una S/E existente.  
 \*\* Voltaje (kV) para SA, CAP, CAL; (MVA) para T, R y C; porcentaje de reactancia de la línea para CS.



ISA Interconexión Eléctrica S. A

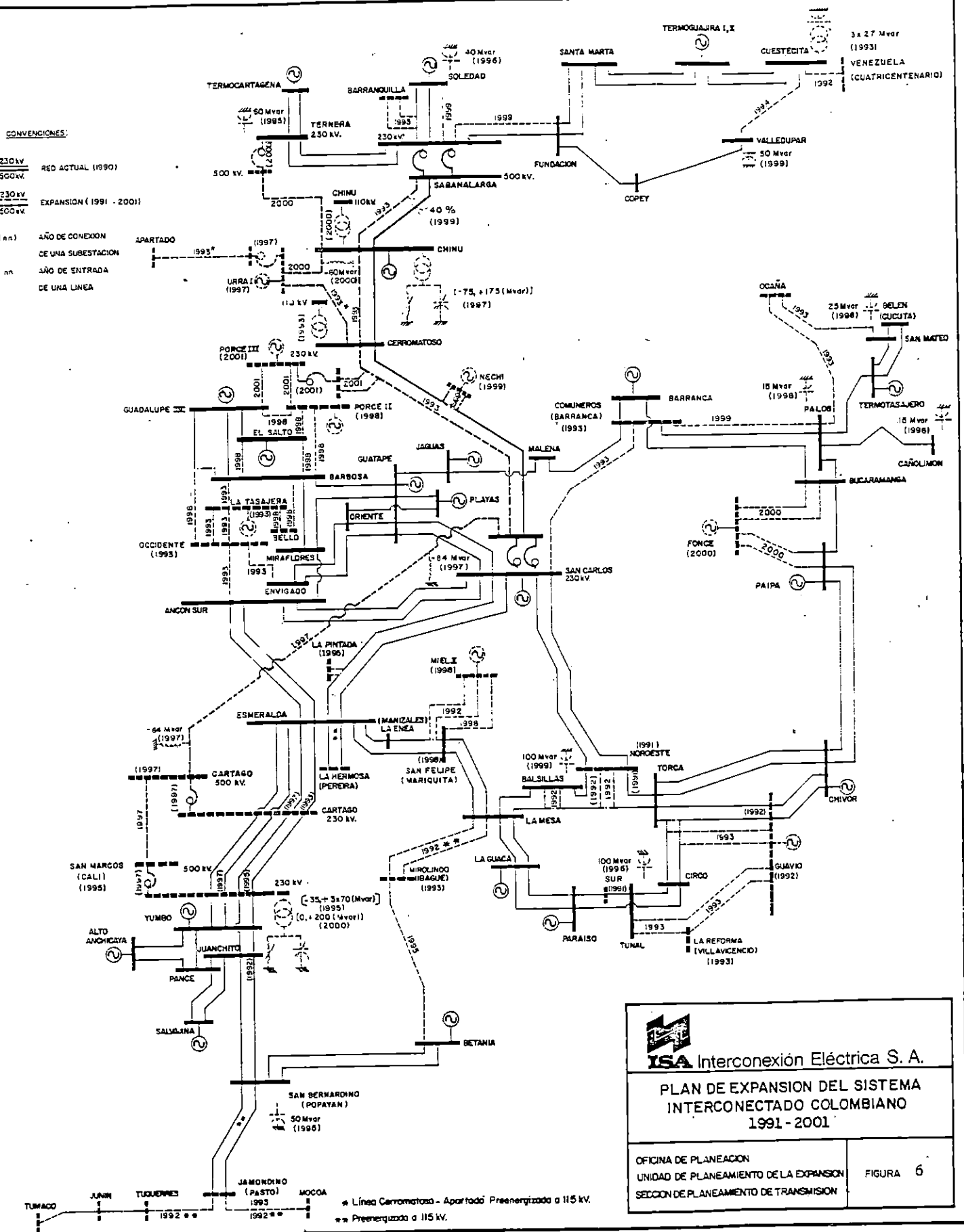
SISTEMA ELECTRICO  
 COLOMBIANO  
 115,230 Y 500 kv.  
 1991 - 2001


FIGURA 5

**CONVENCIONES:**

230 kV RED ACTUAL (1990)  
 500 kV  
 230 kV EXPANSION (1991 - 2001)  
 500 kV

(a.a.) AÑO DE CONCESION DE UNA SUBESTACION  
 (e.e.) AÑO DE ENTRADA DE UNA LINEA





**ISA Interconexión Eléctrica S. A.**

**PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO 1991 - 2001**

OFICINA DE PLANEACION UNIDAD DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION SECCION DE PLANEAMIENTO DE TRANSMISION	FIGURA 6
---	----------

\* Línea Carromatazo - Apartado Preenergizada a 115 kV.  
 \*\* Preenergizada a 115 kV.

Cuadro No. 8

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO				
METAS DE INDICES DE PERDIDAS DE ENERGIA				
(REVISION DICIEMBRE 1990)				
EMPRESA	HISTORICO 1990 (1)	METAS		
		1991	1992	1993
EEB Propio	22.9	22.4	21.6	20.7
EEFFM Propio	18.2	18.5	18.0	17.5
EMCALI	18.6	17.5	16.0	15.5
CVC Propio	21.4	20.5	19.0	17.0
Dundinamarca (3)	18.7	17.5	17.3	17.2
Meta	18.6	19.0	18.8	18.6
Antioquia	19.2	18.6	18.3	17.9
Chocó	15.9	17.0	16.9	16.9
CHEC	23.2	21.9	21.5	21.0
EDEQ	23.4	21.4	21.0	20.6
Tolima	18.7	17.5	17.3	17.2
Huila	18.5	18.0	17.9	17.8
Caquetá	13.8	14.0	14.0	14.0
Boyacá	9.4	11.0	11.0	11.0
Santander	17.1	17.0	16.9	16.8
Norte de Santander	14.0	14.0	13.9	13.8
Cauca	25.1	25.0	24.7	24.3
Nariño	31.6	30.5	29.9	29.3
GRUPO ICEL (2)	19.9	19.6	19.4	19.1
Atlántico	23.6	21.0	20.3	19.7
Bolívar	12.1	12.5	12.4	12.4
Magdalena	28.6	26.6	25.6	24.7
Córdoba	23.6	21.5	20.9	20.3
Sucre	20.6	19.3	18.7	18.1
Cesar	26.8	25.5	24.7	23.8
Guajira	27.2	27.5	26.4	25.4
Magangué	10.7	10.5	10.5	10.5
GRUPO CORELCA	20.7	19.6	19.3	19.2
Pereira	25.1	25.0	24.0	23.0
Cartago	27.4	26.5	26.0	25.0
Tuluá	12.0	12.0	12.0	12.0
ISA	1.6	1.7	1.9	1.9
TOTAL SISTEMA	21.6	21.2	20.8	20.3

- (1) Las cifras de 1990 son estimadas de acuerdo con información parcial hasta diciembre de 1990.
- (2) Los índices de las Electrificadoras del Grupo ICEL no incluyen las Pérdidas Internas de la Red ICEL.
- (3) Los índices de Dundinamarca no incluyen los mercados de Alcalis y Ecopetrol como demanda propia. Estos están en EEB.

CUADRO No. 9

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO  
 INVERSIONES 1990-1993 COSTOS DIRECTOS  
 US\$ Millones

	1990	1991	1992	1993	TOTAL	
GENERACION	250.8	257.9	205.3	167.6	881.6	40.8%
PLAN DE EXPANSION	22.0	39.7	76.8	131.6	270.1	
ISA	0.6	0.0	0.0	0.0	0.6	
EEB (1)	147.5	150.9	74.0	28.6	401.0	
EEPPM	55.8	57.0	49.6	7.4	169.8	
ICEL	8.1	7.1	3.6	0.0	18.7	
CORELCA	16.9	3.2	1.4	0.0	21.5	
TRANSMISION	83.0	169.0	150.0	121.1	523.2	24.2%
PLAN DE EXPANSION	1.2	0.5	6.3	28.6	36.6	
ISA	63.6	120.7	89.7	37.8	311.9	
C V C	0.2	1.8	4.4	0.8	7.2	
EMCALI	4.4	3.7	3.7	4.5	16.3	
ICEL	11.8	22.8	31.1	28.9	94.6	
CORELCA	1.8	19.5	14.9	20.5	56.7	
DISTRIBUCION	114.3	134.6	187.7	153.0	589.7	27.3%
EEB	29.6	14.8	27.5	32.7	104.6	
EEPPM	11.9	37.1	42.2	23.5	114.7	
C V C	4.7	5.8	9.1	10.4	30.0	
EMCALI	10.5	10.2	8.5	18.7	48.0	
ICEL	5.0	4.8	9.8	0.0	19.6	
ELECTRIFICADORAS ICEL	38.6	40.8	58.6	53.7	191.8	
CORELCA	1.1	1.1	1.1	1.1	4.4	
ELECTRIFICADORAS CORELCA	12.8	20.0	30.9	12.8	76.6	
OTROS	36.2	32.5	36.5	59.6	164.8	7.6%
ISA	6.2	6.7	14.6	16.0	43.5	
EEB	11.1	3.0	3.5	7.6	25.2	
EEPPM	11.5	15.1	5.8	14.4	46.8	
C V C	4.9	3.0	6.8	13.0	27.8	
EMCALI	1.9	4.6	5.6	8.3	20.4	
ICEL	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	
CORELCA	0.4	0.2	0.1	0.3	1.0	
TOTAL	484.3	594.1	579.5	501.3	2159.278	100%

(1) No incluye reclamaciones de Guavio en 1990 y 1991

CUADRO No. 10

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO  
INVERSIONES 1990-1993 COSTOS TOTALES (1)  
US\$ Millones

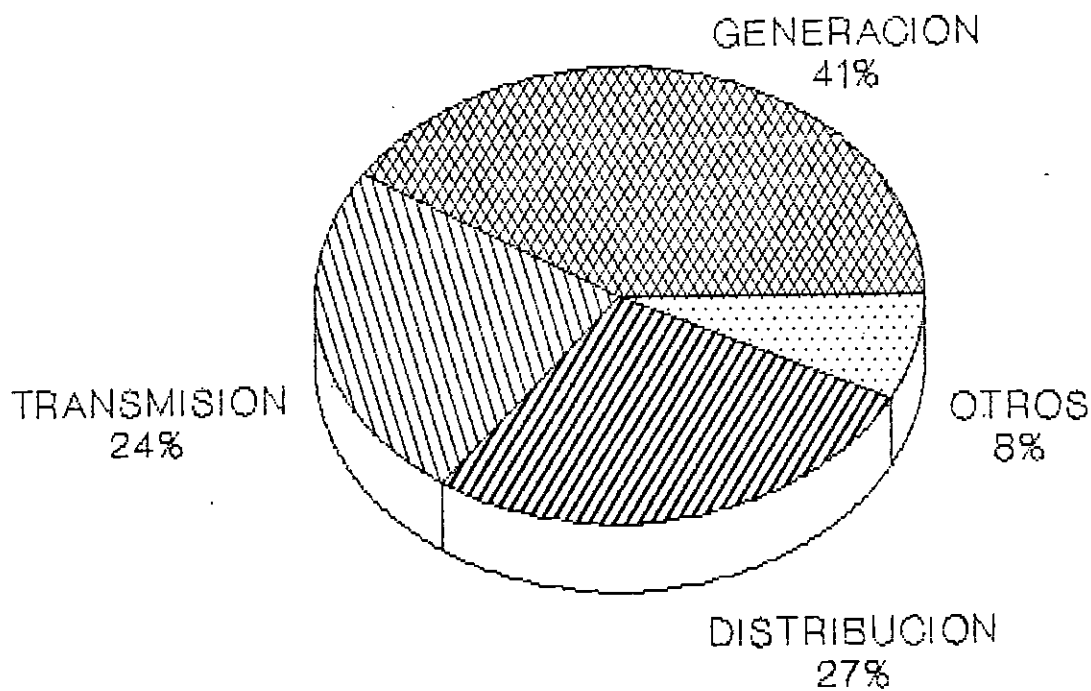
	1990	1991	1992	1993	TOTAL	
GENERACION	498.8	443.9	387.4	187.7	1517.9	51%
PLAN DE EXPANSION	22.3	41.5	82.1	144.0	289.9	
ISA	0.6	0.0	0.0	0.0	0.6	
EEB (2)	389.1	325.9	238.4	30.6	983.9	
EEPPM	61.0	65.2	60.2	13.1	199.5	
ICEL	8.3	7.5	4.4	0.0	20.2	
CORELCA	17.7	3.9	2.3	0.0	23.8	
TRANSMISION	96.6	188.4	182.4	141.0	608.5	20%
PLAN DE EXPANSION	1.2	0.5	6.5	30.0	38.2	
ISA	76.7	138.0	116.7	47.1	378.5	
C V C	0.2	1.9	4.9	1.5	8.5	
ENCALI	4.8	4.2	4.6	5.2	18.8	
ICEL	11.8	23.4	33.4	33.7	102.3	
CORELCA	2.0	20.4	16.4	23.6	62.4	
DISTRIBUCION	123.3	151.9	215.4	183.8	674.4	23%
EEB	35.1	22.8	39.0	49.0	146.0	
EEPPM	13.6	41.4	49.4	27.8	132.2	
C V C	4.8	6.0	9.9	12.2	32.9	
ENCALI	12.0	12.2	11.2	22.1	57.5	
ICEL	5.0	5.0	10.6	0.0	20.6	
ELECTRIFICADORAS ICEL	38.7	42.6	61.4	57.3	200.0	
CORELCA	1.1	1.1	1.1	1.1	4.4	
ELECTRIFICADORAS CORELCA	12.9	20.8	32.7	14.3	80.8	
OTROS	37.3	34.7	39.7	65.1	176.8	6%
ISA	6.7	8.0	16.8	19.2	50.7	
EEB	11.3	3.0	3.5	7.6	25.3	
EEPPM	11.6	15.5	5.8	14.4	47.3	
C V C	5.1	3.3	7.5	14.4	30.3	
ENCALI	2.0	4.8	6.1	9.2	22.0	
ICEL	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2	
CORELCA	0.4	0.2	0.1	0.3	1.0	
TOTAL	756.1	819.0	825.0	577.6	2977.63	100%

(1) Los COSTOS TOTALES incluyen Costos Directos mas Gastos Financieros

(2) No incluye reclamaciones de Suavio en 1990 y 1991

# SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

## INVERSIONES 1990-1993

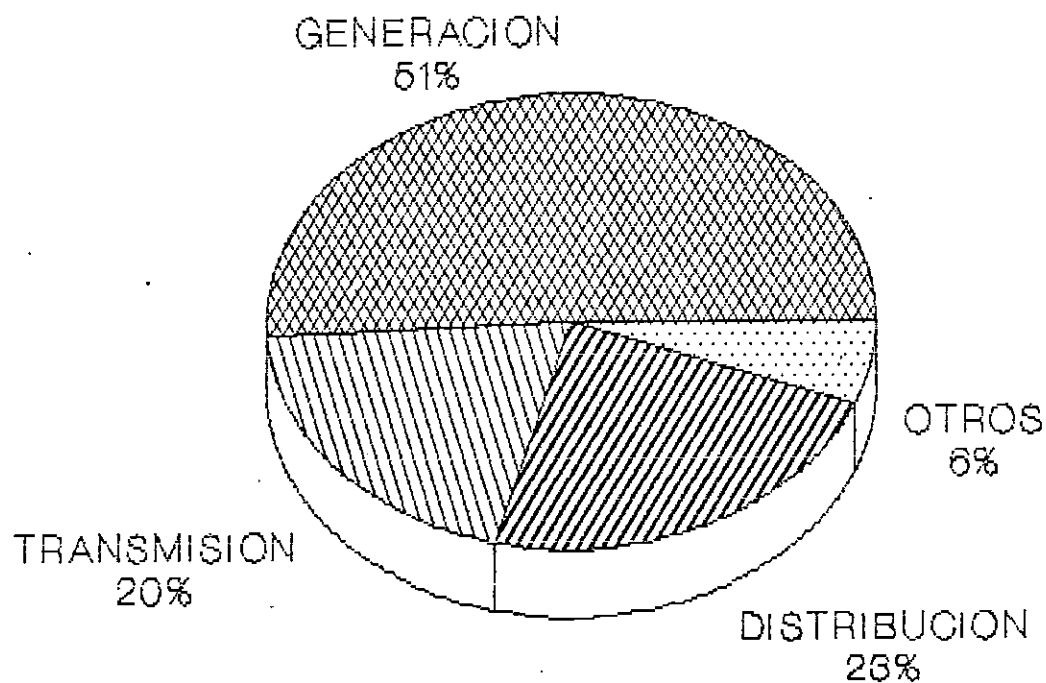


### COSTOS DIRECTOS

FIGURA 7

# SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

## INVERSIONES 1990-1993



### COSTOS TOTALES

FIGURA 8

CUADRO No. 11

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO  
 INVERSIONES 1994-2000 COSTOS TOTALES  
 US\$ Millones

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
PLAN DE EXPANSION VIGENTE	221.6	364.5	395.3	185.9	30.5	3.3	0.0	1201.2
GENERACION FUTURA	18.3	49.1	138.9	305.9	549.1	819.3	966.1	2846.7
TRANSMISION FUTURA	0.0	0.0	1.1	6.5	23.6	109.7	60.0	200.9
ISA	15.1	16.2	17.4	19.3	19.9	22.3	23.6	133.7
EEB	63.8	68.7	77.1	84.0	87.7	94.0	98.8	574.2
EEPPH	43.2	45.4	50.5	45.2	48.5	59.7	44.5	336.9
CVC	6.1	7.2	6.9	7.7	8.2	9.0	9.4	54.5
ENCALI	20.0	15.3	18.4	18.1	18.4	21.7	22.5	134.4
ICEL	20.5	23.5	25.3	26.8	27.6	30.3	32.0	186.1
ELECTRIFICADORAS ICEL	42.6	48.3	49.8	51.4	55.3	56.9	55.3	359.5
CORELCA	13.5	17.2	18.2	19.4	21.7	23.2	25.3	138.5
ELECTRIFICADORAS CORELCA	16.8	18.8	20.3	22.2	23.5	25.5	26.8	153.9
T O T A L	481.5	674.2	819.2	792.3	913.7	1275.1	1364.4	6320.5



Sistema eléctrico colombiano planes de  
expansión, programas de  
inversión Interconexión eléctrica. Oficina de  
Planeación

333.79323 I611s Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

FECHA