

Y

4896

Ej. 1

1977

# Interconexión Eléctrica S. A.

1967 — 1977

The logo for Interconexión Eléctrica S. A. (ISA) features a stylized, bold, black graphic of a jagged mountain range or a series of peaks above the letters 'ISA' in a bold, sans-serif font.

ENERGIA PARA  
INTEGRAR A COLOMBIA

Estudio Plan Borada de 2222

5 NOV. 1979

4896  
1977

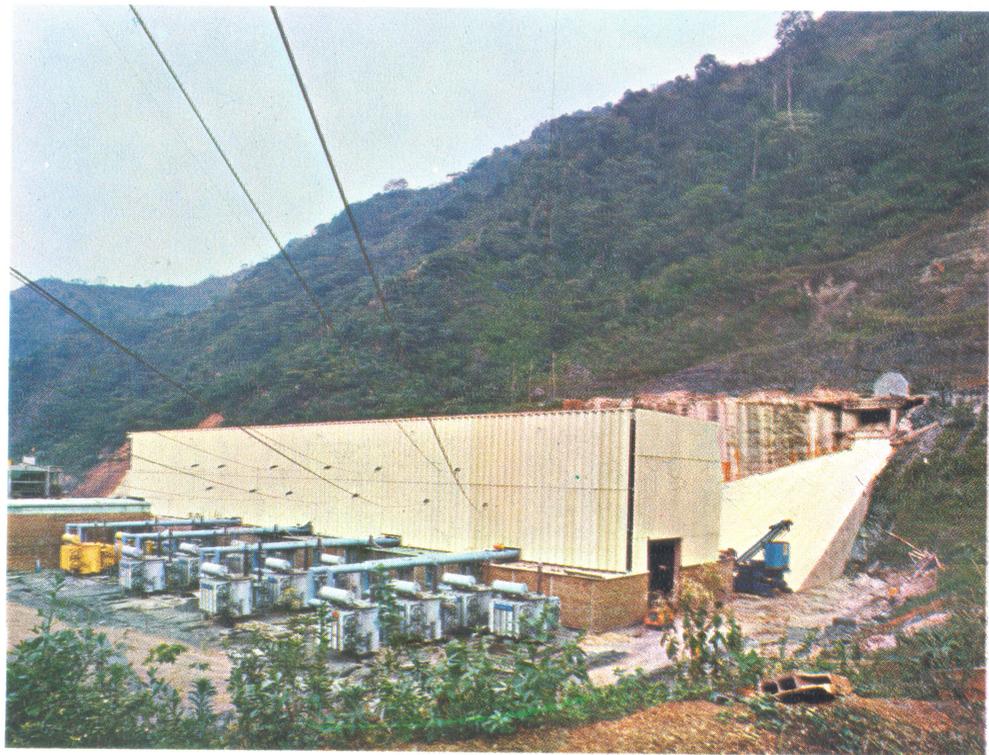
FUNDACION W. BOQUERA PARA LOS ESTUDIOS SOCIALES  
F. I. E. S.  
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES SOCIALES Y ECONOMICAS

### INTRODUCCION

Con ocasión de sus diez años de fundación, INTERCONEXION ELECTRICA S.A. —ISA—, presenta una información general sobre su organización, sus realizaciones y proyectos.

El presente folleto se ha dividido en cuatro partes: Parte I - información Institucional. Parte II - Centrales Hidroeléctricas terminadas y en construcción. Parte III - Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica terminadas y en construcción. Parte IV - Obras en estudio y diseño.





Casa de Maquinas de Chivor I

### 1.1. Datos Básicos de ISA

INTERCONEXION ELECTRICA S.A., es una Empresa Industrial y Comercial del Estado, constituida como Sociedad Anónima, mediante Escritura Pública No. 3057 otorgada en la Notaría Octava de Bogotá, el 14 de septiembre de 1967. Fueron socios fundadores: La Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB); la Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC); el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL); las Empresas Públicas de Medellín (EPM); la Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá (CHIDRAL) y la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC). En la actualidad es socio, igualmente la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), cuyo ingreso cristalizó a principios del presente año.

### 1.2. Objeto Social

La Sociedad tiene por objeto: a) La interconexión de los sistemas eléctricos de sus socios. Esta interconexión tiene como fin principal el intercambio de energía, para atender deficiencias donde la capacidad de generación no pueda servir adecuadamente la demanda el mejor aprovechamiento de la capacidad de reserva, extendida a lo largo del nuevo sistema y la posibilidad de colocar producción eléctrica sobrante, en todas las zonas interconectadas; b) El establecimiento de prioridades en la construcción de nuevas centrales generadoras, en función de sus ventajas técnicas y económicas para todo el sistema interconectado, y c) La programación y construcción de las futuras fuentes de generación, que permitan ayuda recíproca en el abastecimiento de los propios consumos a las entidades mencionadas y que cubran las necesidades de otras zonas que puedan beneficiarse de la mayor capacidad de generación.

### 1.3. Sede Social

Hasta comienzos del presente año la sede social de INTERCONEXION ELECTRICA S.A. se encontraba en la ciudad de Bogotá, D.E. El 20 de enero del año en curso la Asamblea General de Accionistas, mediante decisión que consta en el Acta No. 25, aprobó el cambio de la sede social de la Compañía a la ciudad de Medellín, traslado éste que ha empezado a operar y el cual se considera que para finales del presente año se haya cumplido.

### 1.4. Capital Social

A la fecha el capital autorizado de la Empresa asciende a la suma de \$3.000'000.000.00, representados por 30.000 acciones, de valor nominal cada una de \$100.000.00.

Las acciones suscritas de la Sociedad alcanzan un valor de \$1.676'397.000.00

### 1.5. Organización de ISA

La Sociedad está administrada por la Asamblea General de Accionistas, por la Junta Directiva, por el Gerente y por los Subgerentes. La Junta Directiva la forman cinco miembros principales con sus suplentes, elegidos por la Asamblea General de Accionistas. La actual composición de la Junta Directiva, es:

PRINCIPALES	PRIMEROS SUPLENTES	SEGUNDOS SUPLENTES
MIGUEL URRUTIA	JACOBO ACOSTA	ALFREDO ACOSTA
DIONISIO ARAUJO	TOMAS HELD	RAUL SERNA
SAMUEL NAVAS	ROBERTO VALENZUELA	CESAR ZAMBRANO
OSCAR MAZUERA	MARIO PUIG	JAIME ARIZABALETA
DIEGO CALLE	LUIS GUILLERMO GOMEZ	ANDRES RESTREPO

### PERSONAL ADMINISTRATIVO

Doctor GERMAN JARAMILLO OLANO, Gerente.  
Doctor PEDRO TRILLOS NOVOA, Subgerente Técnico.  
Doctor MANUEL IGNACIO DUSSAN VILLAVECES, Subgerente de Operación.  
Doctor ALFONSO MEJIA URUEÑA, Subgerente Administrativo.  
Doctor JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO, Subgerente Financiero.  
Doctor FERNANDO SARMIENTO CIFUENTES, Secretario General.

### 1.6. Los Recursos Humanos en ISA

Uno de los aspectos que más enorgullece a la Compañía es la calidad de su equipo humano. Esto se ha logrado y mantenido a través de dos factores: Por un lado ha existido un continuo progreso en los procesos de reclutamiento y selección de personal, los cuales se han mejorado y ampliado día a día; por otro lado al hecho de que todo el personal trabaja con mística por su Empresa y es consciente de la importancia que reviste el trabajo para el logro de los objetivos encomendados y de la responsabilidad que tiene ISA en el desarrollo eléctrico del País.

PARTE II

CENTRALES HIDROELECTRICAS TERMINADAS Y EN  
CONSTRUCCION



Turbinas

## 2.1. Chivor I

La primera gran Central Hidroeléctrica terminada cuya construcción corrió a cargo de ISA, es la Central Hidroeléctrica de Chivor - Primera Etapa, la cual generó su primer kilovatio a fines del mes de mayo de 1977 y produce 500 mil kilovatios, con los cuales se pretende solucionar en parte la grave crisis energética del País en el inmediato futuro.

La Central Hidroeléctrica de Chivor está localizada sobre el Río Batá en el Departamento de Boyacá, al nordeste de Bogotá, cercana a la población de Santa María. Dista de Bogotá unos 160 kilómetros por la carretera Bogotá - El Sisga - Guateque - Santa María (Boyacá).

El Río Batá tiene un caudal promedio de  $62.3\text{m}^3/\text{seg.}$  y se forma por la confluencia de los Ríos Somondoco y Garagoa, recorre las últimas estribaciones de la Cordillera Oriental para ir finalmente a desembocar al Río Guavio en el comienzo de los Llanos Orientales.

El proyecto de la citada Central se dividió en dos etapas de 500 MW cada una para una generación total de 1.000 MW. La primera etapa se inició en octubre de 1970 y se inauguró en el segundo semestre de 1977.



Sistema Vial de la Central Hidroeléctrica de Chivor

Las obras de la primera etapa consisten esencialmente en una presa de escollera de 237 metros de altura con núcleo impermeable de arcilla, la cual permite embalsar las aguas del Río Batá para luego conducir las, mediante 5.910 metros de túnel de 5.40 metros de diámetro y 2.244 metros de tubería de 4 metros de diámetro hasta la Casa de Máquinas situada en la margen derecha del Río Lengupá, aprovechando en esta forma una caída neta promedio de 756 metros.

El volumen de la presa es de 11.300.000 metros cúbicos de los cuales 10.000.000 son roca y el resto el núcleo impermeable de arcilla. Para construir la presa se hizo necesario desviar las aguas del Batá por un túnel en forma de herradura de 10.6 metros de diámetro y 915 metros de longitud. Este túnel tiene un tapón en concreto con un volumen de 4.500 metros cúbicos, una válvula mariposa de 2.50 metros de diámetro y una válvula Howell - Bungler de 2.00 metros de diámetro. Estas válvulas se utilizan como descarga de fondo del embalse.

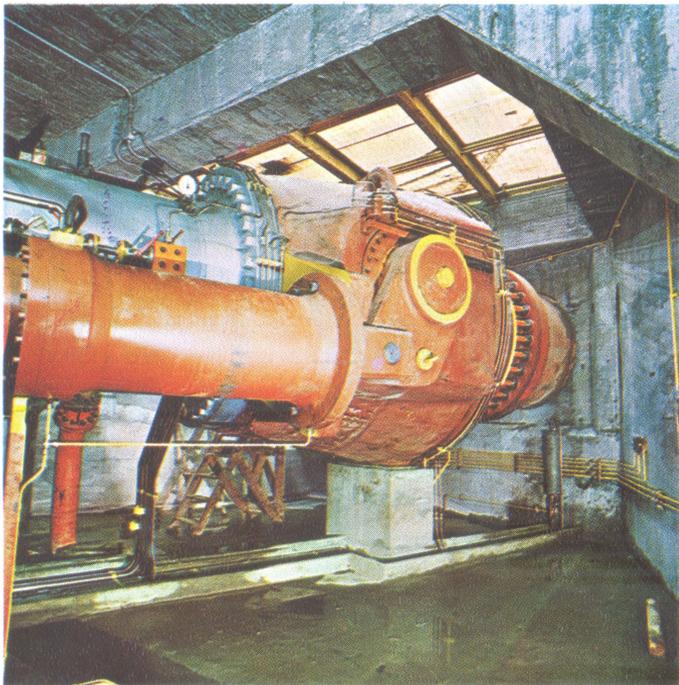
Posteriormente se ejecutó una excavación en el lecho seco del río con el objeto de encontrar el piso de fundación de la presa, excavación que tuvo un volumen de 580.000 metros cúbicos.

Aledaño a la presa y sobre el estribo izquierdo se construyó el Rebosadero el cual consiste en un canal abierto de 310 metros de longitud y tiene una capacidad de descarga de  $10.600\text{m}^3/\text{seg}$ . Además posee una estructura de control, en concreto, con tres compuertas radiales de 14 x 16 metros. Para la construcción del Rebosadero se llevó a cabo una excavación de 2.300.000 metros cúbicos en roca y se colocaron 52.500 metros cúbicos de concreto. Se llevó a cabo un programa intensivo de inyecciones para impermeabilizar la roca de los estribos y todas las estructuras importantes de concreto.

El embalse formado tiene un volumen de 758.000.000 metros cúbicos de los cuales 633.500.000 corresponden al embalse útil.

Con el objeto de reponer el tramo de la carretera nacional Guateque - Santa María, inundada por el embalse, se construyó la nueva carretera Mondragón - Presa-Muros, con una longitud de 27 kilómetros, de los cuales 6.5 kilómetros son en túnel.

La Casa de Máquinas de Chivor I tiene cuatro turbinas Pelton de eje vertical de 175.000 HP. cada una, las cuales accionan cuatro generadores de 125 MW de capacidad cada uno. Aledaños a la Casa de Máquinas se encuentran el Patio de Transformadores y el Patio de Conexiones.



Casa de Maquinas –Válvula esférica

Líneas de Transmisión. Para la construcción de la obra se instalaron las siguientes líneas de transmisión:

Línea de 33 KV de Garagoa a Santa María con una longitud de 40 kilómetros.

Línea Sesquilé - Santa María a 115 KV con una longitud de 80 kilómetros y líneas de distribución a 11.4 KV para llevar energía desde la subestación de Santa María hasta algunos sitios de la obra con una longitud total de 25 kilómetros. En la población de Santa María se instalaron dos plantas móviles Diesel de 1.000 MW de capacidad cada una.

La Central Hidroeléctrica de Chivor se une al sistema central de interconexión mediante una línea de doble circuito a Torca - La Mesa a 230 KV. Esta línea tiene una longitud de 102 kilómetros hasta la subestación Torca y 59 kilómetros de allí a La Mesa. Además se construyó la línea de doble circuito Chivor - Paipa a 230 KV con una longitud de 120 kilómetros para atender la demanda del sistema nordeste.

El costo total de Chivor I asciende a la suma de US\$200.000.000, los cuales fueron financiados así:

- a) La moneda local con un valor de \$2.200 millones, con aportes de las empresas socias.
- b) La moneda extranjera por un valor de US\$128'000.000, con créditos internacionales provenientes de los Bancos Mundial e Interamericano, Bancos Comerciales y proveedores de equipos.

## CENTRALES HIDROELECTRICAS EN CONSTRUCCION

### 2.2. Central Hidroeléctrica de Chivor - Segunda Etapa

Se empezó la construcción de la Segunda Etapa de la Central Hidroeléctrica de Chivor en junio de 1976 y se ha programado para que entre en servicio a mediados de 1980.

La Segunda Etapa de la citada Central consta de lo siguiente:

a) Una conducción de 5.600 metros de túnel y 2.600 metros de tubería presión (de diámetros iguales a los de la primera etapa).

b) Túnel superior que se detalla así:

Sección : Herradura

Revestimiento : Concreto en la solera únicamente

Area : 37.7 m<sup>2</sup>.

Longitud : 5.336 metros.

Tendrá además un pozo con una longitud de 313 metros, una sección circular  $\varnothing = 5$  m. y 4 m., con revestimiento en el pozo superior de  $\varnothing 5$  m. en concreto neumático y en el pozo inferior de  $\varnothing 4$  m. en concreto simple.

c) Pozo Conducción: Dicho pozo tendrá una longitud de 285 m., una sección circular  $\varnothing 4.60$  m., con revestimiento en concreto simple, con un mínimo de espesor de 25 centímetros.

d) Túnel Inferior. Dicho túnel tendrá una longitud de 2.183 m., con una sección circular de  $\varnothing 5.00$  m., cuyos primeros 63 m. aguas arriba serán revestidos en concreto simple y 2.120 m. con blindaje de acero, empotrado en concreto.



Soldadura de la Tubería de Presión

- e) Casa de Máquinas. Esta instalación contendrá como la primera etapa cuatro turbinas Pelton de eje vertical de 175.000 HP. cada una, que accionarán cuatro generadores de 125 MW de capacidad cada uno.
- f) Patio de Conexiones. Es una ampliación desde la primera etapa.
- g) Transmisión. La compondrá una línea de doble circuito a 230 KV. hasta la subestación Torca.

El costo aproximado de la Segunda Etapa de la Central Hidroeléctrica de Chivor está estimado en US\$150'000.000., los cuales serán financiados así:

- a) Con aportes de los socios de ISA y recursos propios de ISA la moneda local.
- b) Con créditos internacionales provenientes del Banco Interamericano y países proveedores de equipos la moneda extranjera.

### 2.3. Central Hidroeléctrica de San Carlos

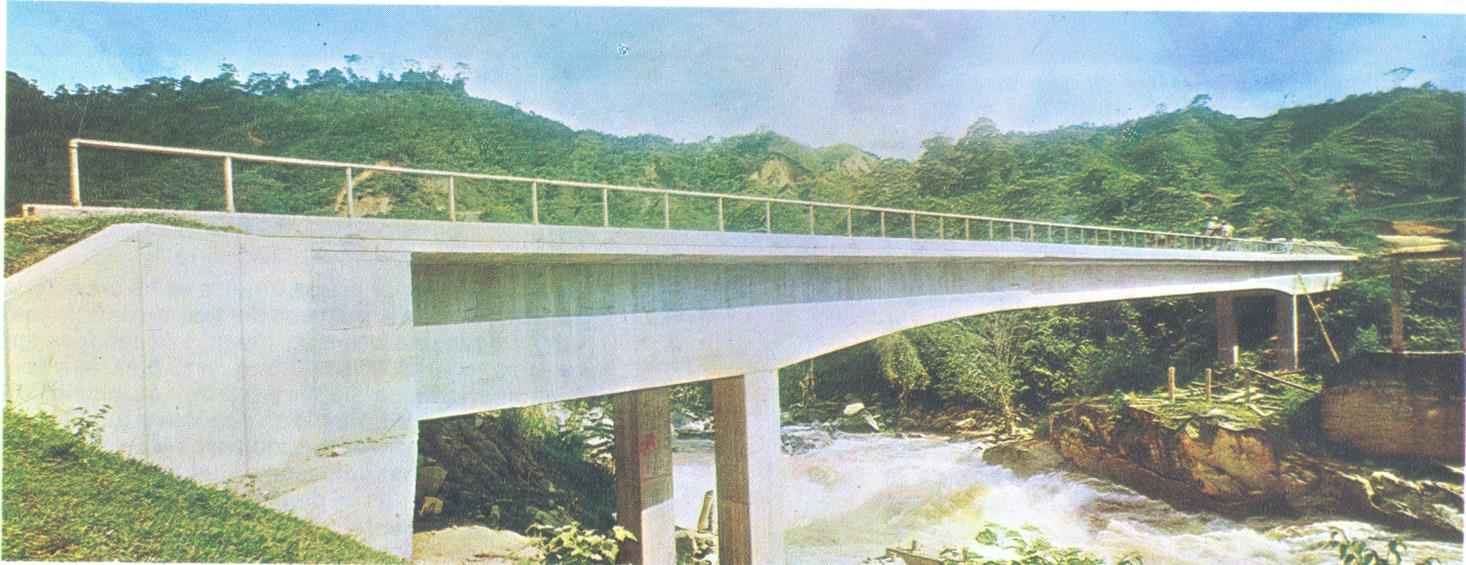
A- **Descripción:** La Central de San Carlos se construye en el Departamento de Antioquia, sobre el Río Guatapé, a una distancia por carretera de 150 kilómetros al Este de Medellín.

La Central Hidroeléctrica de San Carlos utilizará el caudal natural del Río Guatapé, incrementado con el caudal desviado desde el Río Nare, a través de la Central de Guatapé de las Empresas Públicas de Medellín, contará además con los caudales del Río Nare aguas abajo de la presa de Santa Rita que se desviará hacia el Río Guatapé mediante la presa de San Lorenzo y la Central de Jaguas. Finalmente se desviarán las aguas del Río Calderas hacia el Río San Carlos. El caudal medio total que alimentará a la Central es de  $143\text{m}^3/\text{seg.}$ , regulado mediante el embalse creado por la presa de Punchiná, con almacenamiento total de  $72.000.000\text{ m}^3$ , de los cuales  $50.000.000$  se utilizarán para la regulación de caudales.

B. **Presa:** Dentro de las obras que conforman esta Central Hidroeléctrica, se construirá la Presa de Punchiná, localizada sobre el Río Guatapé, cerca al caserío de Puerto Belo. Esta presa tendrá 70 m. de altura, 800 m. de longitud y  $6'000.000\text{ m}^3$ . de lleno de suelos residuales compactados.

La desviación del río para la construcción de la presa principal se hará por medio de un conducto de concreto de sección rectangular, de doble cuerpo, localizada en el estribo derecho, de 414 m. de longitud y  $35\text{ m}^2$ . de sección. Este conducto se utilizará posteriormente como descarga de fondo, controlado por compuertas. El Rebosadero será de tipo de canal superficial de concreto, con un ancho inicial de 130 m. en el azud de entrada y el tramo inclinado de sección variable con un ancho final de 60 m.

Puente Juanes





El Rebosadero fue diseñado para evacuar la creciente máxima probable que se ha estimado tendrá un caudal pico de  $7.400 \text{ m}^3/\text{seg.}$  y un volumen de  $202'000.000 \text{ m}^3$ .

Las estructuras de captación para la Central, consistirán en dos torres de 54 m. de alto, controladas con compuertas cilíndricas diseñadas para captar los caudales requeridos para la operación de la Central. Estas torres entregan sus caudales a los túneles de conducción por medio de dos pozos verticales de 147 m. de altura.

Los túneles de conducción tendrán 4530 metros y 4570 metros de longitud con pendientes de 1.5% a 0.5% hacia aguas abajo. Los túneles recubiertos en concreto tendrán secciones circulares de 6.1 m. 7.5 m.

En la parte inferior de los túneles se ha previsto la construcción de Almenaras del tipo de orificio restringido con una altura de 190 m. Los tanques superiores tendrán  $\varnothing$  de 13.5 m. y 16.5 m. Los tanques inferiores de 5.5 m. y 6.5 m. Los túneles de conducción se bifurcarán en dos y tres tuberías de presión subterráneas respectivamente, las cuales alimentan las diez unidades de generación del proyecto. Las tuberías de presión tendrán una inclinación de  $48^\circ$ , una longitud de 278 m., 5.5 m. y 6.75 m. de diámetro respectivamente.

Las tuberías de presión tendrán un blindaje de acero con  $\varnothing$  de 3.3 m. y 4.00 m. cada una. En el extremo inferior cada tubería se bifurca para alimentar dos de las diez unidades de generación.

Las cantidades de obras más significativas para la construcción de la presa de Punchiná, son:

- Excavación total: 3'500.000 m<sup>3</sup> de limo, roca descompuesta y roca.
- Terraplén, volumen total: 6'050.000 m<sup>3</sup> en limo, roca descompuesta roca y material aluvial.
- Concretos, volumen total: 64.000 m<sup>3</sup> en vertedero, conducto de desviación, torres de captación y pozos verticales.
- Acero de refuerzo.

Peso total: 4.500 toneladas.

- C- **Central:** La Central de San Carlos estará alojada en dos cavernas subterráneas, una para las unidades de generación y la otra para los transformadores. La caverna principal tendrá una longitud total de 203 m. y 510 m. de sección. La caverna de transformadores tendrá una longitud total de 195 m. y 190 m<sup>2</sup>. de sección.

En la parte central de la caverna estará localizada la sala de montaje a la cual se llega desde el exterior por medio de un túnel vehicular de doble vía y 8.9% de pendiente descendente.

Además, la Central estará comunicada con el exterior por medio de dos pozos de 330 m. por los cuales salen los cables de potencia y control y un pozo para ventilación.

La Central podrá alojar un total de diez unidades generadoras y cinco bancos de transformadores monofásicos que atenderán cada uno dos unidades generadoras.

El equipo principal de la Central consistirá de:

- a) Diez turbinas Pelton de eje vertical, un sólo rodetete y seis chorros, de 160 MW de potencia nominal cada una operando bajo una caída normal neta de 554 m. y una velocidad nominal de 300 rpm. A la entrada de cada turbina se dispondrá una válvula esférica de 2.0 m de diámetro.
- b) Diez generadores de eje vertical acoplados a las turbinas, de 159 MW de potencia nominal cada uno a 60°C, con capacidad de sobrecarga continua de 15% a 80°C, serán especificados para operar a 300 rpm. con factor de potencia de 0.9, 60Hz y 16 KV.
- c) Dieciseis transformadores monofásicos con una potencia nominal de 109 MVA cada uno, de los cuales uno será de reserva y los demás se dispondrán en cinco bancos trifásicos para atender cada uno a dos unidades, con una relación de transformación de: 16 KV a 230 KV.

Los túneles de descarga tendrán una longitud de 1.630 m. y secciones de 69 m<sup>2</sup>. y 100 m<sup>2</sup>. con pendiente de 0.144%.

Los túneles de descarga operarán como conductos de flujo libre, diseñados para una descarga de 132 y 198 m<sup>3</sup>/seg. con un borde libre de 2.60 metros la parte superior.

Las cantidades de obras más significativas para la construcción de la Central, las conducciones y los pozos de cables y aireación y túnel de fuga son:

— Excavación subterránea total	1.165.000 m <sup>3</sup>
— Volumen total de concreto	242.000 m <sup>3</sup>
— Peso total de acero de refuerzo y soportes metálicos	13.400 toneladas

D- **Subestación:** La ubicación de la subestación se seleccionó teniendo en cuenta las posibles expansiones futuras del sistema interconectado, incluyendo la Costa Atlántica. Su distancia hasta la Central es de 3.0 kilómetros y estará conectada con ésta a través de cables aislados a 230 KV. en una longitud de unos 360 metros y líneas aéreas desde la estructura de salida de cables hasta la subestación. La subestación será del tipo de interruptor y medio con interruptores de capacidad nominal de 230 KV., 1250 A y 15.000 MVA.

Como obras complementarias de la Central Hidroeléctrica de San Carlos se construirán las líneas de transmisión: a) San Carlos-Guatapé con longitud aproximada de 34 kilómetros de doble circuito a 230 KV; b) La línea San Carlos - Bogotá, con longitud aproximada de 210 kilómetros de doble circuito a 230 KV; c) La línea San Carlos - Sabaneta de 90 kilómetros de longitud, de doble circuito a 230 KV, y d) La línea Esmeralda-Yumbo, refuerzo de la ya existente, en doble circuito en 230 KV y en longitud de 195 kilómetros.

Además, como infraestructura y en atención a que la carretera existente entre San Carlos y el Río Samaná quedará parcialmente inundada por el embalse de Punchiná, se ha proyectado construir una carretera sobre la margen izquierda del Río Guatapé, partiendo del extremo aguas arriba del embalse, en dirección al corregimiento de El Jordán. Esta carretera tendrá una longitud aproximada de 18 kilómetros, además se construirán varias carreteras para acceso a las obras durante la construcción y posteriormente para la operación de la Central, las cuales tendrán una longitud aproximada de 19 kilómetros. Será necesario construir también instalaciones para suministro de servicios, tales como energía eléctrica, acueducto, comunicaciones a los frentes de trabajo, oficinas, talleres y campamentos, obra ésta que se dotará de los servicios necesarios, tales como electricidad, agua potable, sistema telefónico interno y drenajes.

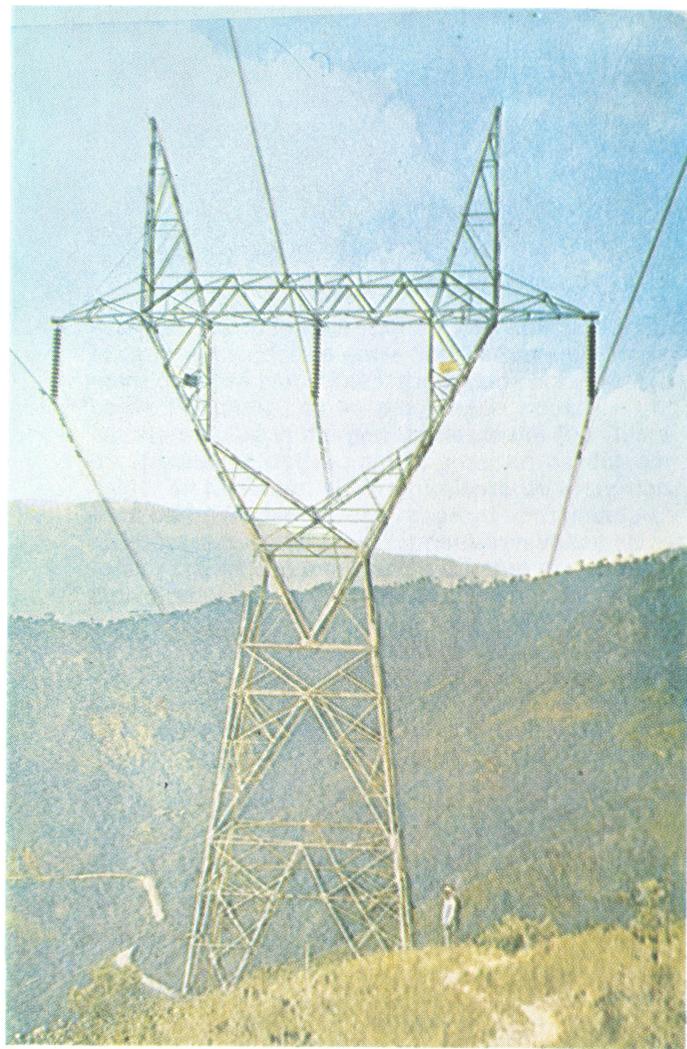
- E - **Costo total de las obras:** De acuerdo con los presupuestos preparados, los valores estimados para la construcción de las obras son:

En la Central de San Carlos una inversión total de US\$688'120.000 en dos etapas así: US\$370.020.000 en la primera, US\$318.100.000 en la segunda y en la Central de Jaguas una inversión de US\$146.994.000.

PARTE III

LINEAS DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA  
TERMINADAS Y EN CONSTRUCCION

Línea Guatapé - Barrancabermeja



### 3.1. Líneas de transmisión de energía eléctrica terminadas

La red de interconexión de alto voltaje de ISA, que interconecta los sistemas eléctricos de Bogotá, Medellín, Cali y Manizales se encuentra en operación comercial desde 1971. Igualmente las correspondientes subestaciones y un centro de control localizado cerca a la ciudad de Manizales. Estas líneas tienen una longitud de 530 kilómetros y están compuestas por doble circuito de conductores y operan a un nivel de voltaje de 230.000 voltios. En 1976 esta red de interconexión se amplió mediante la línea de 230.000 voltios, Guatapé-Barrancabermeja ejecutada por ISA, así como las líneas del ICEL-Paipa-Bucaramanga y Bucaramanga-Cúcuta.

Con la entrada en servicio de la Central Hidroeléctrica de Chivor en el presente año y sus líneas de interconexión del sistema central: Chivor-Bogotá (Torca)-La Mesa y al sistema del nordeste, Chivor-Paipa, se completó el sistema central de interconexión el cual cuenta con extensiones de las empresas socias que van hasta los departamentos de la zona centro, oriente, sur y occidente.

### 3.2. Líneas de transmisión en construcción

La creciente demanda de energía del País requiere que en los años siguientes se construyan nuevas líneas de interconexión las cuales reforzarán la red existente, e interconectarán las importantes centrales eléctricas en construcción, así como aquellas que se iniciarán próximamente. Entre estas líneas se encuentran las siguientes que serán construidas por ISA:

- a) Línea de interconexión a 500 KV - Sistema Central-Costa Atlántica, el cual se tratará en la siguiente sección.
- b) Segunda línea Chivor - Torca a 230 KV. dos circuitos y 105 kilómetros de longitud, la cual entrará en operación aproximadamente en 1980, simultáneamente con la segunda etapa de la Central de Chivor de 500 MW.
- c) Línea Guatapé - San Carlos a 230 KV., dos circuitos y 34 kilómetros de longitud la cual también entrará en operación aproximadamente en 1980.

- d) Línea San Carlos - Bogotá a 230 KV., dos circuitos y 210 kilómetros de longitud, la cual interconectará la Central Hidroeléctrica de San Carlos a la red nacional de interconexión aproximadamente en 1982.
- e) Línea San Carlos - Medellín y La Esmeralda - Yumbo a 230 KV., dos circuitos, de 90 y 194 kilómetros de longitud respectivamente, las cuales hacen parte de los refuerzos requeridos por el sistema interconectado en 1983 simultáneamente con la terminación de la segunda etapa de la Central Hidroeléctrica de San Carlos.

Estas líneas tienen asociada la construcción de sus correspondientes subestaciones terminadas.

La complejidad de esta red exigirá que el sistema eléctrico sea controlado y supervisado por un centro nacional de telecomunicaciones y control el cual contará con modernos equipos de control, comunicaciones y computación electrónica y estará localizado en la ciudad de Medellín. Los estudios para este proyecto se encuentran en ejecución y se espera inicie operación en 1981.

### 3.3. Línea de Interconexión a 500 KV. — Sistema Central Costa Atlántica

La interconexión entre el Sistema Central y la Costa Atlántica constará inicialmente de un circuito a 500 KV., de aproximadamente 520 kilómetros de longitud y subestaciones terminales en San Carlos y Sabanalarga.

La interconexión permitirá una operación más económica del sistema hidrotérmico nacional al hacer posible la sustitución de generación térmica de CORELCA por energía hidráulica secundaria de ISA. Por otra parte, permitirá transferencia de energía térmica de CORELCA hacia ISA en épocas de fuerte sequía.

La operación económica del sistema nacional implicará importantes transferencias de potencia de energía por la interconexión, lo cual hace necesario un alto nivel de confiabilidad de la misma, no solamente para hacer posible estas transferencias, sino también para evitar interrupciones graves del suministro eléctrico a nivel regional.

La interconexión tiene como punto inicial la subestación de San Carlos y atraviesa una región montañosa hasta llegar a la subestación de Cerromotoso en el kilómetro 210. De Cerromotoso hacia el Norte de la línea atraviesa un terreno ligeramente ondulado, en su mayoría plano, hasta la subestación de Chinú en el kilómetro 344. De Chinú hacia el Norte de la línea continúa por un terreno plano, cruza la zona pantanosa del Canal del Dique y termina en la subestación de Sabanalarga con una longitud de 523 kilómetros.

La interconexión a 500 KV. permitirá, en una etapa inicial, efectuar intercambios de energía entre el Sistema Central y de la Costa Atlántica. En etapas posteriores de desarrollo permitirá además de los crecientes intercambios de energía, la conexión al sistema eléctrico nacional de los proyectos hidroeléctricos de Urrá, a través de la subestación de Cerromotoso, requiriéndose entonces expansiones importantes en líneas de transmisión a 500 KV., módulos de subestaciones y capacidad de transformación.

Además de las subestaciones terminales, se ha previsto para la seccionalización y compensación reactiva de la línea, la construcción de dos subestaciones intermedias en Cerromotoso y Chinú.

Como complemento de la línea de transmisión a 500 KV se construirán subestaciones de 500 KV. San Carlos y Sabanalarga. La primera de las citadas subestaciones quedará contigua a la subestación a 230 KV., prevista para conectar la Central Hidroeléctrica del mismo nombre al sistema interconectado de 230 KV. de ISA. La subestación de Sabanalarga de 500 KV., se ubicará contigua, hacia el Sur, a las subestaciones de 230 KV. de la red de CORELCA, que en la actualidad está siendo expandida en conexión con el proyecto de transmisión Sabanalarga - Fundación - Valledupar, también de CORELCA.



#### 4.1. Estudios de Proyectos Hidroeléctricos:

##### A- Desarrollos hidroeléctricos del Río Magdalena entre Girardot y Honda

Entre los años de 1970 a 1972 se adelantaron estudios preliminares para determinar el potencial hidroeléctrico del Río Magdalena entre las localidades de Girardot y Honda. Como resultado de este estudio se determinó la posibilidad de instalar unos 1.400 MW en uno o varios desarrollos. Se tiene programado continuar con estudios más detallados en el futuro.

##### B- Evaluación del potencial hidroeléctrico del Cauca Medio

A principios de 1974 se terminó la evaluación del potencial hidroeléctrico del Río Cauca en su sector medio, comprendido entre las localidades de Virginia, al Norte del Valle del Cauca y Tarazá, al Norte del Departamento de Antioquia.

Hasta la presente, la alternativa de desarrollo más ventajosa tendría una capacidad instalada de 9.800 MW sobre el Río Cauca y unos 6.500 MW sobre el Río Nechí, afluente del Río Cauca. Los proyectos identificados son:

- 1- Proyecto hidroeléctrico de Xarrapa, en el Departamento de Caldas, con una capacidad de 330 MW.
- 2- Proyecto hidroeléctrico de Farallones, localizado en Antioquia, que contempla la posibilidad de instalar 2.100 MW.
- 3- Proyecto hidroeléctrico de Cañafisto, en el Departamento de Antioquia, con una capacidad instalada de 1.600 MW. ISA en base a los resultados de estas investigaciones, ha decidido adelantar los estudios de factibilidad de este proyecto.
- 4- Proyecto hidroeléctrico de Ituango, ubicado en el Departamento de Antioquia, con una capacidad instalada total de 3.900 MW.
- 5- Proyecto hidroeléctrico de Apaví, en el Departamento de Antioquia, en el que se estima posible instalar cerca de 1.900 MW.

### C- Proyecto Hidroeléctrico del Guavio

En el año de 1974 ISA terminó los estudios de selección de alternativas de desarrollo para el Río Guavio. En base a estos estudios se seleccionó la alternativa que contempla una presa de enrocado de una altura entre 225 m y 240 m en el sitio de La Vega cerca de la población de Gachalá, una conducción en túnel de 17 kilómetros de longitud que conduce las aguas hasta una central subterránea y que luego, mediante un túnel de descarga de 4.3 kilómetros son restituidas nuevamente al Río Guavio. La capacidad instalable se estima en unos 1.500 MW.

Actualmente ISA está terminando los estudios de factibilidad de este proyecto.

### D- Proyecto Hidroeléctrico del Río Sogamoso

ISA continuó las investigaciones iniciadas por el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica y llevó a nivel de factibilidad los estudios para el proyecto hidroeléctrico del Río Sogamoso. Los estudios, terminados en 1976, contemplan la posibilidad de construir una presa de tierra con núcleo impermeable de una altura entre 229 m y 299 m., dependiendo de la alternativa finalmente seleccionada, en el sitio de La Paz, sobre la carretera Bucaramanga - Barrancabermeja; al pie de la presa está ubicada una casa de máquinas superficial para instalar entre 1.300 y 1.800 MW.

### E- Proyecto Hidroeléctrico del Río San Juan

Los estudios para el proyecto hidroeléctrico del Río San Juan que habían sido adelantados anteriormente por el Ministerio de Obras Públicas, el ICEL y la Corporación del Chocó fueron finalmente trasladados a ISA. Desde principios de 1977 se adelantan estudios complementarios para determinar la factibilidad técnica del proyecto. El proyecto considerado contempla una presa de lleno en el sitio de Malagueta sobre el Río San Juan, una central de pie de presa de tipo superficial, equipada para una capacidad instalada de 1500 MW, además será necesario dejar facilidades para el paso de maderas y para la navegación desde el embalse hasta el Océano Pacífico.

### F- Desarrollo Hidroeléctrico del Río Saldaña

A principios de 1977 se terminaron los estudios de prefactibilidad de los proyectos de El Neme y Palmalarga sobre el Río Saldaña. El proyecto de El Neme está ubicado en el cañón del mismo nombre, unos 25 kilómetros aguas arriba de la población de Ataco, en el Departamento del Tolima. El proyecto contempla la construcción de una presa de enrocado con núcleo impermeable de 190 metros de altura y una central subterránea en dos cavernas para instalar una capacidad de 482 MW.

El proyecto Palmalarga está localizado unos 10 kilómetros aguas abajo de la población de Ataco y contempla la construcción de una presa de enrocado con núcleo impermeable, de 160 metros de altura, la central es de tipo superficial y la capacidad instalada sería de 496 MW.

#### **G- Proyecto Hidroeléctrico de Jaguas**

En la actualidad ISA está adelantando los estudios complementarios requeridos para definir las características técnicas del proyecto de Jaguas, con una capacidad instalada de orden de 170 MW. Este proyecto está estrechamente ligado a la Segunda Etapa de la Central de San Carlos.

#### **H- Proyecto Hidroeléctrico de Cañafisto**

Como se mencionó anteriormente ISA está adelantando los estudios de factibilidad del proyecto Cañafisto sobre el Río Cauca, con una capacidad instalada de 1.600 MW.



Preso La Esmeralda — Embalse



Presas y Rebosadero

#### 4.2. Obras en Diseño

**Central Hidroeléctrica de Betania:** El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica —ICEL— adelantó y terminó los estudios de factibilidad del proyecto hidroeléctrico de Betania, sobre el Río Magdalena, a 30 kilómetros al Sur de Neiva. Actualmente Interconexión Eléctrica S.A. adelanta los diseños de la citada central.

A continuación se presenta una descripción del citado proyecto hidroeléctrico así:

A- **Localización:** Como se dijo anteriormente el proyecto se localiza sobre el Río Magdalena, en el Departamento del Huila, a unos 30 kilómetros al Sur de la ciudad de Neiva. Utiliza los caudales del Río Magdalena por medio de una presa de 80 metros de altura y una central a pie de ésta. En el sitio el área de drenaje es de 13.570 kilómetros cuadrados y el caudal promedio del río es de  $442\text{m}^3/\text{seg}$ . El promedio anual de precipitación en la cuenca es de 1.680 mm.

B- **Presa y Embalse:** La presa será de lleno zonificado y compactado de 80 metros de altura con diques de cierre en los dos márgenes. La presa crea un embalse con un volumen total de  $1.902\text{ m}^3$ . El vertedero es un canal abierto de 70 metros de ancho, controlado con compuertas y diseñado para una descarga máxima de  $12.000\text{m}^3/\text{seg}$ .; además se dispuso de un vertedero auxiliar de tipo de dique fusible con una capacidad de descarga adicional de  $18.000\text{m}^3/\text{seg}$ . La desviación se realiza por medio de dos conductos de concreto de 9 metros de diámetro y 550 metros de longitud.

#### 4.4. Estudio del Sector de Energía Eléctrica.

- C- **Captación y Conducción:** Tendrá una estructura de captación controlada con compuertas, estructura que alimenta cuatro túneles de conducción de 307 metros de longitud cada uno y de diámetro variable entre 8.50 y 7.50 metros.
- D- **Central:** Constará de una Casa de Máquinas superficial localizada al pie de la presa que aloja tres unidades tipo Francis de 170 MW cada una, para un total de 510 MW instalados, previéndose para el futuro la instalación de una cuarta unidad. La central tendrá una descarga máxima de  $965\text{m}^3/\text{seg.}$ , con una calda nominal que varía entre 56 y 79 metros.
- E- **Costos:** El costo total estimado para el proyecto, a niveles de precios de diciembre de 1976, incluyendo imprevistos, ingeniería y administración e intereses es de US\$385.000.000., de los cuales un 40% son inversiones en moneda local.

#### 4.3. Planeamiento Operativo del Sistema Interconectado e Intercambio de Energía entre los Socios de ISA

Inicialmente ISA colaboró en forma activa con consultores para desarrollar un sistema comercial y operacional para el sistema interconectado el cual incluía una estructura tarifaria para los intercambios de energía, una serie de modelos para el planeamiento y programación de la operación económica del sistema interconectado y unas guías operacionales para la ejecución de la operación del sistema.

A partir de 1972, a ISA le ha correspondido la implantación, mantenimiento y modificaciones de este sistema comercial y operacional. Asimismo se han hecho los desarrollos de los estudios tarifarios y operacionales para la planta Hidroeléctrica de Chivor I.

En el mes de diciembre de 1975, Interconexión Eléctrica S.A., por delegación del Departamento Nacional de Planeación, se hizo cargo de la realización del "Estudio del Sector de Energía Eléctrica" en los aspectos relacionados con el "Inventario de los Recursos Hidroeléctricos del País y con el Planeamiento del Sistema Eléctrico Colombiano". Este proyecto fue iniciado por el Departamento Nacional de Planeación en 1974, se realiza con la asistencia técnica del Gobierno de la República Federal de Alemania y se espera cumplir con los objetivos fijados antes de finalizar el año de 1978.

En términos generales, los objetivos de este proyecto son los siguientes:

##### — Inventario de los Recursos Hidroeléctricos

Tiene como fin la determinación sistemática del potencial hidroeléctrico del País. Su investigación se ha dividido en dos fases. En la fase inicial se determinó el potencial teórico de todos los ríos del País sin tener en cuenta la manera ni la posibilidad de su aprovechamiento. En la segunda fase se está realizando el estudio a nivel preliminar, del desarrollo hidroeléctrico de los ríos colombianos, teniendo en cuenta los distintos aspectos técnicos y económicos para su aprovechamiento y limitando el detalle del inventario de los proyectos mayores de 100 MW.

##### — Planeamiento de los Sistemas de Generación y Transmisión Colombianos:

Tiene como fin el de desarrollar metodologías y modelos para el estudio de los planes de expansión a corto, mediano y largo plazo, de los sistemas de generación y transmisión colombianos y la elaboración de los planos respectivos con base en los resultados del inventario de los recursos hidroeléctricos y de estudios que se desarrollan para su inventario termoelectrónico.

#### 4.5. Planeamiento de Expansión de ISA

Uno de los objetivos básicos de ISA es la definición de prioridades en los planes de ejecución de las obras requeridas en la expansión de los sistemas de generación y transmisión, teniendo en cuenta las ventajas técnicas y económicas para todo el sistema interconectado.

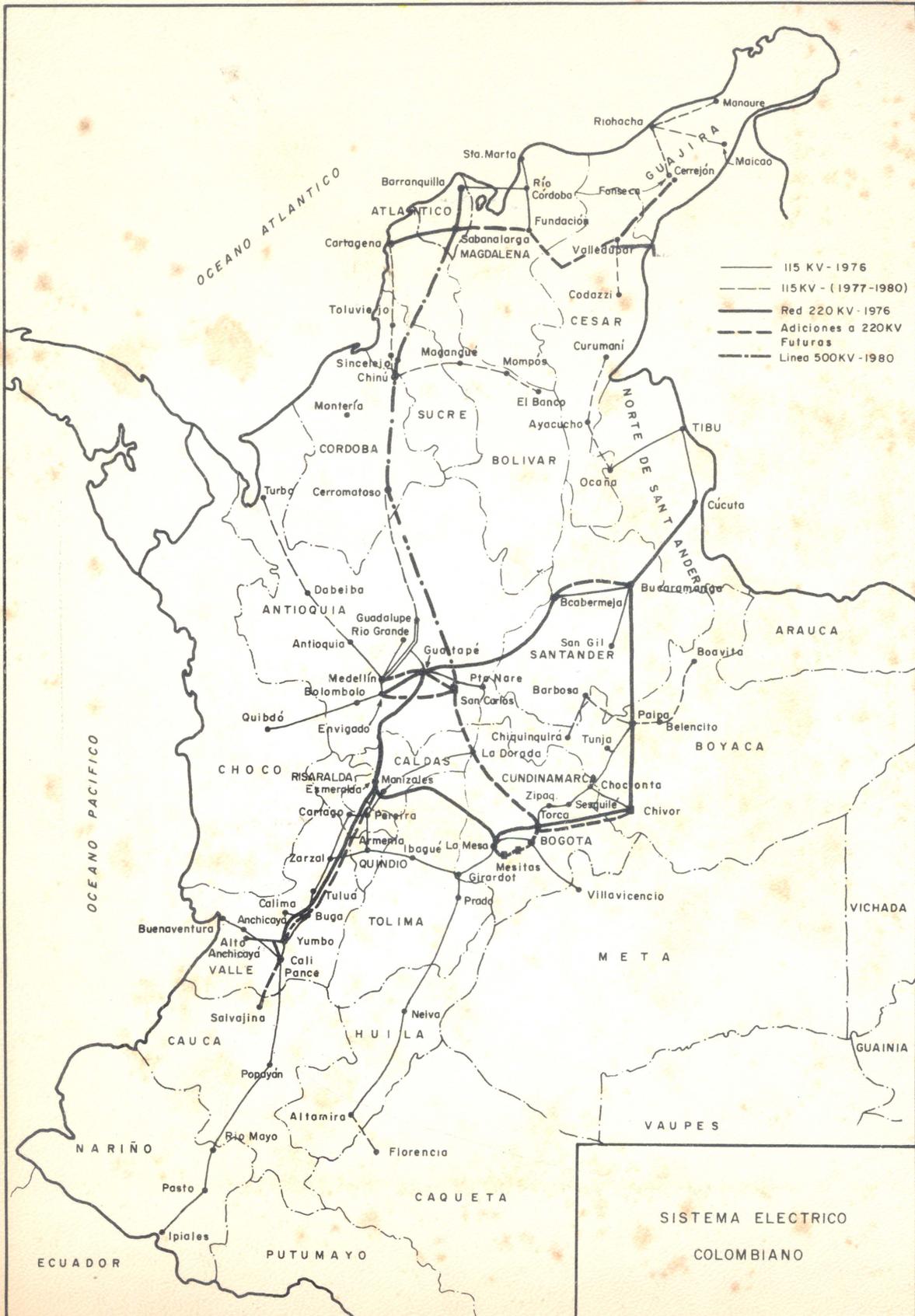
Con este fin se han desarrollado modelos matemáticos que se ejecutan en computadores digitales en los cuales se simula la operación del sistema interconectado en un período de 10 a 15 años. En dichos modelos se han tenido en cuenta en forma probabilística los distintos factores que inciden en el planeamiento tales como: proyecciones de demanda de potencia y energía, caudales en los ríos, requerimientos de capacidad instalada y de energía, períodos de construcción de los nuevos proyectos, costos de generación térmica e inversiones que deben hacerse en los nuevos proyectos, así como también las características más importantes de las distintas centrales hidráulicas y térmicas de los diferentes subsistemas que componen el sistema interconectado colombiano.

Con base en dichos modelos se han tomado las decisiones de construcción de las siguientes centrales que cubren el período 1973-1983:

1	Alto Anchicayá	340 MW	(CVC)
2	Chivor I	500 MW	(ISA)
3	Guatapé II	280 MW	(EPM)
4	Adiciones térmicas de Paipa, Zipaquirá y Barrancabermeja de	66 MW cada una	
5	Chivor II	500 MW	(ISA)
6	San Carlos I	620 MW	(ISA)
7	Mesitas	520 MW	(EEEEB)
8	San Carlos II - Jaguas	1.050 MW	(ISA)
9	Salvajina	180 MW	(CVC)

También se ha analizado dentro del sistema conjunto la entrada de las adiciones térmicas de CORELCA (200 MW), Cerrejón (125 MW), adiciones de EPM (145 MW), adiciones térmicas en el Sistema Central (132 MW) y desviaciones al embalse de Chivor.

Se encuentra en ejecución un estudio que deberá definir el programa de nuevas centrales para el período 1984-1988.



SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

Portada: Chivor - Presa la Esmeralda