

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

LA ELECTRIFICACION EN COLOMBIA

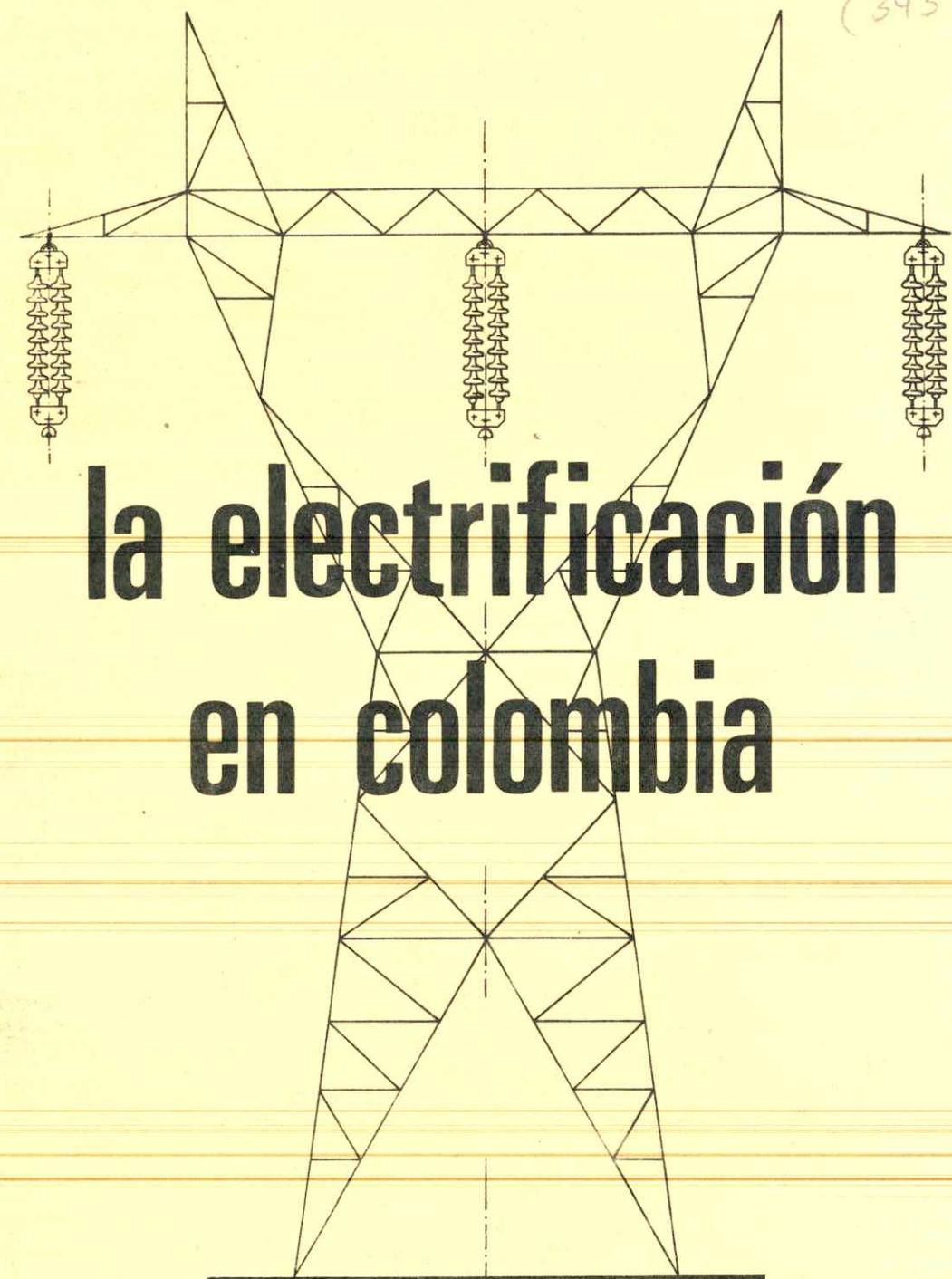
ICEL

1973-74



Ministerio de Minas y Energía
Instituto Colombiano de Energía Eléctrica

394
(393-397)



la electrificación en colombia

informe 1973 - 1974

333.7932
I 125e
Ejm:1

la electrificación en colombia



JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

EDUARDO DEL HIERRO SANTACRUZ
MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA

MIGUEL URRUTIA MONTOYA
JEFE DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION

CARLOS BOTERO LOPEZ

LUIS FELIPE ECHAVARRIA

ENRIQUE ZUREK MESA

SUPLENTES

ALFREDO NAVARRO SERRANO
VICEMINISTRO DE MINAS Y ENERGIA

JOHN NARANJO DOUSDEVES
SUBJEFE DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION

JAVIER MORA MORA

SERGIO MARTINEZ ARANGO

RODOLFO SEGOVIA SALAS

GUILLERMO BULLA OVALLE
AUDITOR DE LA CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA

EJECUTIVOS

J. AURELIO IRAGORRI HORMAZA
GERENTE

TOMAS HELD K.
SUBGERENTE ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO

ALVARO HERRERA FERNANDEZ
SUBGERENTE TECNICO

RICARDO PULIDO GONZALEZ
SUBGERENTE DE FILIALES

GABRIEL ORTIZ Mc.CORMICK
SECRETARIO GENERAL



JEFES DE DIVISION

JUVENAL PEÑALOZA ROSAS

DIVISION DE EJECUCION Y COORDINACION DE PROYECTOS

RAFAEL GUTIERREZ MORALES

DIVISION DE ESTUDIOS Y EVALUACION DE PROYECTOS

REYNALDO ARBOLEDA VALENCIA

DIVISION DE LICITACIONES Y CONTRATOS

MANUEL SARMIENTO MONCAYO

DIVISION DE FINANZAS

FERNANDO ORTIZ MENDEZ

DIVISION DE RELACIONES INDUSTRIALES Y SERVICIOS GENERALES

GUILLELMO BENAVIDES ROBAYO

DIVISION DE AUDITORIA INTERNA

GERARDO LIZCANO MENDEZ

DIVISION DE ASESORIA Y CONTROL DE EXPLOTACION

FRANCISCO DIAZ DUQUE

OFICINA JURIDICA

ANGELINA GUERRERO ENRIQUEZ

OFICINA DE ORGANIZACION Y SISTEMAS

ENRIQUE LASCAR MOLANO

OFICINA DE COORDINACION DEL PLAN DE ELECTRIFICACION RURAL

LUIS FERNANDO ORTEGA SANTAMARIA

OFICINA DE PLANEACION

ROBERTO MUÑOZ TORRES

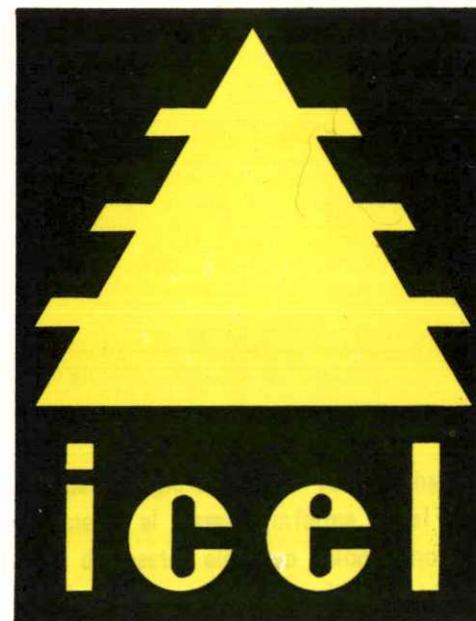
UNIDAD EJECUTORA DEL PLAN DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION ICEL - BID



INDICE

INTRODUCCION	11
<u>CAPITULO I</u>	
POLITICA ELECTRICA NACIONAL	17
<u>CAPITULO II</u>	
ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO	21
<u>CAPITULO III</u>	
DESCRIPCION DE PROYECTOS SECTORIALES DE GENERACION Y TRANSMISION	33
<u>CAPITULO IV</u>	
PLAN ICEL - BID	77
<u>CAPITULO V</u>	
OTROS PLANES DEL ICEL	91
<u>CAPITULO VI</u>	
PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL	101
<u>CAPITULO VII</u>	
FUENTES DE FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA	115
<u>CAPITULO VIII</u>	
ANALISIS GENERAL DEL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA	129
<u>CAPITULO IX</u>	
ESTADISTICAS Y MAPAS	147

INDICE



INTRODUCCION



INTRODUCCION

INTRODUCCION

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL -, ha considerado de gran importancia para el país, editar anualmente el presente informe, en el cual se concentra la mayor compilación de datos básicos del sector eléctrico colombiano, haciendo énfasis en sus programas y realizaciones, llevados a cabo en coordinación con las Empresas Filiales que cubren las necesidades en 19 de los 22 departamentos colombianos.

La declinación de las reservas de hidrocarburos y el crecimiento de la demanda de todos los derivados del petróleo, han sido las causas principales de la aguda crisis energética mundial, que acompañada del aumento acelerado del consumo de energía, (del 3.4 o/o anual) superior al de la población (del 2.1 o/o anual), ha hecho tomar conciencia a casi todos los países del mundo del peligro que resulta para sus economías el ser energéticamente dependiente de otros.

Nuestro país no ha sentido totalmente los efectos del embargo, ni del asombroso incremento de los precios del petróleo, debido al autoabastecimiento energético que ha logrado mantener hasta el presente, aunque se prevé que a corto plazo será necesario importar crudos puesto que la producción nacional se encuentra en declinación. Pero el desarrollo de la política de fomento a la exploración y explotación en que está empeñado actualmente el gobierno, permitirá al país el mantener el abastecimiento adecuado de este recurso.

Pese a lo anterior, el país posee, afortunadamente, otras fuentes primarias de energía diferentes al petróleo y sus derivados, tales como el carbón y la hidroelectricidad, que ante la crisis energética mundial, lo colocan en una posición de privilegio frente a los demás países.

Las reservas carboníferas han sido estimadas en 40.000 millones de toneladas, que en términos de energía, superarían ampliamente toda la producción histórica de petróleo en Colombia hasta la fecha.

El potencial hidroeléctrico podría sobrepasar los 40 millones de kilovatios, de los cuales sólo han sido explotados cerca del 6 o/o. La utilización completa de este recurso serviría para suplir las necesidades de energía eléctrica por más de 35 años.

Las anteriores consideraciones han puesto de presente la imperiosa necesidad de planificar, desarrollar y administrar adecuadamente los recursos energéticos, conforme a los requerimientos de la Nación. Una de las facetas que conviene estudiar es la de las posibilidades de sustitución de ciertas fuentes de energía por otras, en función de los beneficios y costos sociales del uso de diferentes tipos de energía, con el fin de buscar una política óptima de utilización de estos recursos. Por esta razón, y siendo la electricidad una de las posibles fuentes de sustitución de energía, el sector eléctrico colombiano ha tomado conciencia de que debe acelerar la construcción de Centrales Hidroeléctricas y la extensión de redes de Subtransmisión y Distribución para afrontar cabalmente la futura crisis energética, convirtiéndose de esta forma en un pilar de sustitución y desarrollo.

Por lo tanto, el sector eléctrico se encuentra enfrentado ante un importante programa de inversiones, para suplir satisfactoriamente la demanda de energía a corto y a largo plazo, que tendrá repercusiones económicas complejas como son las de buscar el adecuado financiamiento de los proyectos por parte de las diversas entidades internacionales de crédito para los bienes y servicios en moneda extranjera y el delicado estudio de los aportes en moneda nacional por parte del presupuesto nacional y de los distintos usuarios del servicio, siendo esta alternativa, sin embargo, más ventajosa para el país que la importación de petróleo.

Entre los diversos proyectos en que ICEL interviene, merecen especial mención los siguientes:

1. CENTRALES ELECTRICAS

ICEL participa activamente en la realización de programas de generación, directamente, a través de sus Empresas Filiales o de Interconexión Electrica ISA. Actualmente se encuentran en construcción las Centrales Térmicas de Barrancabermeja y de Paipa con 66 MW cada una, la Hidroeléctrica de Florida II con 24 MW y se ha culminado la Central Hidroeléctrica del Río Negro 10 MW. Como socio de ISA, participa en la inversión que demanda la construcción de la Central Hidroeléctrica de Chivor, con 500 MW.

Al mismo tiempo, ICEL adelanta los estudios de factibilidad y prefactibilidad de las futuras centrales hidroeléctricas como son las de Patía, Betania, La Miel y Margua para una capacidad total de 5.510.000 kW.

2. PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL - PNER

ICEL, consciente de la necesidad de incorporar a la población rural colombiana dentro de los beneficios sociales y económicos derivados del servicio eléctrico, ha procedido a conformar el Plan Nacional de Electrificación Rural, que guardando la mayor armonía y coherencia con el Plan Nacional de Desarrollo, permitirá satisfacer, en su primera etapa el 20 o/o de las necesidades totales de electrificación de la zona rural comprendida en la jurisdicción del PNER beneficiando a 228.000 usuarios.

El Plan persigue los objetivos principales sintetizados a continuación :

- Elevar el nivel de vida de la población rural y contribuir a la orientación adecuada de las corrientes migratorias en el país.
- Propiciar el aumento de la productividad del sector agropecuario, en especial de las zonas agrícolas, cuya producción sea exportable.
- Sustituir el consumo de recursos energéticos que actualmente se utilizan en el agro, por energía eléctrica más económica.
- Disminuir las diferencias entre el nivel de servicio de energía rural y el urbano en el país y complementar la prestación de otros servicios rurales.

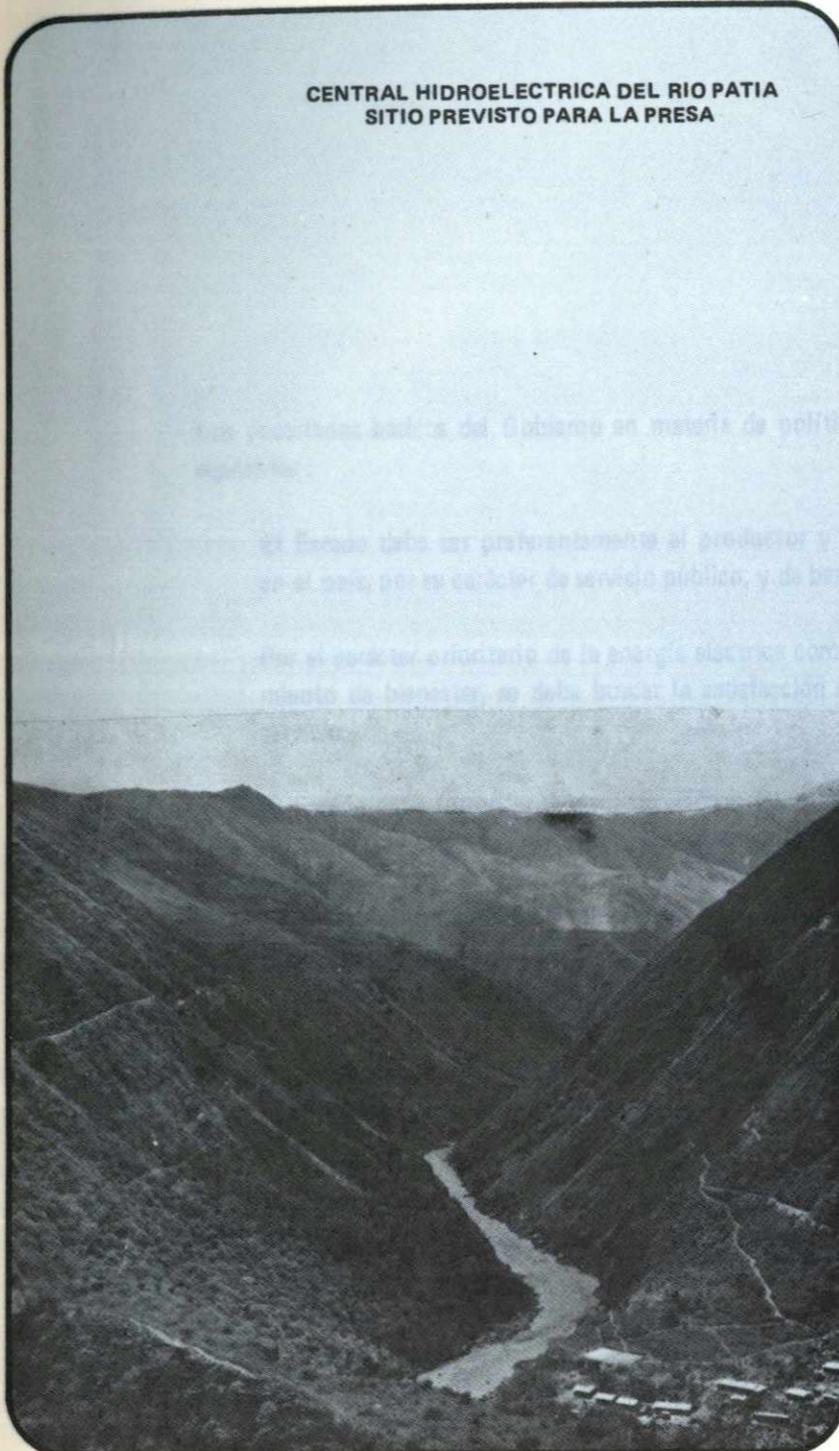
3. INTEGRACION DE LOS DIFERENTES SISTEMAS ELECTRICOS

El Gobierno Nacional considera, con la más alta prioridad, la ejecución del proyecto de interconexión de los sistemas eléctricos del centro del país eminentemente hidráulicos, con el de la Costa Atlántica, de tipo térmico. Este proyecto permite la colocación de energía hidráulica del Sistema Central a la Costa Norte, con un primer circuito de interconexión aislado a 500 kV, haciendo posible posponer la instalación de más desarrollos térmicos, que serían necesarios en caso de permanecer aislado el sistema de la Costa Atlántica.



CAPITULO I

CENTRAL HIDROELECTRICA DEL RIO PATIA
SITIO PREVISTO PARA LA PRESA



**política
eléctrica
nacional**

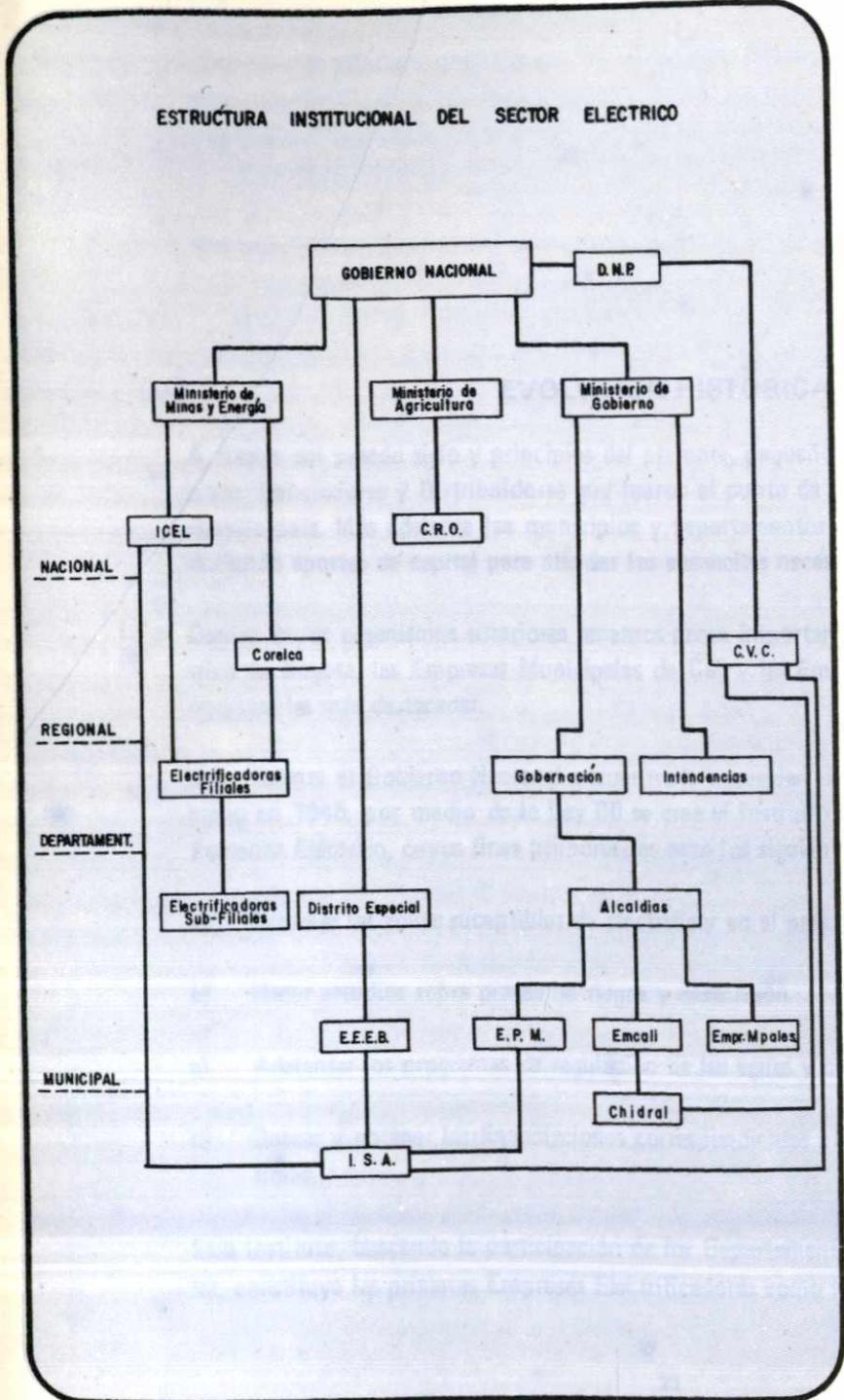
Los postulados básicos del Gobierno en materia de política eléctrica son principalmente los siguientes :

- El Estado debe ser preferentemente el productor y distribuidor de la energía eléctrica en el país, por su carácter de servicio público, y de beneficio a la comunidad.
- Por el carácter prioritario de la energía eléctrica como factor de desarrollo y de mejoramiento de bienestar, se debe buscar la satisfacción oportuna de las necesidades de este servicio.
- El Estado debe fomentar la electrificación rural, con miras a lograr el armónico desarrollo de las comunidades campesinas, como proyecto eminentemente social.
- El sector eléctrico debe buscar una situación de autofinanciamiento con el objeto de liberar recursos de Presupuesto Nacional indispensables en otros sectores prioritarios tales como salud, educación, etc.
- No obstante, la situación de autofinanciamiento debe ser entendida preferentemente a nivel nacional mediante la creación de mecanismos de transferencia interregionales de recursos.
- Se debe propender hacia la nivelación tarifaria en todo el país con el objeto de ofrecer oportunidades similares de bienestar y desarrollo.

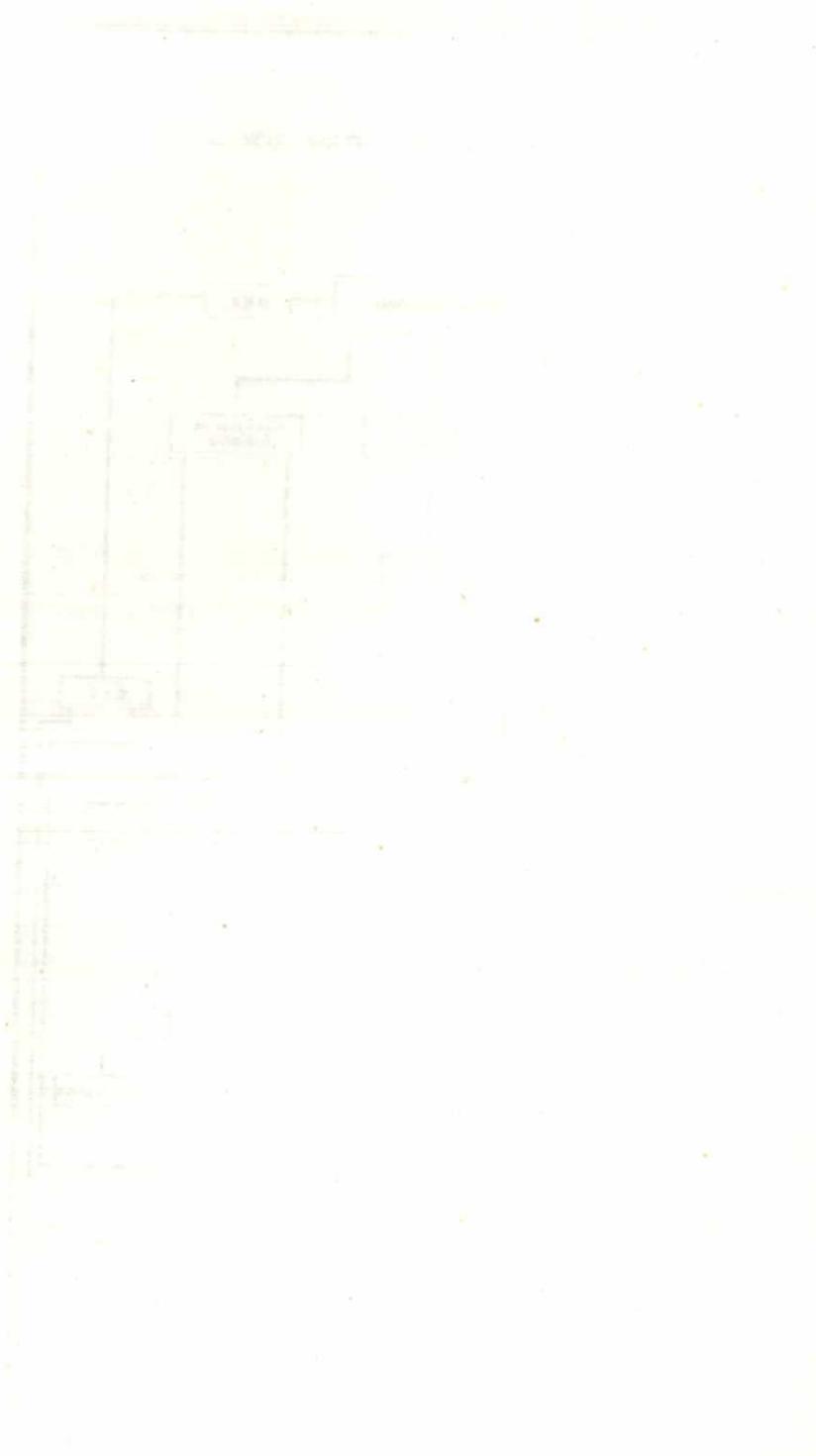
- Se debe buscar la integración eléctrica nacional con el objeto de racionalizar las inversiones, disminuir e igualar los costos de producción y mercadeo, aumentar la confiabilidad; garantizando por este medio una buena calidad del servicio.
- Se debe buscar la gradual sustitución de los recursos energéticos derivados del petróleo, como fuente de producción de energía eléctrica, mediante el aprovechamiento de los recursos hidráulicos existentes.
- Se debe procurar una utilización razonable de los recursos del crédito, en los términos más suaves, los cuales deben ser orientados preferencialmente hacia proyectos costeados.
- Se debe proteger en lo posible a la industria nacional productora de bienes y servicios eléctricos.



CAPITULO II



**estructura
institucional
del
sector
eléctrico**



EVOLUCION HISTORICA DEL SECTOR ELECTRICO

A finales del pasado siglo y principios del presente, pequeños grupos privados organizan Empresas Generadoras y Distribuidoras que fueron el punto de partida del desarrollo eléctrico de nuestro país. Más adelante los municipios y departamentos participan en estas empresas produciendo aportes de capital para atender los ensanches necesarios.

Dentro de los organismos anteriores tenemos como importantes: La Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, las Empresas Municipales de Cali y las Empresas Públicas de Medellín, para nombrar las más destacadas.

Más adelante el Gobierno Nacional encuentra la necesidad de participar directamente y es así como en 1946, por medio de la Ley 80 se crea el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, cuyos fines primordiales eran los siguientes :

- a) Estudiar las zonas susceptibles de electrificar en el país.
- b) Hacer estudios sobre planes de riegos y desecación
- c) Adelantar los programas de regulación de las aguas y control de la erosión
- d) Buscar y obtener las financiaciones correspondientes para adelantar los propósitos anteriores.

Este Instituto, buscando la participación de los Departamentos, Municipios y capital particular, constituye las primeras Empresas Electrificadoras como sociedades limitadas que se fueron

transformando en anónimas, existiendo en la actualidad veinte (20) que atienden veintiún (21) Departamentos y una Intendencia. Únicamente no se sirven las zonas del Valle del Cauca, Bogotá y Medellín.

En 1954 se constituye por Acto Legislativo "La Corporación Autónoma Regional del Cauca", denominada C.V.C., que tiene como radio de jurisdicción únicamente el Departamento del Valle y cuyo fin primordial es promover la conservación y el desarrollo de los territorios que constituyen la Hoya Hidrográfica del Cauca y las Vertientes del Océano Pacífico, vecinas a ésta.

Además de sus funciones sobre aprovechamiento de los recursos naturales y de la promoción de la actividad industrial, tiene también las de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y la coordinación de los sistemas eléctricos, para lograr una mayor economía y eficiencia.

Posteriormente, desde el año de 1960 en adelante y como efecto de preocupaciones parecidas, se crearon otras corporaciones de características similares, aunque con menos alcance:

- Corporación Autónoma Regional de la Sabana de Bogotá y de los Valles de Ubaté y Chiquinquirá (CAR).
- Corporación Regional del Quindío (C.R.Q.)
- Corporación de Urabá
- Corporación del Chocó

De estas Corporaciones las que más han operado en el sector eléctrico han sido la C.A.R. y la C.R.Q., que han realizado vastos programas de electrificación rural en sus respectivas zonas de operación.

- El 14 de septiembre de 1967, se constituye, mediante escritura No. 3051, la Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) con sede en Bogotá.

Su capital está formado con aportes del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, Empresas Públicas de Medellín, Corporación Autónoma Regional del Cauca, Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, Central Hidroeléctrica de Caldas y Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá.

Esta Sociedad asumió en el objeto social de su escritura de constitución, la interconexión a alto voltaje de los sistemas eléctricos de las Entidades asociadas, así como el intercambio de energía y el estudio, programación, y construcción, siguiendo un estricto orden de prioridades con base en criterios técnicos y económicos, de los proyectos de generación necesarios para el abastecimiento del consumo eléctrico de las diferentes Entidades asociadas.

En el mismo año de 1967, mediante Ley 59, fué creada la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, con jurisdicción en los siete (7) Departamentos de la Costa Atlántica y cuyos objetivos principales son los de: Generar Energía en gran escala, mediante desarrollos Termoeléctricos o Hidroeléctricos y procurar la interconexión a alto voltaje de los sistemas locales de su jurisdicción y de éstos con los del resto del país. Así mismo la ley faculta a la Corporación para participar en Empresas Eléctricas de otras regiones o países, siempre que se interconecten a su sistema y controlar y dar su aprobación a cualquier ensanche o nueva instalación generadora dentro de su propio sistema.

La Corporación, de acuerdo con la misma Ley, deberá vender la energía en bloque a las Empresas Electrificadoras existentes y financiar sus proyectos, como en efecto lo está haciendo, con base en aportes del Presupuesto Nacional y en una sobretasa del 15 o/o sobre la tarifa media de la región.

El Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS), creado por el Gobierno Nacional, mediante la Ley 80 de 1946, fue reestructurado mediante el Decreto Ley 3175, del 26 de diciembre de 1968 y su Decreto Reglamentario, o sea los Estatutos, bajo el No. 1485 de agosto 6 de 1970.

Con esta estructuración, se procuró definir claramente la posición de la entidad, dentro del Sector Eléctrico, reforzar sus prerrogativas, para darle más amplia participación y posibilidad en la elaboración del Programa Nacional de Electrificación y en la coordinación de las Empresas existentes en el país, en lo relacionado con la regulación y control del servicio prestado por las mismas. Además se le facultó para prestar su concurso financiero y técnico a otras Entidades del Sector Eléctrico, de una manera más flexible y en fin, se le encargó de la canalización de los créditos internos y externos para obras de electrificación, buscando su mejor aplicación.

Como lo expresa taxativamente el propio Decreto Ley 3175, se trató de dar al nuevo Instituto, la calidad de rector de la electrificación en Colombia.

ICEL posee la mayoría de las acciones en 17 Empresas Eléctricas Filiales y en 11 Sub-filiales, a través de las cuales se han realizado vastos programas de electrificación.

Estas Empresas Filiales y Sub-filiales se encuentran establecidas en todos los Departamentos del país, a excepción del Valle del Cauca, Quindío y Risaralda.

A raíz de la creación de CORELCA, ICEL cedió la mayoría de acciones que tenía en la Electrificadora del Atlántico, a esa Corporación, quedando como socio minoritario en esa Empresa.

El 10 de abril de 1974, el Gobierno Nacional expidió el Decreto No. 636 "por el cual se revisa la organización administrativa del Ministerio de Minas y Petróleos".

Mediante este Decreto se crea el Sector de Minas y Energía, el cual estará constituido por el Ministerio de Minas y Petróleos, que en adelante se denominará el Ministerio de Minas y Energía y los siguientes organismos adscritos al mismo :

Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras (INGEOMINAS)

Instituto de Asuntos Nucleares (IAN)

Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL)

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA)

Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL)

Empresa Colombiana de Minas (ECOMINAS)

En lo que se refiere al Subsector de la Energía Eléctrica, corresponde al nuevo Ministerio de Minas y Energía proponer y adelantar la política nacional sobre generación, transmisión, interconexión, distribución y establecer normas técnicas al respecto, con el fin de lograr el aprovechamiento integral de las fuentes energéticas relacionadas con la producción de energía eléctrica.

⁶⁰“Orientar, coordinar y evaluar los planes que sobre electricidad se establezcan a nivel nacional, regional, local e internacional”.

⁶¹“Promover la interconexión de los diversos sistemas eléctricos, a fin de atender deficiencias en áreas donde la capacidad de generación no pueda servir adecuadamente la demanda y lograr el mejor aprovechamiento de la capacidad de los sistemas eléctricos”.

⁶²“Establecer de común acuerdo con el Departamento Nacional de Planeación, prioridades en la construcción de nuevas Centrales Generadoras y programar la construcción de fuentes futuras de generación que permitan ayudar recíprocamente en el abastecimiento de los propios consumos”.

El Departamento Nacional de Planeación, consciente de la importancia que tiene para el país, el sector de la Energía Eléctrica solicitó al Consejo Nacional de Política Económica y Social su aprobación para adelantar un estudio del Sector de Energía Eléctrica, con el fin de plantear soluciones a sus problemas. El CONPES aprobó esta solicitud y con base en ella, el Gobierno Nacional expidió el Decreto No. 1594 del 14 de agosto de 1973 por el cual se crea el Comité Coordinador y la Comisión Asesora del Estudio del Sector de Energía Eléctrica. En desarrollo de lo establecido en el Decreto antes citado, se encuentra en el país una misión técnica del Gobierno Alemán, que viene trabajando conjuntamente con los Ingenieros de la División de Energía de Planeación Nacional, en la elaboración del estudio del Sector Eléctrico Colombiano.

Posteriormente se publicó el Decreto 1132 del 14 de junio de 1974 por el cual se reglamenta parcialmente el Decreto-Ley 636 de 1974 en lo relativo al subsector eléctrico y cuyo texto es el siguiente :

ARTICULO 1o. “El Ministerio de Minas y Energía, para efectos de proponer y adelan-

tar la política nacional en materia de electricidad, según lo dispone el Artículo 2o. del Decreto-Ley 636 de 1974, estudiará y evaluará los planes, recomendaciones e iniciativas que presenten las entidades dedicadas a la actividad eléctrica a escala nacional, regional, departamental o municipal, y acogerá las que se ciñan a la política nacional y a los planes generales de desarrollo del Subsector”.

ARTICULO 2o. “En el cumplimiento de las funciones de que tratan los Literales a) y b) del Artículo 3o. del Decreto-Ley que se reglamenta, el Ministerio de Minas y Energía podrá escoger preferencialmente los servicios de las entidades oficiales a la prestación del servicio público de energía eléctrica y ubicadas en la zona objeto de la investigación o estudio”.

ARTICULO 3o. “Las funciones de orientación, coordinación y evaluación de que trata el Artículo 3o., Literal p) del Decreto-Ley que se reglamenta se referirán a los planes de generación y líneas de transmisión a partir de tensiones a 115 kV.

PARAGRAFO.- Para las entidades adscritas al Ministerio será obligatoria la presentación de los planes de subtransmisión y distribución urbana y rural.”

ARTICULO 4o. “Para efectos de las atribuciones previstas en los Literales p) q) y r) , del Artículo 3o. del Decreto-Ley que se reglamenta, el Ministerio de Minas y Energía considerará los planes y proyectos elaborados o que adelanten las entidades del Sector eléctrico de carácter nacional, regional, departamental o municipal.

PARAGRAFO.- En cuanto concierne a las funciones que se mencionan en este Artículo, las entidades aludidas obrarán como asesoras del Ministerio de Minas y Energía”.

ARTICULO 5o. “Para la preparación de los planes y programas del subsector de electricidad a que se refiere el Artículo 8, Literal a), del Decreto Ley que se reglamenta, la División de Programación y Coordinación Sectorial actuará en coordinación con las entidades territoriales y las descentralizadas del orden nacional regional departamental y municipal.”

ARTICULO 6o. “Las funciones señaladas a la Dirección General de Electricidad por el Artículo 30, Literales a) y c) del Decreto Ley 636 de 1974, se ejercerán, inclusive sobre las entidades departamentales, con el objeto de buscar la coordinación de las entidades eléctricas y la concordancia de sus actividades y programas con los planes generales de desarrollo”.

ARTICULO 7o. “La División de Operaciones Técnicas, creada por el Artículo 31 del Decreto-Ley 636 de 1974, tendrá a su cargo, según el literal a), la función de recomendar y velar por el cumplimiento de normas técnicas y especialmente de

seguridad sobre la operación, mantenimiento o reparación de las plantas, equipos e instalaciones utilizadas en la generación, transmisión, distribución e interconexiones eléctricas".

ARTICULO 8o. "Para los efectos del Artículo 32 Literal a) las entidades territoriales y descentralizadas del orden nacional, regional, departamental y municipal, presentarán ante la Dirección General de Electricidad del Ministerio los proyectos sobre tarifas, para que si su concepto es favorable por ajustarse a la política general en materia de servicios de electrificación, sean sometidos a la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, de acuerdo con el Decreto No. 3069 de 1968".

ARTICULO 9o. "La División de Operación Empresarial, creada por el Artículo 32 del Decreto que se reglamenta, tendrá como función, según el Literal b) , evaluar con la Oficina de Planeación los estudios de factibilidad que adelanten las empresas de electricidad y comprobar y velar que se ajusten al plan nacional de electrificación.

ARTICULO 10o. "Para el estudio y decisión de los asuntos especiales del subsector de energía eléctrica crease una comisión asesora del Ministerio, la cual obrará de la misma manera ante el Consejo Superior de Minas y Energía, compuesta por los Gerentes del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL - Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, EEEB y Empresas Públicas de Medellín, EPM - y por los Directores Ejecutivos de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, -CORELCA- y de la Corporación Autónoma del Valle del Cauca CVC".

COMISION NACIONAL DE RECURSOS DE ENERGIA

En el año 1971 dada la necesidad de aprovechar los distintos recursos de energía de que dispone el país en forma integral y coordinada, de acuerdo a los requerimientos del desarrollo de la economía nacional, se estimó conveniente la creación de la Comisión Nacional de Recursos de Energía con participación del sector público y privado, que asesore al Gobierno en la adopción de la política sobre aprovechamiento de los recursos energéticos del país. Con tal motivo se expidió el Decreto 2358 de diciembre 9/71, posteriormente mediante el Decreto 1925/73 se creó el Consejo Nacional de Energía, el cual incluye otras disposiciones con el objeto de acelerar y racionalizar las soluciones que convenga adoptar y que cuenten con la necesaria continuidad que la naturaleza de los problemas energéticos exige.

LAS FILIALES DE ICEL

Electrificadora de Antioquia S.A. (Electroantioquia).

Constituida el 10 de febrero de 1959; su sede social es Medellín, sirve directamente a algunas poblaciones y por intermedio de sus cinco filiales al resto del Departamento (Circuito Eléctrico de Oriente, Energía Eléctrica de Puerto Berrío, Circuito Eléctrico de

Sinifaná, Energía Eléctrica de Tamesis y Circuito Eléctrico de Suroeste). No atiende a Medellín, ni a los Municipios vecinos, por estar éstos servidos por las Empresas Públicas de Medellín.

Electrificadora del Atlántico S.A. (Electranta)

Sirve a Barranquilla y a los municipios del Atlántico y es administradora de los bienes de la antigua Compañía Colombiana de Electricidad en el Atlántico. Fue constituida el 21 de septiembre de 1957 y su sede social es Barranquilla.

Electrificadora de Bolívar S.A. (Electribol)

Tiene sede en Cartagena y atiende a esta ciudad y poblaciones vecinas y a las demás poblaciones del Departamento por intermedio de sus filiales, Energía Eléctrica de Mangue S.A. y Termoeléctrica Regional de Zambrano S.A. Electribol fue constituida el 1o. de diciembre de 1954.

Electrificadora de Boyacá S.A. (Electroboyacá)

Sirve a Tunja y al resto del Departamento con sede en Tunja. Tiene una filial, Energía Eléctrica de Chiquinquirá, que próximamente se integrará a la Electrificadora. Electroboyacá fue constituida el 9 de febrero de 1955.

Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. (CHEC)

Tiene sede en Manizales y sirve a esta ciudad y a otras poblaciones del Departamento. Atiende también a ciudades y poblaciones del Quindío y de Risaralda, directamente o por venta en bloque de energía, lo mismo que al Valle por intermedio de la C.V.C. Fue constituida el 9 de septiembre de 1950.

Centrales Eléctricas del Cauca S.A. (Cedelca)

Fue constituida el 31 de marzo de 1955, su sede es Popayán y atiende los Municipios del Cauca y está interconectada con el Departamento de Nariño.

Electrificadora de Córdoba (Electrocórdoba)

Con sede en Montería, fue constituida el 27 de mayo de 1958. Sirve a la ciudad de Montería y demás poblaciones del Departamento.

Electrificadora de Cundinamarca S.A. (Electrocund.)

Fue constituida el 13 de marzo de 1958. Aunque su sede social está en Bogotá, no presta servicios a esta capital. En su mayor parte compra energía a la Empresa de

Energía Eléctrica de Bogotá y la distribuye en la casi totalidad de las poblaciones del Departamento de Cundinamarca, exceptuando las de la CAR y los municipios cercanos a la Capital. Atiende también Villavicencio y varios municipios del Meta.

- *Electrificadora del Huila S.A. (Electrohuila)*

Fue constituida el 17 de diciembre de 1947, su sede social es Neiva. Sirve a esta ciudad y a las demás poblaciones del Departamento y próximamente al Caquetá.

- *Electrificadora del Chocó S.A. (Electrichocó)*

Fue constituida el 29 de mayo de 1958, con sede en Quibdó. Sirve a esta ciudad y a otras poblaciones del departamento. Actualmente en estado de liquidación para constituir una nueva Sociedad.

- *Electrificadora del Magdalena S.A. (Electromag.)*

Fue constituida el 12 de julio de 1958, tiene sede en Santa Marta y atiende esta ciudad y la mayoría de los Municipios y poblaciones del departamento del Magdalena.

- *Centrales Eléctricas de Nariño S.A. (Cedenar)*

Fue constituida el 9 de agosto de 1955, tiene sede en Pasto y sirve a esta ciudad y al resto del departamento.

- *Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. (Centrales)*

Esta empresa fue constituida el 16 de octubre de 1952 como Centrales Eléctricas de Cúcuta y luego, el 6 de julio de 1955 se transformó en Centrales Eléctricas de Norte de Santander. Sirve a la ciudad de Cúcuta y al resto del Departamento y también, por convenio especial, atiende a algunas ciudades y poblaciones del Sur del Departamento del Cesar y está interconectada con Venezuela (Estado de Táchira) a 115 kV.

- *Electrificadora de Santander S.A.*

Fue constituida el 16 de septiembre de 1950, con el nombre de HILEBRIJA. Tiene su sede en Bucaramanga y sirve a esta ciudad y al resto del Departamento. En el mes de octubre de 1970 se integraron a HILEBRIJA varias de las Empresas Eléctricas existentes en el Departamento de Santander y se conformaron dos empresas filiales de HILEBRIJA que se denominaron HILEBRIJA Zona del Sur Ltda., con sede en San Gil, e HILEBRIJA Zona de García Rovira Ltda., con sede en Malaga.

En el mes de noviembre de 1973, se cambió la razón social a esta filial, por la de Electrificadora de Santander S.A.

- *Electrificadora del Tolima S.A. (Electrolima)*

Fue constituida el 24 de mayo de 1955. Su domicilio es Ibagué. Sirve a esta ciudad y al resto del departamento y administra los bienes de la antigua Compañía Colombiana de Electricidad en la zona de Honda.

- *Electrificadora de Sucre S.A. (Electrosucre)*

Esa entidad fue creada en 1956, mediante escritura pública No. 287 del 28 de agosto bajo la denominación de Empresa de Energía Eléctrica de Sincelejo S.A. y como Filial de la Electrificadora de Bolívar. En 1972 se formalizó el cambio de razón social a Electrificadora de Sucre S.A. Finalmente en el año de 1973 se efectuó el traspaso de acciones de la Electrificadora de Bolívar S.A. al ICEL convirtiéndose en Filial de este Instituto.

- *Electrificadora del Cesar S.A. (Electrocesar)*

Fue constituida el 10 de abril de 1971 con domicilio en Valledupar. Sirve a esa ciudad y a la mayoría de las poblaciones del Departamento, salvo las del sur para las cuales ha celebrado un convenio especial de servicio con Centrales Eléctricas del Norte de Santander.

- *Electrificadora de la Guajira S.A. (Electroguajira)*

Fue constituida como filial del ICEL el 2 de abril de 1971, con sede en Riohacha. Sirve a esta ciudad y a otras poblaciones del departamento.

OTRAS FILIALES DE ICEL

Está en proyecto y ya se han adelantado algunos estudios para la conformación de la siguiente Empresa con aportes del ICEL.

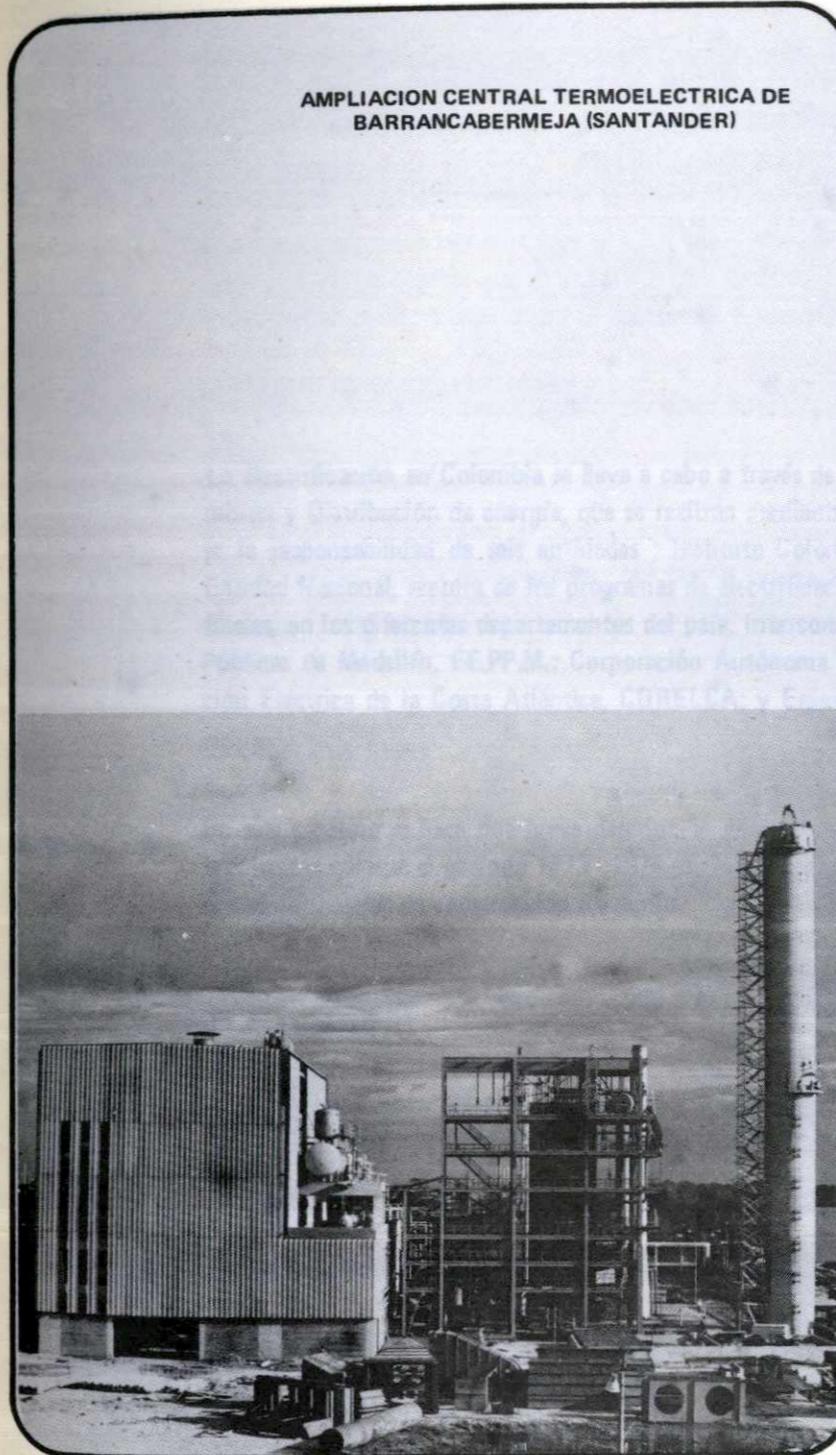
- *Electrificadora de San Andrés S.A. (Electrosan.)*

Con sede en San Andrés (isla), para atender las islas de San Andrés y Providencia.



CAPITULO III

AMPLIACION CENTRAL TERMoeLECTRICA DE
BARRANCABERMEJA (SANTANDER)



**descripción
de
proyectos
sectoriales
de
generación
y
transmisión**

La electrificación en Colombia se lleva a cabo a través de tres Programas: Generación, Transmisión y Distribución de energía, que se realizan mediante proyectos, cuya ejecución está bajo la responsabilidad de seis entidades : Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL, Entidad Nacional, rectora de los programas de electrificación que cuenta con 30 filiales y sub-filiales, en los diferentes departamentos del país; Interconexión Eléctrica S.A., ISA; Empresas Públicas de Medellín, EE.PP.M.; Corporación Autónoma Regional del Cauca CVC, Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, CORELCA; y Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá EEEB.

En este capítulo se hace una breve descripción de los proyectos más importantes que han sido terminados durante el período 1973 - 1974 por las empresas arriba mencionadas y de aquellos - que se encuentran en construcción o estudio.

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA Y SUS FILIALES

A continuación se presenta la descripción de los principales proyectos que adelanta este Instituto, adicionales a los realizados dentro de los planes ICEL-BID y Electrificación Rural, los cuales se explicarán más adelante.

GENERACION

CENTRALES TERMINADAS

HIDROELECTRICA DEL RIO NEGRO

En julio del año en curso, se dió al servicio la Central Hidroeléctrica del Río Negro ubicada al noroeste del Departamento de Cundinamarca. Dicha Central sirve preferencialmente los mercados de Puerto Salgar, Mariquita, Dorada y Ecopetrol. El costo total de la obra ascendió a \$ 80.0 millones.

HIDROELECTRICA FLORIDA II

Ubicada en la margen derecha del río Cauca, en las cercanías de Popayán, aprovechará las aguas de los ríos Cauca, Vinagre y Piedras, y las quebradas de Agua Colorada y Robles. Esta hidroeléctrica está proyectada para generar 24000 kW, mediante dos grupos Francis de eje vertical; se está construyendo bajo el control directo de Centrales Eléctricas del Cauca, CE-DELCA, con la cooperación financiera y técnica de ICEL.

Los equipos de la Central financiados dentro del Crédito Francés, se encuentran en la etapa de montaje.

La producción anual se ha estimado en 160 millones kWh, con los cuales se abastecerá la demanda de energía a los Departamentos del Cauca y Nariño.

Además tendrá posibilidades de venta al Sistema Central, por cuanto quedará integrada a este a través de la línea Popayán-Cali. Dicho proyecto está programado para que entre en operación a mediados de 1974.

La inversión total asciende aproximadamente a 121.1 millones de pesos, y fué financiada mediante la combinación de aportes del Presupuesto Nacional, a través del ICEL, recursos propios de CEDELCA y Crédito Externo e Interno.

PLANTAS MOVILES

El ICEL adquirió con una inversión de \$103.5 millones, un equipo de 82 plantas eléctricas

diesel móviles, para un total de 32.200 kW, discriminados así :

7	Unidades Stewart & Stevenson de	2.100 kW
10	Unidades MTU-MAN	de 710 kW
15	Unidades MTU-MAN	de 260 kW
20	Unidades MTU-MAN	de 145 kW
30	Unidades General Motors	de 120 kW

La realización de este proyecto, permite al Instituto cumplir las demandas de energía eléctrica en poblaciones con sistemas deficitarios, así como la energización de redes carentes de suministro de energía mientras se construyen las correspondientes líneas de transmisión.

Su ubicación por Electrificadoras es la siguiente :

UBICACION	POTENCIA
ELECTRIFICADORA DE ANTIOQUIA S.A.	
Turbo	710 kW
Apartadó	710 kW
Caucasia	710 kW
ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR S.A.	
Zambrano	710 kW
Mompós	710 kW
San Pablo	260 kW
Calamar	260 kW
Simití	145 kW
Santa Catalina	120 kW
San Martín de Loba	120 kW
Santa Rosa de Simití	120 kW
ELECTRIFICADORA DEL CAUCA S.A.	
Inzá	120 kW
Florida II	120 kW
ELECTRIFICADORA DE CORDOBA S.A.	
Planeta Rica	260 kW
Monte Líbano	145 kW

Tierralta	145 kW
Ayapel	145 kW
Valencia	120 kW

ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A.

San José de Isnos	120 kW
Colombia	120 kW

ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A.

Andagoya	710 kW
----------	--------

ELECTRIFICADORA DEL MAGDALENA S.A.

Fundación	2.100 kW
El Banco	710 kW
Pivijay	260 kW
El Difícil	260 kW
Algarrobo	145 kW
Salamina	145 kW
Santa Rosa de Lima	145 kW
Pedraza	145 kW
Guamal	120 kW

CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A.

Llorente	120 kW
Piedrancha	120 kW
Iles	145 kW
Iscuandé	120 kW
El Charco	120 kW
Río Mayo	120 kW

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.

Málaga	2.100 kW
Cimitarra	260 kW
Papayal	120 kW
San Rafael de Lebrija	120 kW

ELECTRIFICADORA DEL CESAR S.A.

Valledupar (2)	2.100 kW
------------------	----------

Chiriguana	260 kW
Curumaní	260 kW
Pailitas	260 kW
Chimichagua	260 kW
La Gloria	145 kW
Tamalameque	145 kW

ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA S.A.

Riohacha	2.100 kW
San Juan	710 kW
Fonseca	260 kW
Villanueva	260 kW
Dibuya	120 kW
Camaronés	120 kW
Hato Nuevo	120 kW

ELECTRIFICADORA DE SUCRE S.A.

Sincelejo	2.100 kW
Majagual	120 kW
Sucre	120 kW
Caimito	120 kW

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER

Ricaurte	120 kW
----------	--------

CASANARE

Yopal	260 kW
Yopal	145 kW
Trinidad	120 kW
Paz de Ariporo	120 kW
Aguazul	120 kW
Mani	120 kW

META

Granada (2)	260 kW
Granada (2)	145 kW
Guamal	145 kW
Cumarál	145 kW

Puerto Lopez (2)	145 kW
Cabuyero	120 kW
CAQUETA	
Florencia	710 kW
ARAUCA	
Puerto Gaitán	120 kW
SAN ANDRES (ISLA)	
San Andrés (1)	2.100 kW

CENTRALES EN CONSTRUCCION

HIDROELECTRICA DE SAN FRANCISCO

La Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. (CHEC), ha iniciado los trámites correspondientes para la construcción de las obras civiles que forman parte de la conducción del Río San Francisco al embalse del mismo nombre. Con este proyecto la generación promedia anual del sistema CHEC, se incrementa en unos 108 millones de kWh.

AMPLIACION DE LA CENTRAL TERMOELECTRICA DE BARRANCABERMEJA.

Teniendo en cuenta la demanda del Nordeste y su intercambio de energía con el sistema central, se recomendó instalar una unidad térmica adicional de 66 MW a mediados de 1970.

Después de la licitación correspondiente, el contrato fue adjudicado al consorcio español Termocolombia, formado por Alstom Española S.A., Astilleros Españoles, Westinghouse S.A. de Espana y Stein et Roubaix Española S.A., conjuntamente con la firma francesa Societé Rateau.

La construcción se inició en el segundo semestre de 1972 y se prevé su terminación para finales de 1975.

La ampliación está localizada en sitio adyacente a la actual central térmica, al norte de la ciudad de Barrancabermeja y a orillas del río Magdalena.

La generación de la nueva unidad, está determinada para la distribución de carga entre las diferentes plantas disponibles dentro del sistema integrado (Nordeste y Sistema Central). Por consiguiente, se ha estimado que la nueva unidad operará a altos factores de capacidad, 75 o/o durante el primer año y 90 o/o en los años posteriores.

Las generaciones correspondientes a estos factores de capacidad son 433 y 520 GWH respectivamente.

El costo total del proyecto esta representado en \$104 millones mas US\$17 millones, lo cual representa un gran total equivalente de \$542 millones, incluyendo el costo de la torre de enfriamiento.

El sistema de enfriamiento para la ampliación y las dos unidades existentes de 12.5 MW, adoptado inicialmente con circuito abierto, hubo necesidad de modificarlo debido a la inseguridad del suministro de agua por cambio del cauce del río Magdalena frente a la Central.

Para solucionar este problema, se decidió establecer un circuito cerrado por medio de una Torre de Enfriamiento.

Este sistema fue sacado a licitación pública internacional, y actualmente se halla en proceso de adjudicación.

AMPLIACION DE TERMOPAIPA

A ctualmente la Central consta de una unidad de 33.000 kW que sirve a casi todo el departamento de Boyacá. Con base en los estudios realizados sobre el Nordeste, se decidió su ampliación en una capacidad adicional de 66.000 kW, y se abrió una licitación para el suministro, montaje y puesta en marcha de una unidad de vapor, utilizando carbón, con la capacidad antes mencionada. Dicha licitación se adjudicó al Consorcio formado por Mitsubishi del Japón y Distral de Colombia, por un valor de aproximadamente \$350 millones.

Esta instalación estará bajo la responsabilidad de la Electricadora de Boyacá, con la asesoría técnica y la cooperación financiera de ICEL.

La Central ampliada reforzará el suministro de energía en la región y también apoyará el sistema del Nordeste y al del interior del país a través de las líneas a 220 kV Paipa-Bucaramanga-Cúcuta y Paipa-Chivor-Torca-La Mesa.

La ampliación de 66.000 kW estará ubicada al lado de la actual central y se prevé que entrará en servicio en julio de 1975.

CENTRALES EN ESTUDIO

PLANTA DIESEL DE SAN ANDRES

Para solucionar el problema de suministro de energía eléctrica a la Isla de San Andrés, originado por la fuente expansión turística en los últimos años, se encuentra en período de construcción una Central Diesel de 6.4 MW, cuya entrada en operación está prevista para el segundo semestre de 1975, con una inversión de \$111.2 millones de pesos.

PLANTAS DIESEL DE TUMACO

Siendo el Puerto de Tumaco una región aislada y sin posibilidad inmediata de interconexión con el Sistema Eléctrico del Sur-Occidente, se decidió instalar una central diesel eléctrica del orden de 6.000 kW para atender la demanda actual de energía eléctrica en la zona y permitir su desarrollo industrial. Cabe anotar que además de la industria maderera existente, Tumaco contará en un futuro con una refinería de gran capacidad que entrará en operación en 1977 y que demandará desde el inicio de su construcción, para servicios no industriales, más de 3.000 kW. La inversión en este proyecto es de aproximadamente \$95 millones.

DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL PATIA

A partir del 25 de enero de 1971 el Instituto inició el estudio de toda la cuenca del Patía con el fin de determinar los posibles aprovechamientos hidroeléctricos existentes en la zona y dentro de éstos los más atractivos desde el punto de vista técnico-económico.

Los estudios preliminares se terminaron el 30 de abril/72 y tuvieron un costo de \$6.542.900 más US\$387.000 y durante los mismos se escogieron dos proyectos denominados Patía 405 y Patía 236.

PATIA 405

Este sitio está localizado a un kilómetro aguas abajo de la desembocadura del río Guaitara en el Patía (Departamento de Nariño). Su estudio de factibilidad se inició el 25 de agosto de 1972 y el informe final se entregó en mayo del presente año y tuvo un costo de COL\$43.000.000 aproximadamente.

Las principales características del proyecto son :

	A la cota 630	A la cota 660
Presa	Enrocado de 240 metros de altura	Enrocado de 270 metros de altura
Embalse total	18.900 millones M3	32.000 millones M3
Embalse útil	8.600 millones M3	9.500 millones M3
Vertedero	De caída rápida para descarga de 5.900 M3/s	De caída rápida para descarga de 5.200 M3/s.
Casa de Máquinas	Superficial	Superficial
Potencia instalable (factor de carga 50 o/o)	1.540 MW	1.730 MW

Generación probable	5.060.000 MWh	5.925.000 MWh
Costo del proyecto (factor de carga 50 o/o)	\$ 9.902.000.000	\$ 12.070.000.000

Se adelantan actualmente los estudios de optimización para definir cual de las cotas de embalse es la más conveniente.

PATIA 236

Este proyecto está localizado 25 kilómetros aguas abajo del anterior. Los estudios de prefactibilidad se terminaron en agosto de 1972.

Las características del proyecto estudiado en la etapa de prefactibilidad son las siguientes :

Presa	:	Enrocado de 180 metros de altura
Embalse total	:	1.000.000 M3
Vertedero	:	De caída rápida con compuertas para 8.000 M3/seg.
Casa de Máquinas	:	Superficial
Potencia instalable	:	1.100 MW
Generación probable	:	3.100.000 MWh
Costo del Proyecto	:	\$2.980.000.000

Los estudios de factibilidad de este proyecto se iniciaron en mayo del presente año y tendrán un costo aproximado de \$45.000.000 y una duración de 18 meses.

APROVECHAMIENTO MULTIPLE DE BETANIA

Desde el año de 1948 se reconoció la importancia del aprovechamiento hidroeléctrico del río Magdalena, en las inmediaciones de la población de Betania, Huila, y por este motivo se contrataron estudios de prefactibilidad con la firma Boshell y Manrique y, posteriormente, con Salgado, Piedrahita y Escallón en el año de 1967.

Estos estudios fueron complementados en 1971 por una misión francesa de asistencia técnica, la cual recomendó continuar con la factibilidad del proyecto.

Hoy en día se ha visto la importancia del proyecto no solo desde el punto de vista de gene-

ración de energía, sino también de irrigación, control de inundaciones, explotación ictiológica y turismo; por tal motivo se contrataron con el Consorcio Sedic-Harza los estudios de prefactibilidad y factibilidad del aprovechamiento múltiple del río Magdalena en el sitio Betania.

Los estudios de prefactibilidad se iniciaron el día 1o. de julio de 1972. Las actividades acordadas en el plan de trabajo aprobado por las partes contratantes se adelantó en forma eficiente y dentro de los plazos estipulados. La etapa A, o de prefactibilidad, fue terminada el día 30 de julio de 1973. La etapa B, o de factibilidad, se inició el 1o. de julio/73 y se espera terminarla en el mes de septiembre de 1975.

El informe de los contratistas, presentado en junio de 1973, recomiendan se estudie a nivel de factibilidad el proyecto cuyas características principales son :

1. Presa de enrocado con una altura de 90 metros y los diques necesarios de cierre a lo largo de la margen derecha para formar un embalse con un volumen de 2.500 millones de metros cúbicos hasta la cota 560.
2. Vertedero de caída rápida con compuertas radiales para una descarga de 12.000 metros cúbicos por segundo, y un vertedero auxiliar del tipo de dique fusible con una capacidad de descarga adicional de 9.000 metros cúbicos por segundo.
3. Casa de máquinas localizada al pie de la presa en la cual irán instaladas cuatro unidades turbogeneradoras con una capacidad instalada de 510 mW, y una generación de 1.360 millones de kWh de energía primaria y 800 millones de kWh de energía secundaria.
4. Una línea de transmisión de 220 kV de doble circuito, de aproximadamente 170 kilómetros de longitud, y las subestaciones correspondientes para transmitir la energía hasta el centro de consumo más probable (Cali).
5. Una zona irrigable del orden de 30.000 hectáreas.

Se estima que en combinación con los canales de riego se podrá mejorar el suministro de agua potable a algunos núcleos humanos situados en la zona del proyecto.

El costo total del proyecto asciende a \$ 3.380 millones.

El estudio de prefactibilidad financiado por el BID y el FONADE, mediante crédito concedido al ICEL tuvo un costo total de \$ 10 millones.

El costo aproximado de la etapa de factibilidad, a concluirse a mediados de 1975, asciende a \$ 19 millones más \$ 500.000.

ESTADO ACTUAL DEL PROYECTO

Se terminó el trabajo de campo en cuanto a hidrología se refiere. Igualmente, finalizó el levantamiento

detallado del sitio de presa y de las zonas bajas y se está trabajando en el de la zona de embalse. Se iniciaron los túneles de exploración para investigaciones del subsuelo. Se completó el estudio geológico de los materiales de construcción. Paralelamente, se realizó el estudio detallado de suelos y los ensayos de infiltración y permeabilidad y se localizaron los canales de irrigación.

Finalmente, se han concluido los modelos matemáticos para el estudio de caudales y operación del embalse.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO MARGUA

El aprovechamiento hidroeléctrico del Río Margua se encuentra localizado al sur del Departamento del Norte de Santander, a unos 50 kilómetros al suroeste de la ciudad de Pamplona.

El Río Margua resulta de la reunión de los ríos Chitaga y Valegrá, con hoyas tributarias de 1572 kilómetros² y 921 kilómetros², respectivamente. En el sitio del aprovechamiento, localizado en el Cañón de La Peña de los Micos, su hoya es de 1580 kilómetros² y alcanza un caudal medio de 70 m³/seg.

En julio de 1974 la firma Consultora Coyne et Bellier entregó el informe de prefactibilidad del aprovechamiento hidroeléctrico del Río Margua. En este estudio se sugiere aprovechar las aguas del Río Margua para generación de energía por medio de dos aprovechamientos escalonados así :

1. Aprovechamiento de La Peña de los Micos :

Este es un aprovechamiento de pie de presa con embalse de regulación de las siguientes características :

Presa	:	De escollera con pantalla de concreto
Altura	:	220 metros
Embalse	:	500 x 10 ⁶ M ³
Capacidad instalable	:	390 MW
Costo obras civiles	:	\$ 2.620 millones
Costo equipo	:	\$ 535 millones

2. Aprovechamiento "Río Talco" :

Este aprovechamiento es a filo de agua utilizando el caudal regulado por el embalse de La Peña de los Micos.

La bocatoma estará localizada inmediatamente aguas abajo de la salida del túnel de desfogue del primer aprovechamiento.

La conducción se hará por medio de un túnel de 10 kilómetros de longitud para obtener 336 metros de caída bruta. La casa de máquinas será subterránea.

La capacidad instalable es de 240 MW para una producción promedio de energía de 1.560×10^6 kWh.

El costo de las obras civiles para este aprovechamiento se estima en \$1.130 millones.

TRANSMISION Y DISTRIBUCION

LINEAS DE TRANSMISION TERMINADAS EN EL PERIODO DE 1973-1974.

CAUCA

Centrales Eléctricas del Cauca "CEDELCA" con la interventoría del ICEL, terminó en el mes de octubre del presente año la Línea FLORIDA II - POPAYAN, con longitud de 12 kilómetros, capacidad de transmisión de 24 MW a 115 kV y con inversión aproximada de \$4'920.000.

El objeto de esta Línea es interconectar la Central Hidroeléctrica de Florida II (24 MW de capacidad) con la ciudad de Popayán y a la vez quedar interconectada con el sistema central, a través de la Línea Cali - Popayán.

NARIÑO

Para fines del presente año se terminará la construcción del ANILLO DE PASTO, con longitud de 12 kilómetros, capacidad de transporte de 25 MW por circuito a 115 kV, doble circuito y con inversión aproximada de \$9'000.000.

El objeto de la construcción del ANILLO DE PASTO es interconectar las Subestaciones de Pasto y Catambuco, alimentando esta última desde la Central de Río Mayo y/o desde el Sistema de Interconexión Nacional a través de la Línea Cali-Popayán- Pasto en una longitud de 291 kilómetros a 115 kV.

LINEA PAIPA-BUCARAMANGA-CUCUTA

La construcción de la línea de transmisión a 220 kV Paipa-Bucaramanga-Cúcuta, fue iniciada, por el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica "ICEL", en febrero de 1972 y su terminación se llevó a cabo en el mes de abril de 1974.

Esta línea de interconexión fue concebida dentro de la política eléctrica del Gobierno de interconectar las fuentes de generación del centro del país con el sistema Nordeste.

La Línea posee las siguientes características técnicas :

1. Puntos terminales y subestaciones	:	Paipa, Bucaramanga y Cúcuta, en las subestaciones de Paipa, Florida-blanca y Belén respectivamente.
2. Longitud de la Línea	:	
Paipa - Bucaramanga	:	147.3 kilómetros
Bucaramanga - Cúcuta	:	121.7 kilómetros
TOTAL	:	269.0 kilómetros
3. Nivel de voltaje	:	220 kV
4. Capacidad de transporte	:	130 MW
5. Tipo de estructura	:	Metálica en lámina doblada
6. Número de circuitos	:	Uno (1)
7. Tipo de conductor	:	ACSR-Drake (795 MCM-26/7) ACSR-Finch (1113 MCM-54/19)
8. Costo de la línea	:	\$ 160.000.000 aproximadamente

Como complemento de esta línea se ejecutó la interconexión entre las subestaciones Florida-blanca-Palenque en Bucaramanga y Belén-Sevilla en Cúcuta a 115 kV.

Las características de cada una de estas líneas son las siguientes :

FLORIDABLANCA-PALENQUE

1. Longitud de la línea	:	8 kilómetros
2. Nivel de voltaje	:	115 kV
3. Capacidad de transporte	:	90 MW
4. Tipo de estructura	:	Metálica en perfiles angulares

- 5. Número de circuitos : Uno (1)
- 6. Tipo de conductor : ACSR-Linnet (336.4 MCM,26/7)
- 7. Fecha de iniciación : Mayo 15 de 1974
- Fecha de terminación : Agosto 31 de 1974
- 8. Costo total de la línea : \$4.500.000

BELEN-SEVILLA

- 1. Longitud de la línea : 4 kilómetros
- 2. Nivel del voltaje : 115 kV
- 3. Capacidad de transporte : 40 MW
- 4. Tipo de estructura : Metálica en perfiles angulares
- 5. Número de circuitos : Dos (2)
- 6. Tipo de conductor : ACSR-Linnet (336,4MCM,26/7)
- 7. Fecha de iniciación : Septiembre 1o. de 1974
- Fecha de terminación : Octubre 31 de 1974
- 8. Costo total de la línea : \$ 4.000.000

LINEAS DE TRANSMISION EN PROCESO DE CONSTRUCCION, LICITACION O CONTRATO

LINEA BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA

Esta línea de 220 kV y con extensión de 95 kilómetros, es de gran trascendencia pues constituye el enlace de las líneas Guatapé-Barrancabermeja y Paipa-Bucaramanga-Cúcuta.

El proyecto requerirá una inversión de \$145.0 millones y deberá entrar en funcionamiento a más tardar en el año 1976. Formará parte del gran anillo a 220 kV del Sistema Central Interconectado de Interconexión Eléctrica S.A.

Esta línea se encuentra actualmente en Licitación y su construcción estará bajo la responsabi-

lidad directa de la filial Electricadora de Santander, con la cooperación de ICEL.

BOLIVAR

ICEL adelantará la construcción de la Línea MAGANGUE - MOMPOS - EL BANCO, con una longitud total de 110 kilómetros, capacidad de transporte de 15 MW a 115 kV y con un costo aproximado de \$ 41'000.000.

Las obras civiles y el montaje del sector MAGANGUE - MOMPOS se encuentran en período de licitación la cual será adjudicada a finales del presente año.

Se espera concluir esta obra a mediados de 1975 y la zona MOMPOS - EL BANCO en 1976.

BOYACA

Con el propósito de suministrar energía a la región sur de Santander y el occidente de Boyacá, se adelantan los levantamientos topográficos de la línea PAIPA - BARBOSA - CHIQUIN - QUIRA, con una longitud de 109 kilómetros, capacidad de transporte de 30 MW a 115 kV y con una inversión aproximada de \$ 34'880.000.

Se espera esté terminada en 1976.

NARIÑO

1. Dentro del plan de obras financiadas con la tercera ampliación del Crédito Francés, se adjudicaron los materiales para el montaje del Segundo Circuito POPAYAN - PASTO con una longitud de 163 Km, capacidad de transporte 25 MW por circuito a 115 kV y con una inversión aproximada de \$ 32.600.000.

Se espera terminar esta obra a principios de 1976.

2. Con el objeto de interconectar el sur del departamento de Nariño al Sistema Central y con miras a la interconexión con el Ecuador, se encuentra en construcción la línea PASTO - IPIALES con longitud de 58 Km, capacidad de transporte de 25 MW a 115 kV y con inversión aproximada de \$41.760.000.

Esta obra estará terminada a mediados de 1975.

HUILA

1. Como continuación al desarrollo del programa de Hidroprado, se tiene en proceso de Licitación y adjudicación los materiales para el montaje del Segundo Circuito de la Línea PRADO - NEIVA con longitud de 110 Km, capacidad de transporte de 25 MW por circuito a 115 kV y con inversión aproximada de \$ 22.000.000.00 Se estima que esta-

obra se termine en los primeros meses de 1976.

2. Con el fin de integrar el departamento de Caquetá y el sur del departamento del Huila al sistema central, se encuentra en construcción la línea NEIVA - ALTAMIRA - FLORENCIA, con longitud total de 180 Km., capacidad de transporte 18 MW a 115 kV y con inversión total aproximada de \$57.600.000.

El primer tramo NEIVA - ALTAMIRA se termina a fines de 1974 y se espera que el segundo tramo se termine a mediados de 1975.

SUBESTACIONES FINANCIADAS CON CREDITO FRANCES

1. SISTEMA ANTIOQUIA

1.1. Subestaciones terminadas y puestas en servicio en Diciembre de 1973 :

SUBESTACION	MVA	kV
Bolombolo	15	115/ 44
Bolombolo	3	44/13.2
Andes	3	44/13.2
San Jerónimo	3	44/13.2
Jericó	3	44/13.2
Porce	10	115/44
Porce	0.5	44/13.2
La Quiebra	2	44/13.2
La Rebusca	2	44/13.2
San José	1	44/13.2

1.2. Subestaciones que entrarán en servicio a finales de 1974 y 1975 :

Granada	3	44/13.2
Yalí	1	44/13.2
Segovia	2	44/13.2

1.3. Subestaciones y módulos de subestación que serán trasladados para conformar nuevas subestaciones :

Dos módulos de 44 kV y sus protecciones de la Subestación San Jerónimo (esta Subestación quedará como terminal, con la energización a 115 kV de la Línea Belén-Santa Fé), a la Subestación Santa Fé de Antioquia, las cuales se emplearán así : uno para salida a Liborina y otro para salida a San Jerónimo.

- Se trasladarán en bloque las Subestaciones de Maceo (0.5 MVA 44/13.2 kV) y Caracolí (1.0 MVA-44/13.2 kV) a Sabanalarga y Liborina respectivamente.
- Un (1) módulo de 44 kV de la Subestación Hispania (hay tres), para protección de la Subestación Bolívar.
- Un segundo módulo de 44 kV de la Subestación Hispania junto con el transformador de 3 MVA y el equipo bajo techo de esta Subestación, para conformar la Subestación Urrao.
- El tercer módulo de 44 kV de la Subestación Hispania a la Ceja para protección y medida de esta Subestación.

TOTAL INVERTIDO EN ANTIOQUIA \$ 39'000.000

1.4. Subestaciones en período de licitación :

- <u>Subestación Amagá</u>	15 MVA	110/44/13.2 kV
- <u>Subestación Santa Fé de Antioquia</u>		
Un transformador	15 MVA	110/44 kV
- <u>Subestación Frontino</u>		
Un transformador de potencia	9 MVA	44/13.2 kV
- <u>Subestación Bolívar</u>		
Un transformador de potencia	5 MVA	44/13.2 kV
Tres transformadores de corriente	100-50/5-5 A	44 kV
- <u>Subestación La Ceja</u>		
Un transformador de potencia	5 MVA	44/13.2 kV
- <u>Repuestos varios</u>		
Presupuesto equipos FOB para Subestaciones de Antioquia		\$ 24'000.000

GRAN TOTAL EQUIPO SUBESTACIONES DE ANTIOQUIA \$ 63'000.000

2. SISTEMA ATLANTICO

Subestación Occidente (BARRANQUILLA) 21/28 MVA 34.5/13.8 kV.

Entró en servicio en 1972.

TOTAL ATLANTICO \$8'575.494

3. SISTEMA BOYACA

3.1. Subestaciones terminadas y en funcionamiento en diciembre de 1973 :

<u>SUBESTACIONES</u>	<u>MVA</u>	<u>Relación Transf.</u>
Paipa (módulo a 115 kV)		
Belencito	5	66/33 kV
Tunja (Ampliación)	6	115/34.5 kV
Chiquinquirá	2.5	33/22/13.2 kV
<u>Subestaciones Rurales</u>		
Boavita	1.0	33/13.2 kV
Soatá	0.5	33/13.2 kV
Tasco - La Playa - Paz del Río - Socha - Socotá - Jericó y Tipacoque	0.25 c/u	33/13.2 kV

Crédito Francés

3.2. Subestaciones del tipo rural que entrarán en servicio a finales del presente año :

El Cantino	1.0	33/13.2 kV
------------	-----	------------

TOTAL INVERTIDO EN BOYACA EN EQUIPO, OBRAS
CIVILES Y MONTAJE \$16'669.202

3.3. Subestaciones en período de adjudicación :

El Jordán (Tunja)	15	115/13.8 kV
Chiquinquirá (ampliación)	15	115/34.5/13.8 kV

<u>SUBESTACION</u>	<u>MVA</u>	<u>Relación Transf.</u>
Guateque	15	115/34.5/13.8 kV
<u>Subestaciones Rurales</u>		
Puente Nacional - Garagoa - Paz del Río - Miraflores - Soatá - Moniquirá y Villa de Leyva.	1.5 c/u	34.5/13.8 kV
Tenza - Puente Boyacá - Páez - El Dátil	0.5 c/u	34.5/13.8 kV
Saboyá - Garavito - Puente Guillermo y La Ye	0.5 c/u	34.5/13.8 kV
Total Tercer Protocolo Crédito Francés - Equipos FOB		\$ 48'960.000

GRAN TOTAL BOYACA \$ 65'629.202

4. SISTEMA CAUCA

4.1. Subestaciones adjudicadas a CEM mediante contrato No.2951 de julio 11/74 :

Popayán	12-15	33/13.2 kV
Corinto	3	33/13.2 kV
Puerto Tejada	3	33/13.2 kV
Timbío	2	33/13.2 kV
Pescador	1	33/13.2 kV
Rosas	1	33/13.2 kV

Equipo de corte y medida para las
Subestaciones El Bordo y Bolívar 33/13.2 kV

TOTAL EQUIPO FOB SUBESTACIONES CAUCA \$ 23'541.961.03

5. SISTEMA CESAR

Subestación Aguachica (en operación en /72)	3.5	33/13.8 kV
---	-----	------------

TOTAL SISTEMA CESAR \$2'454.930

<u>SUBESTACION</u>	<u>MVA</u>	<u>Relación Transf.</u>
6. SISTEMA CHOCO		
Subestación Quibdó (En operación comercial desde Marzo de 1974)	10	115/33 kV

TOTAL SISTEMA CHOCO \$7'300.000

7. SISTEMA CUNDINAMARCA

Subestaciones adjudicadas a Merlin Gerin mediante el contrato No. 3044 de fecha Agosto 8 de 1974 :

Villeta	12.5-15	115/33 kV
Fusagasugá	6-7.5	33/13.2 kV
Facatativa	6-7.5	33/13.2 kV
El Colegio	6	33/13.2 kV

TOTAL EQUIPOS FOB SISTEMA CUNDINAMARCA \$32'389.345.11

8. SISTEMA HUILA Y CAQUETA

Subestaciones adjudicadas a Merlin Gerin mediante el contrato No. 3039 de fecha Agosto 8 de 1974 :

El Botecito (ampliación)	20-25	115/33 kV
Prado (ampliación)	módulo	115 kV
Planta Diesel	10-12.5	33/13.2 kV
Altamira	10-12	115/33 kV
	5	33/13.2 kV
Florencia	10-12	115/33 kV
	5	33/13.2 kV

TOTAL EQUIPOS FOB SISTEMA HUILA Y CAQUETA \$45'291.690.39

9. SISTEMA QUINDIO

Ampliación Subestación Regivit.

Tres módulos a 115 kV, entraron en servicio en 1974.

TOTAL SISTEMA QUINDIO \$3'600.000

10. SISTEMA SANTANDER

Subestaciones terminadas y en funcionamiento en diciembre de 1973 :

<u>SUBESTACIONES</u>	<u>MVA</u>	<u>Relación Transf.</u>
Bucaramanga (ampliación de la Subestación Sur).	10	34.5/4.16 kV
Bucaramanga (ampliación Subestación Palenque)	25	115/34.5 kV
Bucaramanga (Subestación principal)	10	34.5/13.8 kV
Bucaramanga (Subestación Conuco)	10	34.5/13.8 kV
Bucaramanga (Subestación Norte)	4	34.5/13.8 kV

TOTAL EQUIPOS, OBRAS CIVILES Y MONTAJE SISTEMA SANTANDER \$23'484.361

11. SISTEMA NORTE DE SANTANDER

11.1 Subestaciones terminadas y en funcionamiento en diciembre de 1973 :

Subestación Belén (Cúcuta)	15	34/13.2 kV
Subestación Belén (Cúcuta)	Módulo	115 kV

TOTAL EQUIPO, OBRAS CIVILES Y MONTAJE ELECTROMECHANICO SISTEMA NORTE SANTANDER \$2'992.854

11.2 Subestaciones adjudicadas a CEM mediante contrato No. 3036 de junio 11 de 1974 :

<u>SUBESTACION</u>	<u>MVA</u>	<u>Relación Transf.</u>
Ocaña (ampliación)	6	115/34.5 kV
Sardinata	6	33/13.2 kV
Pamplona (ampliación)	Celdas	13.2 kV
Palermo (ampliación)	Celdas	13.2 kV
Belen (Cúcuta), salida a Sardinata	Módulo	34.5 kV
VALOR EQUIPOS FOB SISTEMA NORTE SANTANDER.		\$9'680.847.32
GRAN TOTAL SISTEMA NORTE DE SANTANDER.		\$12'673.701.32

12 SISTEMA CHINU

12.1 Subestaciones terminadas y en funcionamiento en diciembre de 1973 :

Chinu	30	66/34.5 kV
Cereté	21	66/34.5 kV
Magangué	5	66/13.8 kV

12.2 Subestaciones que entrarán en servicio en 1975 :

Since (Mompos)	3	66/13.8 kV
Mompós (El Banco)	3	66/13.8 kV

TOTAL EQUIPO, FLETES, SEGUROS, OBRAS CIVILES Y MONTAJE ELECTROMECHANICO PARA LAS TRES PRIMERAS SUBESTACIONES Y EQUIPO CIF MONTERIA PARA LAS DOS ULTIMAS \$21'589.273

13. SUBESTACIONES ICEL - CORELCA

En funcionamiento en diciembre de 1973 :

Termonorte (Barranquilla)	120	220/110 kV
Occidente (Barranquilla)	84	110/34.5 kV
La Unión (Barranquilla)	150	110/34.5 kV
El Río (Barranquilla)	75	110/34.5 kV

<u>SUBESTACION</u>	<u>MVA</u>	<u>Relación Transf.</u>
Tenera (Cartagena)	200	220/66 kV
Sabanalarga	21	220/66/13.8 kV
Santa Marta	30	110/33/13.8 kV

TOTAL SUBESTACIONES ICEL - CORELCA \$197.000.000

SUBESTACIONES DEL CAUCA CON FINANCIACION DEL EXIMBANK

A. TERMINADAS EN EL PERIODO 1973 - 1974

- Con un costo de \$9'748.829.05 se construyó la Segunda Ampliación de la Subestación Popayán.

Esta ampliación, la cual tiene una capacidad de 8.75 MVA y una relación de transformación de 115/34.5/13.8 kV, quedó concluída en el presente año.

- Con un costo total de \$14'618.140.35 se construyó la ampliación de la Subestación Santander de Quilichao, consistente en el montaje de 16 MVA de capacidad y con relación de transformación de 115/34.5/13.8 kV. El montaje se inició en 1972 y se terminó en 1974.

- Con un costo total de \$1'361.653., se amplió la Subestación Florida II.

La ampliación se terminó en 1974 y consistió en equipo de comunicaciones y protección de línea y quedó con una capacidad instalada de 33.8 MVA.

B. EN PROCESO DE LICITACION

En el presente año se abrió la Licitación para el suministro, montaje y puesta en servicio de los materiales y equipos necesarios para la Tercera Ampliación de las Subestaciones de Popayán y Catambuco.

La ampliación consiste en el montaje de 16 MVA en subestaciones a 115/34.5/13.2 kV en la ciudad de Popayán y un módulo a 115 kV en la Subestación Catambuco.

La inversión aproximada de esta obra se estima en \$17'356.593 y se espera que esté concluída a mediados de 1976.

SUBESTACIONES DEL NORDESTE

Como complemento del Sistema de Líneas de Transmisión del Nordeste, ICEL contrató con la firma GEC de Inglaterra la construcción de las siguientes Subestaciones :

SUBESTACION	POTENCIA MVA	VOLTAJES kV
Bucaramanga	54/72/90	220/115/13.8
Barrancabermeja	54/72/90	220/115/13.8
Paipa	54/72/90	220/115/13.8
San Gil	12/16/20	115/34.5/13.8
Barbosa	6/ 8/10	115/34.5/13.8

El costo total de estas Subestaciones asciende a la suma de \$130 millones, de los cuales 99 millones (1'557,114 Libras Esterlinas) son financiados por un Consorcio de Bancos Ingleses y el resto con aportes del Gobierno Nacional. Se prevé su terminación para finales de 1974.

RED DE COMUNICACIONES DEL SISTEMA SUROCCIDENTAL

Con el tendido del circuito a 115 kV entre Pasto e Ipiales, trabajo que actualmente se está adelantando, quedará integrado todo el sistema suroccidental a 115 kV con el Sistema Central en la Subestación Pance, mediante la Línea Pance - Popayán - Pasto.

Por lo tanto, para controlar el suministro de energía a las regiones de Cauca y Nariño, proteger los diferentes sectores de línea e interconectar los centros de generación, ICEL tiene en vía de adquisición y montaje el equipo de comunicaciones y teleprotección necesario utilizando el principio de onda portadora y contando con las previsiones para instalar en el futuro un Centro de Control de Despacho de Carga.

El costo de este proyecto es de \$ 10'807.000 financiados mediante Crédito Externo del Bankers Trust Company por una parte, y aportes del presupuesto nacional por otra.

Se espera que para mediados de 1976 tal equipo se halle en operación normal.

CENTRO DE CONTROL DEL NORDESTE

El Sistema Interconectado del Nordeste Colombiano conformado por los departamentos de Norte de Santander, Santander y Boyacá, requiere un Centro de Control de Despacho de Carga con el objeto de poder supervisar y controlar el flujo de energía optimizada y demás parámetros inherentes al sistema.

El equipo requerido es apto para la teleindicación, teleprotección, télex y comunicaciones telefónicas.

Puesto que la generación básica de energía eléctrica en la región del Nordeste es térmica, con tal equipo se pueden garantizar intercambios de energía con los centros hidráulicos del Sistema Central, optimizando en esta forma la utilización de las plantas de generación.

El equipo empleará el principio de onda portadora. Su adquisición y montaje se hará mediante una línea de crédito externo a ICEL, la cual será subcontratada a las tres Electricidadas de los departamentos mencionados.

El costo aproximado de este proyecto es de \$ 56'000.000 y se espera que la obra quede concluida en 1977.

LABORES DESARROLLADAS EN EL AREA DE SISTEMAS

Con el fin de que la automatización tanto de tareas administrativas como de tareas técnicas cubriera a las distintas dependencias del Instituto y a las diferentes Filiales, se conformó la Oficina de Organización y Sistemas. Las principales labores desarrolladas son las siguientes :

APLICACIONES ADMINISTRATIVAS

El principal objetivo de estas aplicaciones es poder contar con información voluminosa almacenada en archivos magnéticos para estar en capacidad de producir diferentes reportes para ser utilizados principalmente en la planeación y el control financiero.

Entre los diferentes programas realizados, merece destacar :

- La preparación quincenal de la nómina del Instituto con la consiguiente ventaja de producir relaciones globales del desembolso por este concepto en cualquier época que se establezca.
- Se están analizando métodos, procedimientos y programas necesarios para crear un sistema de Información, el cual permitirá la elaboración del Presupuesto del Plan Cuatrienal, de los Tableros de Control, Balance y Estadísticas de las Filiales, se estima que deben entrar en funcionamiento en el año 1975.
- Se diseñó un sistema global de información para la planeación y control financiero de los proyectos que llevan a cabo en la Unidad ICEL - BID.

La base de este sistema lo constituyen cuatro subsistemas principales que se han denominado así : Contabilidad, Almacenes, Obras y Contratos.

Como producto de contar con toda la información en forma centralizada ha sido factible conseguir entre otras las siguientes realizaciones :

- a) Enviar al BID un resumen detallado del avance financiero de las inversiones efectuadas semestral y anualmente.
- b) Detectar oportunamente la carencia de materiales en las obras y en los almacenes.
- c) Producir datos sobre la necesidad de adquisición de materiales con anterioridad a las licitaciones.

Con el crecimiento del número de usuarios del servicio de energía, la elaboración de las cuentas de cobro se ha convertido para las Filiales en una labor tediosa e imposible de continuar llevándola a cabo por métodos tradicionales. Razón por la cual, se ha creado un procedimiento sistematizado que en lo posible pudiera ser utilizado por cualquiera de las Filiales del país y que le permitiera al Instituto estar en posesión de información veraz y actualizada sobre el consumo energético y su costo.

En consecuencia, este programa se está utilizando para la facturación bimensual de la Electrificadora de Cundinamarca y de la Electrificadora del Huila. Además se ha iniciado su uso en la Electrificadora de Boyacá.

APLICACIONES TECNICAS

Generalmente realizaciones técnicas se basan en formulaciones matemáticas cuya elaboración es larga y laboriosa de llevar a cabo por sistemas manuales o mecánicos. De ahí la razón por la cual la Oficina de Sistemas se ha preocupado por desarrollar programas de carácter técnico usando el computador. Los programas que se encuentran funcionando correctamente son los siguientes :

Flujo de Carga - Mediante un modelo matemático se simula por computador la solución estacionaria de un sistema de potencia eléctrico.

Este modelo fue utilizado en el año de 1974 por el Instituto para los siguientes estudios:

- Factibilidad del suministro de 6 MW a Salvajina, analizando varias alternativas.
- Energización de la Línea Paipa - Bucaramanga - Cucuta.

La Electrificadora del Huila procesó este programa en :

El sistema eléctrico del Departamento del Huila para los años 1978 y 1987.

Diseño Optimo de Redes Radiales de Distribución.

Este programa se utilizó para el diseño de algunos sectores de la red eléctrica de la ciudad de Pasto, con el objeto de seleccionar los calibres "óptimos" (de mínimo costo) de la red primaria y secundaria y calcular la capacidad de los transformadores de distribución. También fue empleado por Samel Ingenieros para el diseño de la 2a. etapa de la red eléctrica de la ciudad de Cartagena.

Diseño Mecánico de Líneas de Subtransmisión y Distribución - Programa mediante el cual se calcula las flechas y tensiones de tendidos de los conductores y del cable de guarda. Se empleó en el diseño de las líneas : Río Córdoba-Fundación 115 kV, Bucaramanga-San Gil 115 kV, Gambote-El Carmen 66 kV, Coveñas-San Antero 34.5/13.2 kV, Sahagún-Pueblo Nuevo 34.5 kV, y Planeta Rica - La Apartada 34.5 kV. También se usó en la construcción de la Línea San José-Puerto Berrio 44 kV.

Así mismo, el programa fue utilizado para conductores de cobre y ACSR de calibres Nos. 2/0 AWG. Los resultados obtenidos permitieron la normalización de las planillas de flechas para las líneas del PNER.

Análisis de Financiación. La existencia de varias propuestas de financiación de un proyecto implica que es necesario establecer cual de ellas es la más ventajosa desde el punto financiero. Con el objeto de lograr este propósito se consiguió elaborar programas que calcularan desembolsos periódicos de las propuestas y su reducción a valor presente para tener un punto de comparación.

Estos programas se usaron para el análisis de las ofertas de financiación para la construcción de la Línea Pasto - Ipiales y del sistema de Refrigeración para la Planta Termoeléctrica de Barrancabermeja.

INTERCONEXION A 500 KV ENTRE LOS SISTEMAS CENTRAL Y DE LA COSTA ATLANTICA

La pasada crisis del petróleo puso de presente la necesidad de acelerar los estudios que se venían adelantando para la ejecución de la interconexión de los sistemas Central y de la Costa Atlántica, con el fin de buscar la sustitución de energía térmica a base de hidrocarburos por energía hidráulica y térmica a base de carbón. La sustitución energética resultante traería como beneficios inmediatos, entre otros, la economía en el consumo de crudos y derivados del petróleo y liberación de los mismos para la exportación y el fomento de otras industrias la optimización racional del uso y desarrollo de los recursos hidroeléctricos del país, la estabilidad y garantía de suministro de energía del sistema eléctrico nacional integrado, etc.

Ante estas circunstancias, el Gobierno Nacional, ha decidido realizar el último paso importante para la integración eléctrica del país y ha designado a ICEL y a CORELCA como entidades ejecutoras del proyecto.

Para efectos de esta interconexión se ha considerado como sistema Central, el conformado por los mercados, actualmente integrados, de ICEL (filiales y subfiliales), EPM, CVC y EEEB, lo cual implica un cubrimiento total de 15 departamentos del centro, sur, oriente y occidente del país, y una capacidad instalada de 2622 MW (a finales de 1974) de los cuales el 83.5 o/o son de origen hidráulico.

Por otra parte, por el Sistema Costa Atlántica se entiende los mercados actuales de CORELCA y sus planes futuros de integración, con lo cual se cubrirán 7 Departamentos. La capacidad instalada actual es de 433 MW, en su totalidad de origen térmico; en 1977, esta capacidad se elevará a 623 MW con la puesta en servicio de Termocartagena. No obstante, se prevé que para fines de 1978 la demanda superará la capacidad firme y esto obligará, por razones de confiabilidad, a instalar unos 275 MW adicionales de origen térmico en el período 1978-1980 si no se realizara la interconexión.

Los estudios iniciales han demostrado la factibilidad técnica y económica de la interconexión que permitirá lograr una economía de escala y reducir los requerimientos de capacidad instalada debido al ahorro en capacidad de reserva que conlleva el enlace de los dos sistemas.

Igualmente, los estudios indican la necesidad de tener en operación comercial la interconexión de un primer circuito para mayo de 1978.

Las principales características técnicas generales del proyecto son :

a. Líneas de Transmisión :

- 2 circuitos independientes de 520 Km. cada uno, atravesando 5 departamentos con alturas entre 10 y 2050 metros sobre el nivel del mar.

- Una capacidad total de transporte de 1.660 MW.

- Tensión : 500 kV

- Conductores : 4 por fase, calibres 550 MCM y 650 MCM, de aleación de aluminio (AASC).

- 2 cables de guarda tipo Allumoweld, calibre 7 No. 9.

- Estructuras metálicas venteadas y autoportantes.

- Fundaciones en concreto (normal y pilotes) y metálicas (parrillas).

b. Subestaciones :

LOCALIZACION	TENSION kV	CAPACIDAD MVA
Samaná	220/500	3x150 (dos bancos)
Cerromatoso	500/115	3x150
Chinú	500/115	3x150
Sabanalarga	500/220	3x200 (dos bancos)

- Compensación de reactivos del 70 o/o

Los costos calculados para la totalidad del proyecto, en moneda nacional y extranjera son :

	MILES COL\$	MILES US\$
Líneas	322.783	51.124
Subestaciones	166.825	24.561
TOTAL	489.608	75.685

Lo cual representa un gran total equivalente de aproximadamente US\$ 95 millones.

El ahorro esperado en generación térmica a base de hidrocarburos en el período 1978-1981 es del orden de 4.600 millones de KWH, que equivalen a 6.6 millones de barriles de fuel-oil, que a US\$10 por barril representa US\$66 millones en divisas para el país. Con posterioridad a 1981, el ahorro anual estimado de fuel-oil representaría US\$30 millones en divisas, sin tener en cuenta el ahorro que se tendría al no instalar 275 MW térmicos.

INTERCONEXION ELECTRICA S.A. - ISA

LÍNEA GUATAPE - BARRANCABERMEJA

Esta línea a 220 kV conjuntamente con las líneas Paipa-Bucaramanga-Cúcuta (a cargo de ICEL y actualmente terminadas) integrará en forma definitiva al Sistema Central del país los sistemas de la región Nordeste: Boyacá, Santander y Norte de Santander (sistemas filiales del ICEL). El proyecto comprende 200 kilómetros de líneas de transmisión (en circuito sencillo) las subestaciones terminales, los equipos de medida, protección y control; definitivamente entrará en operación en el primer trimestre de 1975.

El costo final de este proyecto, incluyendo estudios de factibilidad, interventoría, administración, adquisición de terrenos, costos de líneas y subestaciones será de US\$4.07 millones de dólares y \$71.8 millones de pesos colombianos.

LINEAS CHIVOR - PAIPA - Y CHIVOR - SUBA - LA MESA

El proyecto Chivor incluye las subestaciones de Chivor, Torca y Paipa y 290 kilómetros de líneas de transmisión a 220 kV, en doble circuito, a La Mesa y Paipa. El costo de las líneas de transmisión Chivor - Torca - La Mesa es de \$59'724.000 más US\$4'800.000 y Chivor - Paipa de \$42'870.000 más US\$3'144.000.

CHIVOR I

En la actualidad se están adelantando los trabajos de la Central Hidroeléctrica de Chivor I, la cual aprovechará las aguas del río Batá, en el Departamento de Boyacá, cerca a la población de Santa María.

Las obras consisten esencialmente en la construcción de una presa que permitirá la formación de un embalse con capacidad máxima de 815 millones de metros cúbicos, 5.825 metros de túnel y 2238 metros de tubería subterránea, y una casa de máquinas situada en la margen derecha del río Lengupá donde se instalarán en la primera etapa cuatro turbinas Pelton de eje-vertical, seis chorros, 173.000 HP cada una y cuatro generadores sincrónicos de 125.000 kW de capacidad cada uno, para aprovechar una cabeza neta promedio de 756 metros. La segunda etapa consistirá en duplicar el túnel, la tubería y la casa de máquinas para tener finalmente una capacidad total instalada de 1.000.000 kW y una producción anual de 3.478 millones de kWh. El costo total estimado de la primera etapa, incluyendo, las líneas es de \$1.671.025.000 más US\$113'838.000.

CHIVOR II

Esta segunda etapa del proyecto comprende la ejecución de un desarrollo paralelo a la primera etapa, con una capacidad instalada de 500.000 kW.

El período de construcción de las obras de la segunda etapa se calcula en 4 a 5 años, y de acuerdo a los análisis de los requerimientos del sistema deberá entrar en servicio a fines de 1978.

El costo de las obras de la segunda etapa de Chivor se ha estimado en \$750.000.000 más US\$ 81'000.000.

CENTRALES EN ESTUDIO

SAN CARLOS (SAMANA)

Localizada en el departamento de Antioquia, utilizará las aguas del río Guatapé, cerca al caserío de Porto Belo. El Proyecto tendrá una capacidad instalada de 1.550.000 kW.

La primera etapa de 620.000 kW y una producción anual estimada en 4.200 millones de kWh, aprovechará el caudal del río Nare desviado por la Central de Guatapé y el caudal propio del río Guatapé. Esta etapa entrará en funcionamiento en septiembre de 1980 y tendrá un costo de US\$118 millones y \$1.797 millones. Este proyecto incluye la construcción de las líneas de transmisión San Carlos-Guatapé y San Carlos-Torca, con una longitud total de 244 kms., a 220 kV, doble circuito y las ampliaciones necesarias en las subestaciones terminales de estas líneas y otras subestaciones del sistema de interconexión.

La segunda etapa tendrá un desarrollo paralelo a la primera y aprovechará además el caudal del río Nare, desviado por la Central de Jaguas, la cual se construirá simultáneamente.

Dentro del desarrollo del río Guatapé se tiene contemplada la construcción de la Central de Playas, localizada aguas arriba de la presa de Samaná.

Las Centrales de Jaguas y Playas disponen de estudios de factibilidad y de acuerdo con los estimativos existentes tendrán capacidades instaladas de 120.000 kW y una producción anual estimada en 621 millones de kWh y 240.000 kW y una producción anual estimada en 1.400 millones de kWh, respectivamente. Los estudios del desarrollo fueron iniciados por las Empresas Públicas de Medellín y en la actualidad ISA adelanta los estudios finales para la primera etapa cuya construcción espera comenzar a principios de 1975.

RIO GUAVIO

El proyecto Hidroeléctrico del río Guavio, localizado en el Departamento de Cundinamarca, utilizará las aguas del mismo nombre, cerca de la población de Ubalá. De acuerdo con esquemas preliminares, el desarrollo comprenderá una presa sobre el río y una Central con capacidad instalada de 1.500.000 kW. Actualmente ISA adelanta los estudios preliminares de factibilidad del Proyecto.

RIO SALDAÑA

Actualmente ISA realiza la evaluación del potencial hidroeléctrico de la hoya del río Saldaña. En los reconocimientos preliminares de ICEL y con los estudios posteriores de ISA, se han identificado especialmente dos proyectos sobre este río, con centrales al lado de las presas, en los sitios de El Neme y Palmalarga, las cuales tendrían una capacidad instalada conjunta de unos 780.000 kW y una producción anual de 1.600 millones de kWh.

RIO CAUCA (MEDIO)

El proyecto de desarrollo hidroeléctrico del río Cauca en el sector medio comprendido entre La Virginia en el Departamento de Risaralda y Cáceres en el departamento de Antioquia, uti-

lizaría los caudales del río dentro de ese sector por medio de presas y centrales al pie de éstas aprovechando que el río en esta zona corre a través de un cañón relativamente estrecho y desciende unos 800 metros en un trayecto de 360 kilómetros. El potencial económicamente aprovechable en esta zona se estima en unos 10.500.000 kW.

En la actualidad se están adelantando los estudios preliminares del desarrollo.

RIO SOGAMOSO

El proyecto del río Sogamoso está localizado en el Departamento de Santander, y aprovecha el caudal del río Sogamoso, con un promedio de 425 m.c.s., mediante una presa localizada en la garganta de La Paz y con una central al pie de la presa. De acuerdo a los estudios realizados por ISA la presa tendría una altura de unos 265 metros y la central una capacidad de 1.500.000 kW.

RIO MAGDALENA - HONDA

Este proyecto está localizado en las cercanías de la ciudad de Honda. Los estudios preliminares realizados indican la posibilidad de un desarrollo de uso múltiple, donde se podría instalar una capacidad de 1'500.000 kW aproximadamente.

RIO LA MIEL I

El informe de prefactibilidad de este proyecto, preparado por la Central Hidroeléctrica de Caldas, fue presentado en abril de 1971. Está ubicado en la parte baja del río La Miel y consiste en una presa con embalse de regulación y una conducción por medio de túnel que aprovechará un salto máximo de 210 metros.

El informe presentado no incluye los aportes adicionales de los caudales de los ríos Moro y Guarinó, que aumentarían el caudal medio de 71 metros cúbicos/seg. a 108 metros cúbicos / segundo.

Se debe tener en cuenta que la aducción del río Guarinó (18 metros cúbicos) implica la construcción de un túnel de 9.600 metros, y la aducción del río Manso se haría mediante la construcción de un túnel de 4.850 metros.

La CHEC propone un aprovechamiento hidroeléctrico para una capacidad instalada de 348 MW y una producción anual de 1.524 GWh, frente a los 210 MW identificados por los consultores con una producción anual de 1.000 GWh.

RIO LA MIEL II

Este proyecto aprovechará el río La Miel aguas abajo de su confluencia con los ríos Pensil-

vania y Tenerife, para una producción anual estimada en 2.864 GWh y una capacidad instalada de 654 MW.

El alcance de los estudios es apenas el de un reconocimiento.

LINEAS DE TRANSMISION EN ESTUDIO

Con el fin de aumentar la capacidad del sistema de interconexión, de acuerdo con las demandas de las diferentes áreas se ha elaborado un plan preliminar de transmisión que comprende las siguientes líneas a 220 kV para el período 1980 - 1983.

Año	Línea	Long.(Km.)	No. Circuitos	Costo US\$
1982	Esmeralda-Yumbo	195	2	10.551.000
	Samaná-Medellín	90	2	5.588.000

OTROS PROYECTOS

Dado que el incremento de la capacidad generadora en el centro del país, así como la extensión del sistema de líneas y subestaciones de interconexión tendrán aumentos muy considerables en los próximos años, ISA elaboró un plan de expansión de los sistemas de control y comunicaciones a fin de disponer para 1979 de los medios adecuados para efectuar la optimización del despacho de cargas y la supervisión de la seguridad del sistema, por la implementación de nuevos centros de control a nivel regional y nacional. Los costos de este proyecto están incluidos dentro de la financiación para la central de Chivor II y serán de aproximadamente US\$12'289.000.

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA "CORELCA"

PROYECTOS DE GENERACION

Centrales Terminadas

Se trasladaron dos unidades Diesel, de 860 KVA cada una de Ponedera a Codazzi, con el fin de aliviar la situación deficitaria que venía sufriendo la región de Valledupar. La inversión total fue de \$10 millones. Ambas unidades se encuentran en operación desde julio de 1973.

Centrales en Construcción

En el primer semestre de 1974 se iniciaron las obras en la Central Termocartagena I,

con una capacidad total de 132.000 kW, en dos unidades de 66.000 kW, con una generación anual estimada en 800 GWH. El costo de la obra asciende a US\$26 millones y \$113 millones para un total de \$758 millones. Se prevé su entrada en operación para el primer trimestre de 1977.

Centrales Futuras

Se encuentra en período de investigación la Central Térmica de Cerrejón I, con 125.000 kW, que aprovechará la riqueza carbonífera de la región de la Baja Guajira. Se estima el año de 1978 como posible fecha de iniciación de construcción y 1980 como año de puesta en servicio. Se han estimado inversiones de US\$33 millones y \$452 millones.

En noviembre de 1973 se iniciaron los estudios de factibilidad del Proyecto Hidráulico de Propósito Múltiple del Alto Sinú, en el departamento de Córdoba. Se han identificado dos desarrollos :

El de Sinú I, con 700.000 kW instalados, un costo de US\$185 millones y \$52 millones, se estima que las obras se inicien en 1978 y la puesta en operación para 1983.

El de Urrá, con 460.000 kW, un costo de US\$121 millones y \$34 millones, la iniciación de la construcción se prevé para 1980 y la puesta en operación de la Central en 1985.

PROYECTOS DE TRANSMISION

Para solucionar el problema del suministro eléctrico a los Departamentos de Córdoba y Sucre, se encuentra actualmente en etapa de diseño la Línea Ternera-Toluviejo 66 kV, un circuito, 107 kilómetros, capacidad de transporte de 15.000 KVA, se espera que entre en servicio en el primer trimestre de 1977. El costo de la obra asciende a US\$2 millones y \$18 millones.

Línea Sabanalarga-Fundación-Valledupar 220 kV un circuito, 235 kilómetros, capacidad de transporte 100.000 kVA, los diseños se encuentran finalizados y se espera iniciar la construcción en 1975, la puesta en operación se prevé para el primer trimestre de 1977. El costo del circuito se estima en US\$6.8 millones y \$67.5 millones. Esta línea abastecerá los mercados de Santa Marta, El Magdalena Medio, Cesar y Guajira.

Línea Valledupar-Cerrejón y Subestaciones 220 kV, dos circuitos, 80 kilómetros, 200.000 kVA de capacidad de transporte, se proyecta su entrada en operación para el año de 1980.

El costo total se estima en : US\$6.5 millones y \$42 millones.

PROYECTOS DE TRANSFORMACION

- Subestación Sabanalarga ampliación módulos de salida de líneas a 220 kV.
- Subestación Fundación 75 MVA, 220/115 kV.
- Subestación Valledupar 45 MVA, 220/ 34.5 kV

La inversión total se ha estimado en US\$3.8 millones y \$39 millones; estas subestaciones estarán operativas en el primer trimestre de 1977.

PROYECTOS DE DISTRIBUCION Y ELECTRIFICACION RURAL

CORELCA ha venido prestando asesorías en diseños e interventorías en subtransmisión, distribución y electrificación rural a los departamentos de Bolívar, Sucre, Magdalena, Cesar y Guajira.

CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA "CVC"

Para ampliar la capacidad instalada de 274 MW, la CVC ejecutó el Proyecto del Alto Anchicayá, que fué inaugurado el 31 de julio de 1974. La Central suplirá esencialmente la región Suroccidental de Colombia y mediante el enlace con Bogotá, Medellín y Manizales, constituirá una adición importante al sistema nacional interconectado. Esta planta, con una capacidad instalada de 340 MW, generará anualmente 1.600 GWh.

El costo total del proyecto fue de US\$ 110.8 millones.

Como aporte al desarrollo económico del suroccidente colombiano, la CVC espera iniciar la ejecución en el año 1976 del Proyecto de Propósito Múltiple de Salvajina, que además de aliviar los peligros de inundación en el Valle del Cauca, ampliará el sistema de generación de la CVC en 210 MW'

El costo total de la parte eléctrica del proyecto es de US\$38 millones y su terminación está prevista para el año 1981.

Como complemento del proyecto Alto Anchicayá, la CVC construyó las líneas San Antonio Pance, en una longitud de 12 kilómetros, con un costo de \$6.1 millones para complementar el anillo a 115 kV de Cali; así mismo, se terminó el segundo circuito de la línea Anchicayá-Buenaventura, de 36 kilómetros y un costo total de \$2.6 millones. De otro lado, se han efectuado las ampliaciones de todas las subestaciones de distribución a 115 kV que actualmente están en servicio, además de la subestación móvil a 115 kV/34.5/13.2 kV con un costo de US\$0.3 millones y \$0.3 millones.

Igualmente en el período 1973 - 1974 se ejecutó la construcción y el montaje del sistema de Anchicayá - Pance - Yumbo con una capacidad total de 180 MVA, en subestaciones y 67 kilómetros de líneas de transmisión a 220 kV, para una inversión total de \$101.1 millones.

Por otra parte, actualmente se adelanta el montaje de las subestaciones de Juanchito, Anchicayá, Buenaventura, San Antonio, Chipichape y el equipo de comunicaciones para un costo total de \$21.5 millones. Paralelamente se encuentra en etapa de nacionalización la adquisición de 184 MVA en transformadores de 110 kV/34.5/13.2 kV con un costo de \$13.7 millones.

Dentro del programa de obras para ejecución, están previstas las inversiones de la línea Pance-Juanchito a 115 kV, en 1.6 kilómetros y \$8.2 millones, conjuntamente con las correspondientes a la ampliación de la subestación Yumbo a 115/34.5 kV, 58 MVA con un costo de \$7.7 millones.

En el campo de la subtransmisión y distribución la CVC ha emprendido la ejecución de un amplio programa que abarca la construcción de 478 kilómetros de líneas a 13.2 kV y 110/220 V; y el montaje de 1.192 KVA en transformadores de subtransmisión y distribución. El costo total de este programa asciende a \$24.3 millones.

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN

A finales de 1963, las Empresas Públicas de Medellín iniciaron la construcción de la Central Hidroeléctrica de Guatapé, planeada en dos etapas, la primera de las cuales (280.000 kW) está en operación desde 1972 con la cual se aumentó la capacidad total de la empresa a 726.000 kW.

En diciembre de 1972, se inició la segunda etapa de características similares a la primera, es decir: Central subterránea (ampliación de la primera etapa) para instalar 4 turbogrupos Pelton, de 70.000 kW cada uno, para obtener una producción anual de energía del orden de 1.300 millones de kWh. Actualmente se encuentra casi terminado el realce de la presa Santa Rita (para completar una capacidad de embalse de 1.240 millones de M3); igualmente se está trabajando en el refuerzo perimetral del embalse (cerca del 14 o/o del total) y se iniciaron trabajos para la ampliación de la casa de máquinas, túnel de descarga y torre de captación.

En el aspecto administrativo y financiero del proyecto se han venido adelantando los trámites del caso para la adquisición de equipos hidromecánicos y electromecánicos para la Central y transformadores para las subestaciones que ya se encuentran adjudicados.

Se estima que esta segunda etapa entre en operación a finales de 1977 con lo cual se ampliará el servicio de energía eléctrica a los mercados de Medellín y regiones aledañas y a nivel nacional a través de ISA.

El costo total estimado durante el período de construcción es del orden de US\$50.2 millones más COL\$2.136 millones, lo cual representa un total equivalente de COL\$3.441 millones de

pesos, que incluye además, la línea de transmisión a 220 kV Guatapé-Medellín, la relocalización de la población de El Peñol y obras de protección de Guatapé y la ampliación de la red de distribución. La inversión ejecutada a diciembre de 1973 era de aproximadamente COL\$108 millones y US\$2 millones.

La línea de transmisión Guatapé-Medellín tendrá una longitud de 55 kilómetros a doble circuito, con punto terminal en la subestación de Miraflores en Medellín. Actualmente, se ha realizado un 55 o/o de su diseño y se encuentran en estudio la adjudicación del equipo para las subestaciones y los pliegos de licitación para su construcción. Además, se está estudiando conjuntamente con las municipalidades respectivas, los diseños de las obras necesarias para las poblaciones de El Peñol y de Guatapé las cuales incluyen 50 kilómetros de carreteras y puentes, acueducto y alcantarillados y planeación urbana.

Las EE.PP.MM. terminaron en julio de 1974, la construcción de la línea a 110 kV, un circuito y 62 kilómetros de longitud, Guatapé-Puerto Ibaro, con un costo total de COL\$20 millones; esta línea atenderá el servicio de Cementos Nare y Colcarburos. Igualmente, se han completado los estudios de campo de la línea a 110 kV Rionegro-Riopiedras, un circuito y 25 kilómetros de longitud, para atender la demanda de energía durante la construcción y posteriormente, la operación de la Central de Bombeo del Riopiedras; su costo estimado es de US\$492.000 y COL\$5.350.000; deberá estar en servicio en diciembre de 1976. Por otra parte, ya se han adjudicado las licitaciones para los materiales de la línea que servirá a la nueva población de El Peñol; tendrá 17 kilómetros de longitud y será a 44 kV partiendo desde Rionegro; su construcción deberá iniciarse en febrero de 1975 y terminarse en junio de ese mismo año, con un costo total estimado en COL\$4.040.000.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA (E.E.E.B.)

A mediados de 1975 está prevista la entrada en operación de la tercera unidad de la Planta "Martín del Corral" que amplíara la capacidad actual instalada, de 638.5 MW, en 66 MW, para un total de 704.5 MW. El costo de esta unidad se estima en \$337 millones.

En la actualidad se adelantan los estudios del Segundo Desarrollo Hidroeléctrico de El Colegio y Programa de Regulación Adicional del Río Bogotá en la zona de Alicachín-El Colegio, el cual forma parte de un plan general de propósito múltiple para el desarrollo integrado de los recursos de agua y energía de Bogotá. Este Plan incluye la desviación y regulación de caudales de la hoya del Alto Guatiquía (Proyecto Chingaza), de las hoyas de los ríos Ariare, Sumapaz y Rionegro (Proyecto Sumapaz) y de las cabeceras del Río Suárez (Proyecto Suárez).

La regulación primaria de estos caudales se lograría en dos embalses sobre la hoya del Guatiquía (Chuzá y Chingaza), en cuatro más en la hoya del Suárez (Cucunuba, Fúquene y Suesca) tres posibles adicionales en la hoya del río Bogotá (Bojacá, La Herrera y Alto Muña) y en los embalses existentes del Muña, Neusa, Sisga y Guatavita. El objeto principal de estas obras sería el siguiente :

1. Abastecimiento de agua potable al área de Bogotá y la Sabana, detener las crecientes del Río Bogotá, y evitar las inundaciones; al mismo tiempo se aumentaría el terreno cultivable confiable.
2. Irrigación de la zona.
3. Bajo el aspecto energético, el aumento del caudal permitirá la ampliación del sistema hidroeléctrico de esta Empresa, mediante el segundo desarrollo de El Colegio, utilizando la caída de 1900 metros entre el embalse del Muña y el Río Bogotá, tres kilómetros aguas abajo de El Colegio.
4. Recreación y turismo.

El proyecto hidroeléctrico tendría una capacidad de 1.040 MW, desarrollable en dos etapas de 520 MW cada una y está situado al suroeste de Bogotá. La bocatoma se encuentra en el embalse del Muña a 25 kilómetros y las plantas de Mesitas y La Guaca a 47 y 50 kilómetros respectivamente de la ciudad.

La primera etapa del desarrollo incluye las desviaciones de los ríos Chuza y Guatiquía y comparte el caudal resultante del Río Bogotá con las instalaciones actuales de ese sistema hidroeléctrico, constituyendo un conjunto integrado plenamente.

Costo total estimado del proyecto (miles de pesos) :

Inversión proveniente en dólares	\$ 3.783.400
Inversión proveniente de recursos propios (Fondo de Ensanches)	\$ 1.085.600
COSTO TOTAL	\$ 4.869.000

Regulación adicional del río Bogotá.

En la actualidad, el caudal del Río Bogotá se regula mediante los embalses del Sisga, Neusa, Guatavita y Muña a 21 metros cúbicos por segundo.

El programa de regulación adicional busca un mayor aprovechamiento del caudal durante riadas de corta duración, evitando que se presenten flujos con varios centenares de metros cúbicos de variación.

Las obras proyectadas son las siguientes :

- Realce de la cresta y del rebosadero de la presa del Sisga para aumentar su capacidad

de 100 a 200 millones de metros cúbicos.

- Instalación de una nueva unidad de bombeo en la estación de Sesquilé para duplicar la capacidad de bombeo de caudales del río Bogotá hacia el embalse de Guatavita.
- Construcción del embalse de Alto Muña, con un embalse de 200 millones de metros cúbicos aproximadamente.

El costo total estimado para estas obras es de \$440.7 millones y su período de construcción tiene una duración aproximada de cuatro años.

DISTRIBUCION

Durante el año se instalaron 877 transformadores con una capacidad de 125.471 kVA que comparadas con 102.357 kVA en 1972, muestra un aumento del 22.6 o/o en la potencia de transformación instalada. De este total 88.583 kVA corresponden al voltaje normalizado 208/120 V., con lo cual la capacidad de la nueva tensión pasó del 24.5 o/o al 29.42 o/o de la capacidad total de transformación del sistema que llegó a finales del año a 1.179.907 kVA.

El crecimiento del sistema de distribución de la Empresa, adicionalmente a lo que demuestran las cifras de capacidad de transformación, está indicado por las longitudes de redes de Media y Baja tensión construídas y recibidas en el año.

Areas 11.4 kV	124.275 Metros	73.414 Metros
Areas BT	244.116 Metros	165.393 Metros
Subterráneas 11.4 kV	26.891 Metros	24.267 Metros
Subterráneas BT	21.118 Metros	46.203 Metros
Reformas AT y BT	13.719 Metros	24.776 Metros
Ducteria	7.908 Metros	24.315 Metros

De los totales anteriores corresponden 23.963 metros a líneas aéreas de 11.4 kV y 77.494 metros a líneas de Baja Tensión construídas por Urbanizadores y que se incorporan al patrimonio de la Empresa.

En cuanto a obras para rehabilitación de Barrios Jóvenes se construyeron aproximadamente 40 kilómetros de redes de media y baja tensión, beneficiando a un total de 32.000 habitantes en el Distrito.

CENTRO DE DESPACHO

Durante 1973, con la asesoría de firmas consultoras, el Departamento de Planeación de la Empresa continuó los estudios y diseños encaminados a dotar a la Empresa de un moderno centro

de operaciones y despacho de carga con sus correspondientes sistemas de comunicaciones y protección, que por medio de telemetría y control remoto, permitirá aumentar la eficiencia en el uso de recursos energéticos y una mayor agilidad en atender la operación del sistema de distribución. Se ha previsto el uso de las más recientes tecnologías de mini-computadores para este fin.

MODERNIZACION DE REDES

Durante 1973 se activó el programa encaminado a modernizar y adecuar las redes de distribución primarias y secundarias de la Empresa.

Como parte de este programa, y con la financiación del BID, se contrato con un consorcio formado por las firmas Ingetec Limitada y J.G. White Engineering Corp. un estudio orientado al examen de las normas de diseño, equipamiento, construcción y operación de la Empresa para hacer recomendaciones que repercutan en mayor eficiencia de costos y aumentos en el nivel de calidad de servicio en cuanto a estabilidad de voltaje y confiabilidad.

Como parte de lo mencionado anteriormente, hacia finales del año se había recibido ya un equipo adquirido con el objeto de permitir que ciertos trabajos de distribución se puedan ejecutar "en caliente", es decir, con la línea energizada, evitando así interrupciones de servicio.

La modernización de red se ha llevado a cabo primordialmente en las zonas en las cuales el crecimiento notorio o la antigüedad de las redes existentes están produciendo notables deterioros en el servicio. En esos casos simultáneamente se prepara o se lleva a cabo efectivamente el cambio de voltaje para el consumidor a 120 voltios.

Dentro del programa de Modernización de Redes en el año de 1973 se realizaron trabajos que incluyeron el cambio de aproximadamente 140 kilómetros de red secundaria y 10 kilómetros de red primaria. La capacidad de transformación para los 25 barrios cubiertos por este programa, fue aumentada en un 52 o/o, lográndose con ello un total de 46.800 kW, los cuales sirven a 60.000 usuarios.

El costo total de la inversión fue de aproximadamente \$ 15.000.000.

ALUMBRADO PUBLICO

Durante el año se instalaron 1950 luminarias incandescentes, 4.531 de mercurio y 16 de lucalox. El "Plan de Cambios Incandescentes por Mercurio" se llevó a cabo en 25 barrios con un total de 4.773 luminarias de mercurio de 125 W. El 31 de diciembre de 1973 había instaladas 88.591 luminarias con una carga total de 19.836 kW discriminadas así :

Incandescentes	28.347
Mercurio	58.761
Lucalox (vapor de sodio)	1.483

Dentro del plan "Iluminación Vial" se dieron al servicio : Avenida 27 Sur Carrera 24-Calle 51 a 63, Calle 7a. Carrera 10a. a 14, Carrera 7a. Calle 100 a 109, Carrera 78 y Calle 22-B Carrera 40 a 43, así como también 23 parques y 100 canchas deportivas, con un total de 560 postes y 915 luminarias de 400 W.

Se cambiaron 164.301 bombillas incandescentes, de las cuales 124.492 fueron por cambio en grupo, 14.336 de mercurio y 934 lucalox para un gran total de 179.571.

ELECTRIFICACION RURAL

1. Zonas Cafeteras

De acuerdo a los contratos firmados entre la Federación Nacional de Cafeteros-Comité Departamental de Cafeteros de Cundinamarca y la Empresa en 15 de noviembre de 1967 y 23 de julio de 1973, con el objeto de dar servicio eléctrico a las zonas rurales cafeteras del Departamento de Cundinamarca, se construyó por parte del Comité de Cafeteros y con la interventoría de la Empresa un sistema eléctrico que hasta 31 de diciembre de 1973 está compuesto por 52.6 kilómetros de redes de subtransmisión a 34.5 kV; 516.7 kilómetros de líneas primarias de distribución a 13.2 y 7.6 kV; 579.6 kilómetros de línea de baja tensión y de 681 transformadores de distribución con una capacidad instalada de 8.745 KVA. Todo el sistema se alimenta a través de 4 subestaciones de 34.5/13.2 kV con una capacidad de 5.000 KVA. Actualmente se cuenta con 3.575 usuarios típicamente rurales; es de anotar que estas zonas están en su mayor parte formada por minifundios.

Se continúan los proyectos e interventorías sobre las nuevas zonas cafeteras a electrificar en las provincias de Rionegro, Gualivá y Cambao.

2. Zona Norte (CAR)

De otra parte a partir del mes de abril del presente año la Empresa comenzó a servir directamente la zona atendida eléctricamente por la CAR, mediante una negociación entre las dos entidades. El sistema comprado está compuesto por 290 kilómetros de redes de subtransmisión a 34.5 y 57.5 kV; 1.153 kilómetros de redes primarias de distribución a 13.2 y 11.4 kV; 966 kilómetros de redes de baja tensión y de 1.200 transformadores de distribución con una capacidad instalada de 25.255 kVA. Está alimentado por nueve subestaciones de 57.5 y 34.5 kV a 13.2 y 11.4 kV, con una capacidad de 22.750 kVA.

El servicio eléctrico se está prestando en 27 municipios y 6 inspecciones con un número de usuarios a fines de 1973 de 20.654 lo cual registra un aumento de 1.854 cuentas en el período de 10 meses de operado el sistema sobre las 18.973 cuentas recibidas.

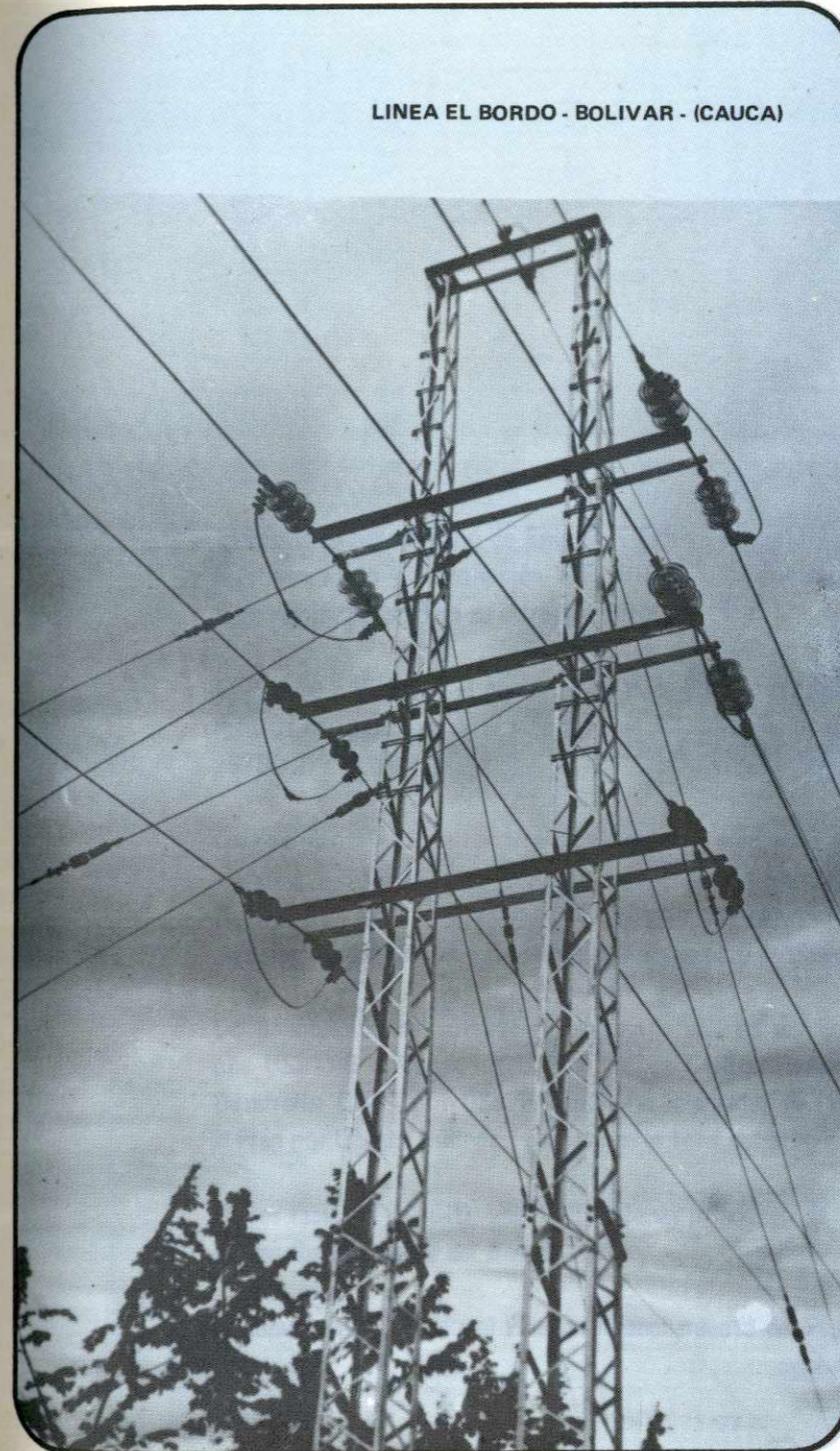
Para servir el alumbrado público en los municipios citados existen 6.000 luminarias de mercurio, de las cuales por necesidades de mantenimiento fue necesario cambiar 594 lámparas.

Por financiación directa de la Caja Agraria se electrificaron las Veredas de El Prado en Facatativá y Pasquilla en Usme. De acuerdo al contrato celebrado con la CAR se ejecutaron proyectos y se dió servicio eléctrico a 18 veredas.



CAPITULO IV

LINEA EL BORDO - BOLIVAR - (CAUCA)



DESCRIPCION GENERAL

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica estructuró e inició en marzo de 1971 el Plan de Subtransmisión y Distribución ICEL-BID, a cuya conclusión el país habrá fortalecido y extendido significativamente su infraestructura eléctrica.

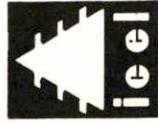
El Plan se realiza con el concurso de trece Empresas Filiales, extendiéndose a catorce Departamentos del país, con una inversión de 43 millones de dólares y un plazo de ejecución hasta 1976.

Originalmente el Plan contempla el diseño y ejecución de trabajos en 122 redes, 39 subestaciones y 106 líneas, pero teniendo en cuenta que los costos de los materiales, equipos y mano de obra han tenido elevaciones en el precio, fue necesario establecer prioridades en las obras a ejecutar, tomando como limitante el presupuesto establecido.

La financiación del programa comprende aportes del Gobierno Nacional a través de ICEL, por US\$11.9 millones, utilización de un Crédito Externo con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por US\$25.0 millones y aportes de las trece Electricificadoras incluídas en el Plan por US\$6.6 millones, para un valor total del programa de US\$43.5 millones.

De los recursos del BID, US\$16.0 millones provienen de fondos especiales y US\$9.0 millones de fondos ordinarios del Banco.

El cuadro No. 1 detalla el Plan de financiamiento del Programa.



PROGRAMA ICEL - BID
DETALLE POR CATEGORIAS EN US\$

CUADRO N° IV 1

	PRESUPUESTO Y PLAN DE FINANCIAMIENTO ACTUALIZADO											
	M.E.	M.N.	TOTAL	PRESTAMO BID				ICEL		ELECTRIFICACION		
				RECURSOS ESPECIALES		RECURSOS ORDINARIOS		M.E.	M.N.	M.E.	M.N.	M.N.
				M.E.	M.N.	M.E.	M.N.					
● INGENIERIA Y ADMINISTRACION	—	5.653.9	5.653.9	—	150.0	—	600.0	—	3.683.7	—	1.220.7	
● COSTO DIRECTO	13.447.1	20.539.4	33.986.5	7.938.1	6.981.5	5.509.0	2.170.5	—	5.565.2	—	5.822.2	
● GASTOS DE FINANCIAMIENTO	2.780.5	1.328.1	4.108.6	160.0	—	90.0	—	2.530.5	1.328.1	—	—	
● IMPREVISTOS	1.111.4	1.717.7	2.829.1	701.9	68.5	401.0	229.5	—	1.006.4	—	421.8	
TOTAL	17.339.0	29.239.1	46.578.1	8.800.0	7.200.0	6.000.0	3.000.0	2.530.5	11.582.9	7.464.7		

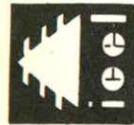
ME - MONEDA EXTRANJERA
MN - MONEDA NACIONAL



CONDICIONES DEL PRESTAMO BID AL PLAN ICEL-BID

CUADRO N° IV - 2

TIPO DE RECURSO DEL BID	PRESTAMO (MILES DE US. \$)	PERIODO DE GRACIA	CUOTAS SEMESTRALES DE AMORTIZACION	INTERESES AL AÑO	COMISION SERVICIO ANUAL	COMISION COMPROMISO ANUAL
● ESPECIAL EN DOLARES	16.000	4.5	32	3.25%	0.75%	0.75%
● ORDINARIO	9.000	4.5	32	8.00%	0.50%	2.00%
● EN FRANCO FRANCISES	2.400					1.25%
● DOLARES Y PESOS	6.600					



PLAN DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION
INVERSION ACUMULADA A JUNIO DE 1974

CUADRO N° IV-3
VALORES EN MILES US\$

CATEGORIAS Y SUBCATEGORIAS DE INVERSION	290/SF-CO		211/OC-CO		ICEL		ELECTR. MN
	ME	MN	ME	MN	ME	MN	
● INGENIERIA Y ADMINISTRACION INGENIERIA Y DIRECCION DE CONSTRUCCION ADMINISTRACION		150.0		570.7		545.6 1.087.2	95.7 267.6
● COSTO DIRECTO SUBTRANSMISION (LINEAS Y SUBESTACIONES) DISTRIBUCION (REDES) INSTALACIONES GENERALES	3533 1.774.8 502.3	319.1 535.0	866.3 1.548.2	42.8 111.9			
● GASTOS FINANCIEROS INT. Y COM. DE SERVICIO COMISION DE COMPROMISO BID INSPECCION Y VIGILANCIA	125.0		70.0		320.1 461.4	220.5 181.9	
TOTAL	2.755.4	1.004.1	2.484.5	725.4	781.5	2.035.2	363.3

m. de r.

VALORACION DEL IMPACTO SOCIAL DEL PLAN

Teniendo en cuenta que la extensión de los beneficios del suministro de energía eléctrica a zonas que carecían del servicio se venía haciendo con graves deficiencias del mismo, ICEL está llevando adelante este Plan, garantizando así la disponibilidad de obras básicas de infraestructura y orientado fundamentalmente a favorecer a la población residente fuera de los cuatro grandes centros urbanos del país.

Puede decirse que el Plan ICEL-BID es la primera etapa del Plan Nacional de Electrificación Rural.

Los beneficios del Plan son difícilmente cuantificables, por las formas diferentes en que estos aparecen y por su compleja interrelación. Es necesario tener en cuenta que la disponibilidad de energía eléctrica repercute en facilidades para el establecimiento de programas de salud, educación, industrialización, turismo, tecnificación de labores agrícolas y por tanto, mejoramiento de la productividad.

POBLACION BENEFICIADA

Considerando el área de influencia de cada obra y el mantenimiento de los parámetros técnicos mínimos, se establecieron tres áreas de influencia.

- Para redes de distribución la influencia cubre el casco urbano.
- Se considera también como población beneficiada, la ubicada en zonas aledañas a la línea teniendo en cuenta la limitación técnica de 25 Km. para las líneas a 13.2 kV.
- Para líneas de subtransmisión a voltajes superiores a 13.2 kV, con subestación en el extremo o en el tramo, la influencia se extiende sobre un área circular de 25 kilómetros de radio.

Los porcentajes de población total beneficiada, referidos a la población del Departamento, sin incluir la población de las capitales, son :

Antioquia	:	22 o/o
Atlántico	:	100 o/o
Bolívar	:	63 o/o
Boyacá	:	17 o/o
Cauca	:	33 o/o
Córdoba	:	48 o/o
Cundinamarca	:	11 o/o

Huila	:	80 o/o
Magdalena	:	47 o/o

Los datos con respecto a la totalidad del país son :

Población total beneficiada	:	5'000.000 habitantes
Beneficio directo	:	3'657.000 habitantes
Beneficio indirecto	:	1'349.000 habitantes
Población del país (sin Bogotá, Barranquilla, Medellín y Cali)	:	17'470.000 habitantes

ESTADO DE LOS ESTUDIOS Y AVANCE DE LAS OBRAS

Se considera que la totalidad de los diseños estarán culminados y aprobados a finales de noviembre de 1974.

OBRAS

El programa de construcción de obras del Plan sufrió desde sus comienzos un retraso apreciable, debido especialmente al retardo en el suministro de materiales. Aunque el ritmo de trabajo entre el período de 1973 a 1974 ha sido en general importantes, se presentan aún demoras para el cumplimiento del programa en el tiempo previsto (hasta 1976).

Sin embargo, lo anterior ha sido contrarrestado por la ejecución de las obras de mayor prioridad, aspecto en el cual las Electrificadoras han estrechado su colaboración.

La mayor parte de las obras están siendo ejecutadas por parte de las Electrificadoras en base a los siguientes factores :

Las Electrificadoras están capacitadas para construir líneas, redes y subestaciones. Los trabajos ejecutados hasta el momento han sido plenamente satisfactorios.

Como las obras del Plan serán incorporadas al patrimonio de las Electrificadoras, existe gran interés por parte de las Filiales para que estas sean de la mayor calidad posible. Este aspecto ha permitido perfeccionar los métodos de construcción de común acuerdo entre ICEL y sus Filiales.

En la actualidad se han terminado treinta y cinco líneas de subtransmisión y veintinueve redes de distribución. Además, se encuentran en etapa de construcción nueve líneas de subtransmisión y seis redes de distribución.

Porcentualmente el avance en obras corresponde a un 39 o/o del total de longitud a construir en líneas, el cual es de 2.004 kilómetros y a un 15 o/o del total de 2.266,2 kilómetros de redes.

EL APOORTE TECNOLOGICO

Simultáneamente con la iniciación del Plan ICEL-BID, el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica publicó y puso en vigor las Normas para Sistemas de Subtransmisión y Distribución, las cuales han venido rigiendo los procedimientos de diseño y construcción de los proyectos de líneas, redes y subestaciones.

El trabajo diario con las Normas en los proyectos de 112 redes de distribución, 2.004 líneas de transmisión y subtransmisión y de 32 subestaciones, ha permitido ir probando en la práctica todos los procedimientos y disposiciones y acumular invaluable experiencia para la Ingeniería Colombiana.

El Instituto ha venido seleccionando y valorando todas las observaciones hechas por parte de los ingenieros vinculados a los diseños y a la construcción, y en este momento tiene prácticamente lista la edición de la primera revisión, la cual significa una mejora sustancial al material original y una extensión notable de su alcance.

Es un hecho que estas Normas, cuya publicación ha marcado un hito en el desarrollo de la ingeniería colombiana, irán siendo perfeccionadas en la medida en que se profundice su aplicación.

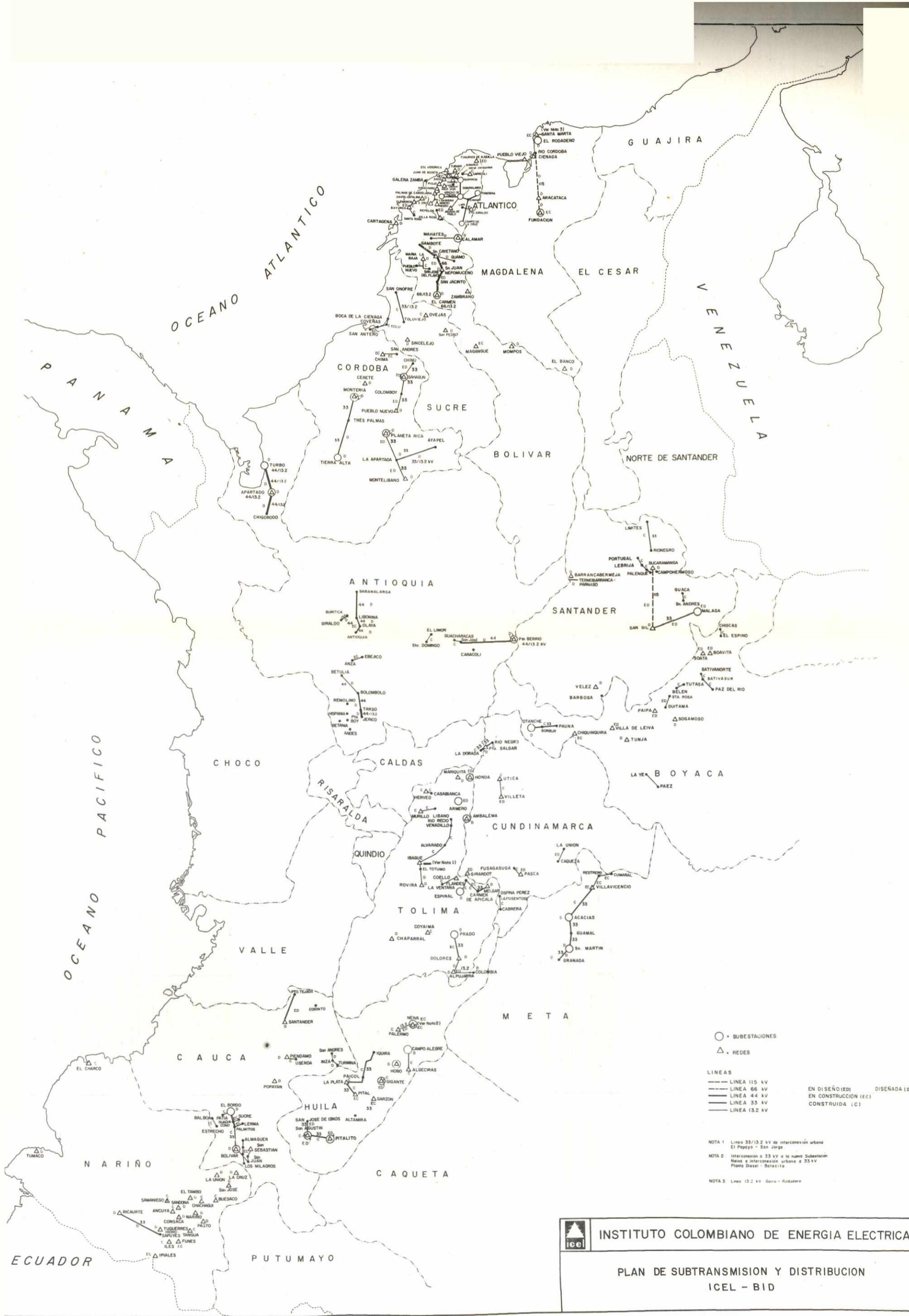
A la conclusión del Plan ICEL-BID en el año 1976 los ingenieros colombianos dispondrán, por lo tanto, de un material normativo muy perfeccionado, confrontado con la práctica en todos sus aspectos y absolutamente confiable.

Los procedimientos para investigaciones y diseños y las disposiciones sobre construcción, casi todos ellos de aplicación totalmente novedosa en Colombia, están señalando resultados positivos por cuanto están permitiendo una disminución sensible en los costos de los proyectos, y por consiguiente un aumento del alcance del Plan.

Se están utilizando al máximo los criterios de diversidad, los aspectos climáticos, la influencia de las costumbres y de las tendencias en el uso de la energía. Además, se está haciendo evaluación cuidadosa del estado y grado de aprovechamiento de las instalaciones existentes para los nuevos diseños, todo ello orientado a optimizar económicamente los proyectos.

EL APOORTE ECONOMICO Y LA GENERACION DE TRABAJO

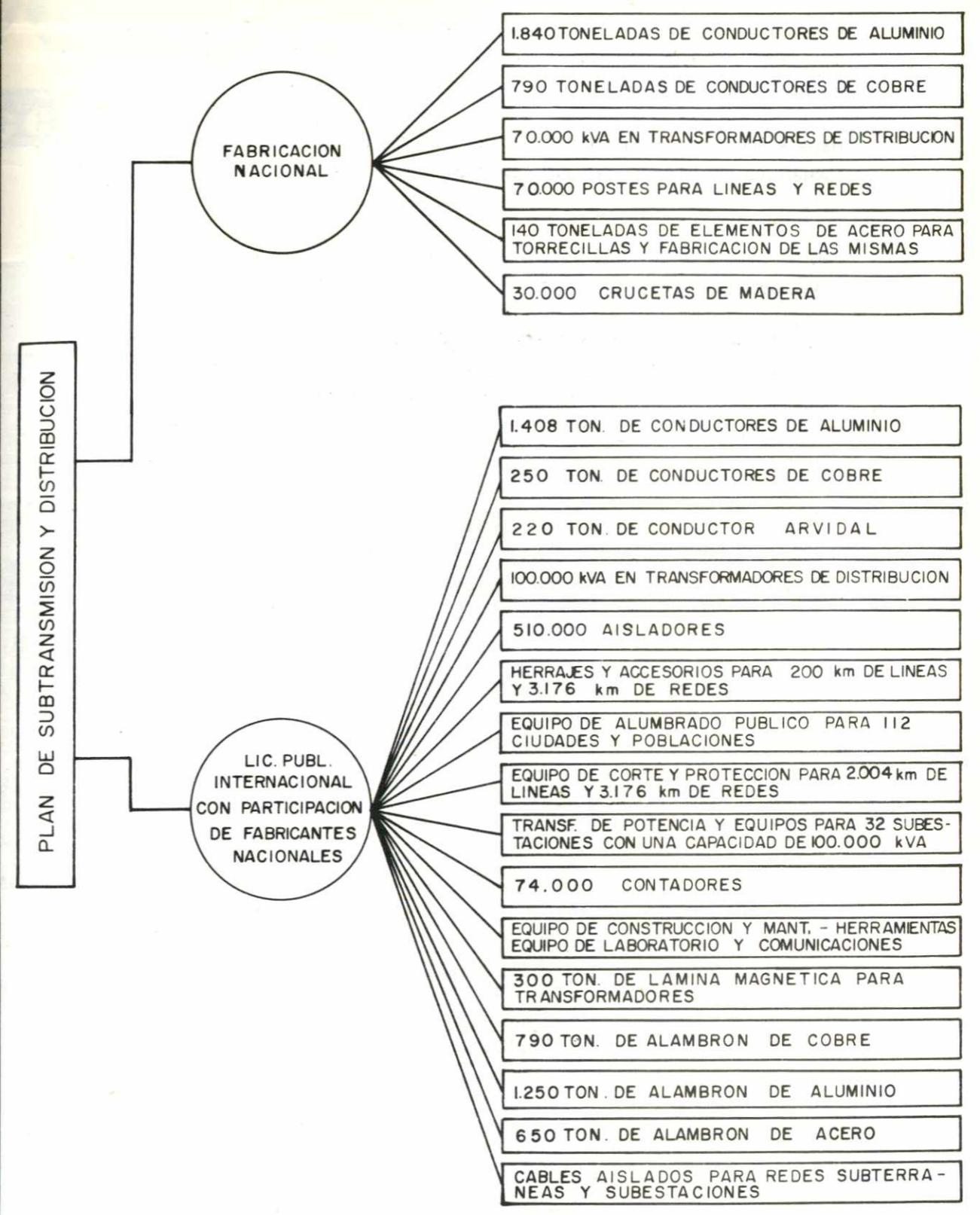
La totalidad de los trabajos de diseño y construcción requeridos para la ejecución del Plan de Subtransmisión y Distribución están a cargo de personal colombiano. En este aspecto, el



○ SUBESTACIONES
 △ REDES
 LINEAS
 — LINEA 115 kV
 — LINEA 66 kV
 — LINEA 44 kV
 — LINEA 33 kV
 — LINEA 13.2 kV

EN DISEÑO (ED) DISEÑADA (D)
 EN CONSTRUCCION (EC) CONSTRUIDA (C)

NOTA 1: Línea 33/13.2 kV de interconexión urbana El Papayo - San Jorge
 NOTA 2: Interconexión a 33 kV a la nueva Subestación Nueva e interconexión urbana a 33 kV Planta Diesel - Batecilla
 NOTA 3: Línea 13.2 kV Gona - Roadero



MATERIALES Y EQUIPOS PARA EL PLAN DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION

Plan está contribuyendo efectivamente a la generación de fuentes de trabajo para un elevado número de Ingenieros, Auxiliares de Ingeniería, Dibujantes, Calculistas y Obreros calificados y no calificados.

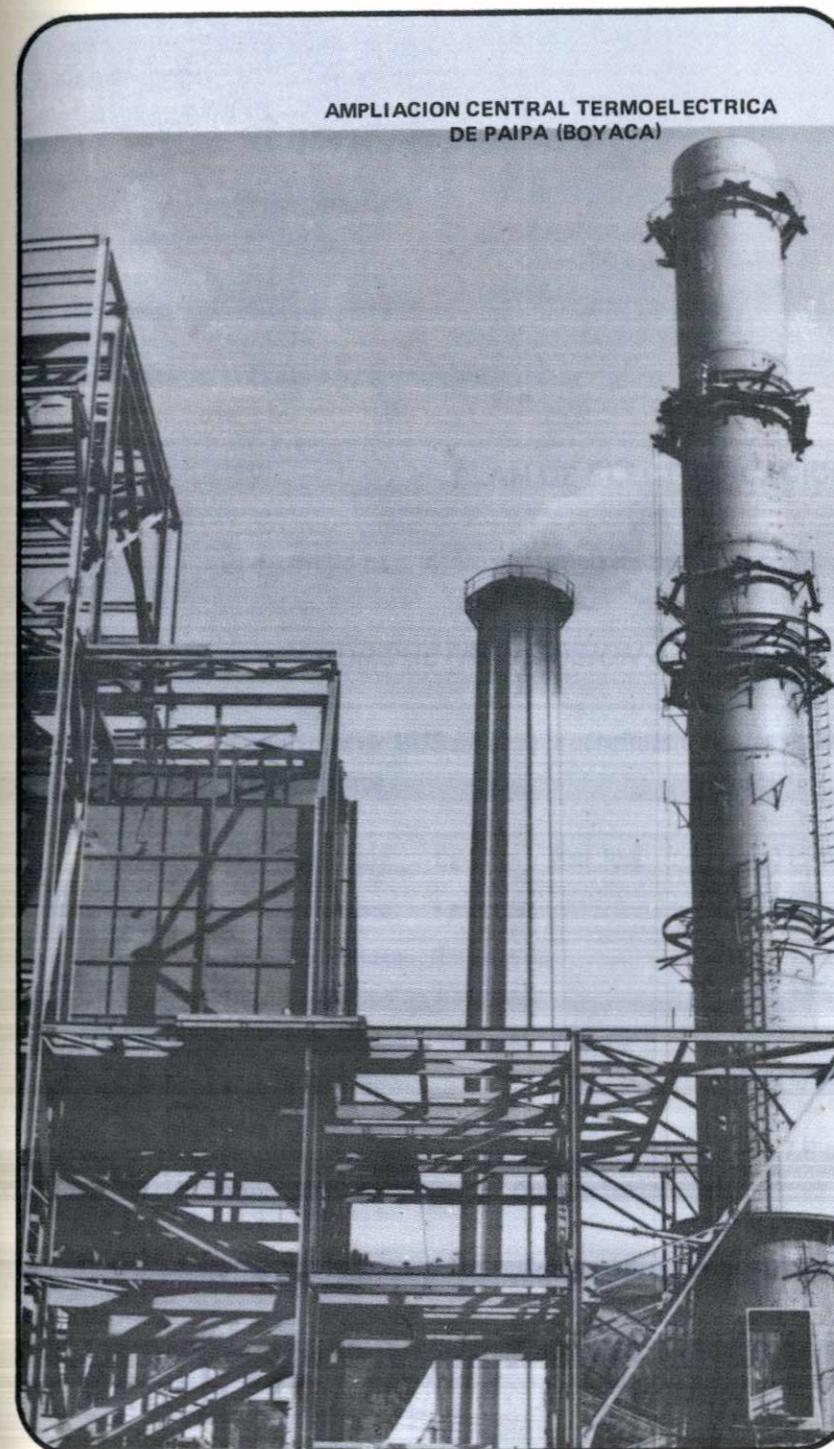
Hasta el momento, se han firmado contratos de diseño con quince firmas de Ingeniería de consulta por un valor de 29.6 millones de pesos y con once Electricificadoras por otros 4 millones.

Para los trabajos de construcción de las obras previstas en el Plan, se firmarán contratos con firmas nacionales y con Empresas Electricificadoras por un valor de \$247 millones.

Estas cifras señalan el beneficio directo que implica el Plan de Subtransmisión y Distribución para la Ingeniería nacional. Por otra parte, el monto de los contratos en diseño y construcción y por consiguiente, el volumen de trabajo que ellos generan para un número considerable de personas, amplía notoriamente el alcance y las repercusiones socio-económicas del Plan.



CAPITULO V



AMPLIACION CENTRAL TERMoeLECTRICA
DE PAIPA (BOYACA)

**otros
planes
del
icel**

PLAN DE ELECTRIFICACION DE NARIÑO (ICEL-IFI-KFW)

El desarrollo de este Plan contempla las siguientes obras:

LÍNEAS DE SUBTRANSMISION A 34.5 KV. :

A principios de 1973 se inició la construcción de las siguientes líneas, con una longitud total de 118 kilómetros :

- Río Mayo - La Cruz - San José : 36.0 kilómetros
- Río Mayo - La Unión : 12.5 kilómetros
- Catambuco - La Laguna : 23.5 kilómetros
- El Encano - La Cocha : 46.0 kilómetros
- Catambuco - Sandoná - Ancuyá : 46.0 kilómetros
- Samaniego : 46.0 kilómetros

El costo total de las anteriores líneas asciende a \$ 7.0 millones y suministrarán energía a los principales municipios del departamento.

LÍNEAS DE SUBTRANSMISION A 13.2 KV. :

En desarrollo de este programa se construirán 230 kilómetros de líneas de subtransmisión a

13.2 kV, con una inversión total de \$10.7 millones. Estas líneas deberán quedar terminadas en su totalidad a finales de 1975 .

Las líneas contempladas en este programa suministrarán energía a las localidades de San José, San Bernardo, El Tablón, La Unión, Tamínango , San Lorenzo, Berruecos, Pasto, Julio Bravo, Chachaguá, Aeropuerto, Nariño, Florida, Tambo, El Peñol, Matituy, Sandoná, Consa cá, Ancuyá, Linares, Samaniego, La Llanada, Soto Mayor, Tangua, Yacuanquer, Ospina, Imues Funes, Gualmatán, Pupiales, Iles, Ipiales, Las Lajas y Potosí.

SUBESTACIONES A 115 kV. :

Se encuentran actualmente en ejecución las siguientes subestaciones, con una inversión de \$42.4 millones :

SUBESTACION	Capacidad De transformación MVA	Voltajes kV	Terminación
Ampliación Subestac. Pasto (Dos módulos de 115 kV)	30.0	115/34.5/13.2	1974
Catambuco	27.5	115/34.5/13.2	1974
Ipiales	20.0	115/34.5/13.2	1975

SUBESTACIONES RURALES A 34.5/13.2 kV. :

Para reducir la tensión de las líneas a niveles de distribución, se están construyendo en la actualidad subestaciones en Río Mayo, Sapuyes, Julio Bravo, La Unión, San José, La Cruz, Nariño, Tangua, Sandoná, Ancuyá y Pupiales, con una capacidad total de 21 MW y una inversión de \$12 millones las cuales entrarán en operación el segundo semestre de 1974.

PLAN DE ELECTRIFICACION DEL DEPARTAMENTO DEL CHOCO

El Departamento del Chocó quedó integrado al sistema eléctrico central con la entrada en operación de la línea Bolombolo-Quibdó aislada a 115 kV y la subestación Quibdó, 115/33/13.2 kV con capacidad inicial de 10 MVA. El Plan de Electrificación del Departamento del Chocó, es un complemento del proyecto anterior y contempla la construcción de un sistema de Subtransmisión y Distribución que llevará energía a la Provincia de San Juan, al sur de Quibdó.

El desarrollo de este plan incluye las siguientes obras :

LÍNEAS DE SUBTRANSMISION A 34.5 kV :

- Quibdó - Yuto, dos circuitos 34.5 kV, un circuito 13.2 kV, longitud de 24 kilómetros.
- Yuto - Cértegui, dos circuitos 34.5 kV, longitud 22 kilómetros.
- Cértegui - Torre 41, dos circuitos 34.5 kV, un circuito 13.2 kV, longitud 9 kilómetros.
- Cértegui - Las Animas, un circuito 34.5 kV, un circuito 13.2 kV, longitud 11 kilómetros.
- Istmina - Andagoya, un circuito 34.5 kV, un circuito 13.2 kV, longitud 7.5 kilómetros.
- Las Animas - Istmina, un circuito 34.5 kV, longitud 18 kilómetros.

LÍNEAS DE SUBTRANSMISION A 13.2 kV :

- Torre 41 - La Vuelta - Lloró, longitud 13 kilómetros.
- Torre 41 - Bagadó, longitud 24 kilómetros.
- Las Animas - Tadó, longitud 8 kilómetros.
- Andagoya - Condoto, longitud 8.5 kilómetros.
- Condoto - Nóvita, longitud 16 kilómetros.
- Andagoya - Bebedó, longitud 26 kilómetros.

REDES DE DISTRIBUCION

- Yuto, 1.662 habitantes, longitud 2.5 kilómetros.
- Lloró, 710 habitantes, longitud 2.5 kilómetros.
- La Vuelta, 822 habitantes, longitud 2.5 kilómetros.
- Las Animas, 3.600 habitantes, longitud 1.3 kilómetros.
- Tadó, 2.650 habitantes, longitud 4.2 kilómetros.
- Cértegui, 4.200 habitantes, longitud 3.5 kilómetros.
- Istmina, 4.960 habitantes, longitud 9 kilómetros.
- Chichichoque, longitud 1.3 kilómetros.
- Bebedó, 1.560 habitantes, longitud 2.3 kilómetros.
- Condoto, 6.470 habitantes, longitud 6.6 kilómetros.
- Opogodó, 1.290 habitantes, longitud 2.8 kilómetros.

- Andagoyita, longitud 2.2 kilometros.
- Bagadó, 990 habitantes, longitud 2.2 kilómetros.
- Nóvita, 1.030 habitantes, longitud 3.0 kilómetros.
- San Lorenzo, 312 habitantes, longitud 0.7 kilómetros.

SUBESTACIONES :

- Cértegui, capacidad 600 KVA, tensiones 34.5/13.2 kV, cuatro salidas, alimentará a Cértegui, Las Animas, Tadó, La Vuelta, Lloró y Bagadó.

COSTOS Y FINANCIACION

El costo total del Plan de Electrificación del Chocó asciende a \$53.0 millones, representado en : \$27.5 millones en líneas de Subtransmisión, \$3.8 millones en Redes de Distribución, \$1.8 millones en Subestaciones y \$11.55 millones en el Plan de Electrificación Rural para este Departamento.

La financiación de este programa se ha previsto en la siguiente manera :

La Compañía Mineros Colombianos se ha comprometido a financiar el 40 o/o, dentro del esquema financiero del Plan Nacional de Electrificación Rural se han incluido el 20 o/o e ICEL entrará a aportar con cargo a partidas de presupuesto nacional ya solicitadas, el 40 o/o.

ESTADO ACTUAL

Se ha adjudicado la licitación para los estudios del plan, previéndose su culminación para el mes de Marzo de 1975. La construcción se iniciará en el segundo semestre de 1.975 y terminará a finales de 1.976.

PROGRAMA DE ELECTRIFICACION DE URABA - DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA

1. DESCRIPCION

El Plan de Electrificación de Urabá nació en base a la necesidad de proporcionar un servicio estable y continuo de energía eléctrica a la zona de Urabá en el departamento de Antioquia, satisfaciendo las necesidades en esta materia a una vasta región del noroccidente antioqueño.

La financiación del Plan de Electrificación de Urabá estriba en los fondos aportados

por el Plan Complementario del Departamento de Antioquia, por traslados de equipos no utilizados en el Antiguo Préstamo Francés, Tercera Ampliación del Préstamo Francés Plan ICEL - BID y de la Federación de Cafeteros.

El Programa se basa en lo siguiente :

Construcción de una línea de transmisión a 110 kV desde la Subestación Santa Fé de Antioquia hasta Apartadó, la cual queda alimentada a través de la línea Belén-Santa Fé de Antioquia construída por ICEL.

Esta línea tendrá subestaciones intermedias en Santa Fé de Antioquia y Frontino y además subestaciones satélites en Chigorodó, Dabeiba y Turbo.

A continuación enumeramos únicamente las obras financiadas por el llamado Plan Complementario:

1.1	Estudio de factibilidad	COL\$ 490.000,00
1.2	Diseño y pliegos de licitación Línea Santa Fé - Frontino	COL\$ 600.000,00
1.3	Diseño y pliegos de licitación Línea Frontino - Apartadó	COL\$ 2.016.000,00

2. TRAMO LINEA DE TRANSMISION SANTA FE - FRONTINO

Tension	:	110 kV
Conductor	:	ACSR Flicker 477 MCM
Longitud	:	52.5 Kilómetros
Circuitos	:	Uno (1)
Capacidad de transporte	:	35 MW
Inversión	:	\$ 24.750.000

2.1 Tramo línea de transmisión Frontino - Apartadó

Tensión	:	110 kV
Conductor	:	ACSR Flicker 477 MCM
Circuitos	:	Uno (1)

Longitud aproximada	:	160 Kilómetros
Capacidad de transporte	:	25 MW
Inversión aproximada (\$550.000/Km)	:	\$88.000.000

3. SUBESTACIONES

3.1 Subestación Santa Fé de Antioquia

Equipo de corte y medida 110 kV

Equipo de control parte 115 kV

3.2 Subestación Frontino

Equipo de corte y medida 110 kV

Transformador 12.5-15 MVA 115/44 kV

Equipo de corte y medida 44 kV

Celdas de acople y salida 13.2 kV

Equipo de mando y control

Servicios auxiliares

3.3 Subestación Apartadó

Equipo de corte y medida 110 kV

Transformador de potencia 20 MVA 110/44 kV

Equipo de mando y control

Parte de 115 kV

3.4 Subestación Dabeiba

Equipo de corte y medida 44 kV

Transformador de potencia 44/13.2 kV

Equipo de corte y medida 13.2 kV

Equipo de mando y control

Servicios auxiliares

3.5 Subestación Chigorodó

Equipo de corte y medida 44 kV

Transformador de potencia 44/13.2 kV y 3.75 MVA

Equipo de corte y medida 13.2 kV

Equipo de mando y control

Servicios auxiliares

Los anteriores equipos para subestaciones fueron adjudicados a Siemens FOB puerto de embarque europeo por una suma de \$29.000.000.

Nota : Esta adjudicación no incluye, soporte de equipo, pórticos, barrajes de alta tensión, - cableado de control, potencia, supervisión técnica, obras civiles ni montaje.

PLAN CESAR - GUAJIRA

ICEL se encuentra elaborando un plan maestro de electrificación para los Departamentos del Cesar y la Guajira, como complemento a los programas que se encuentran actualmente en ejecución.

Estos departamentos están servidos por las Electrificadoras del Cesar y de la Guajira, filiales del Instituto. El suministro de energía en estas zonas se ha basado hasta el presente en generación local aislada, por medio de unidades Diesel operadas casi exclusivamente para satisfacer los servicios residencial y de alumbrado público. Esta limitación se ha debido principalmente al alto costo del combustible que es un factor determinante en la limitación de las horas de trabajo de las unidades y no a la falta de demanda industrial.

El objetivo básico del Plan es crear una infraestructura eléctrica que resuelva los problemas de suministro, mejorando las condiciones económicas de la zona, que impulse y fomente el progreso de regiones en desarrollo, incorporando así a la vida económica del país zonas que hasta ahora han quedado marginadas. Los proyectos que han sido realizados y se encuentran en operación son las líneas de Valledupar-Codazzi a 34.5 kV y Valledupar-Robles-San Diego a 13.2 kV, además de un incremento en capacidad generadora en Valledupar de 5.000 kW, conformando así el primer sistema eléctrico en la zona.

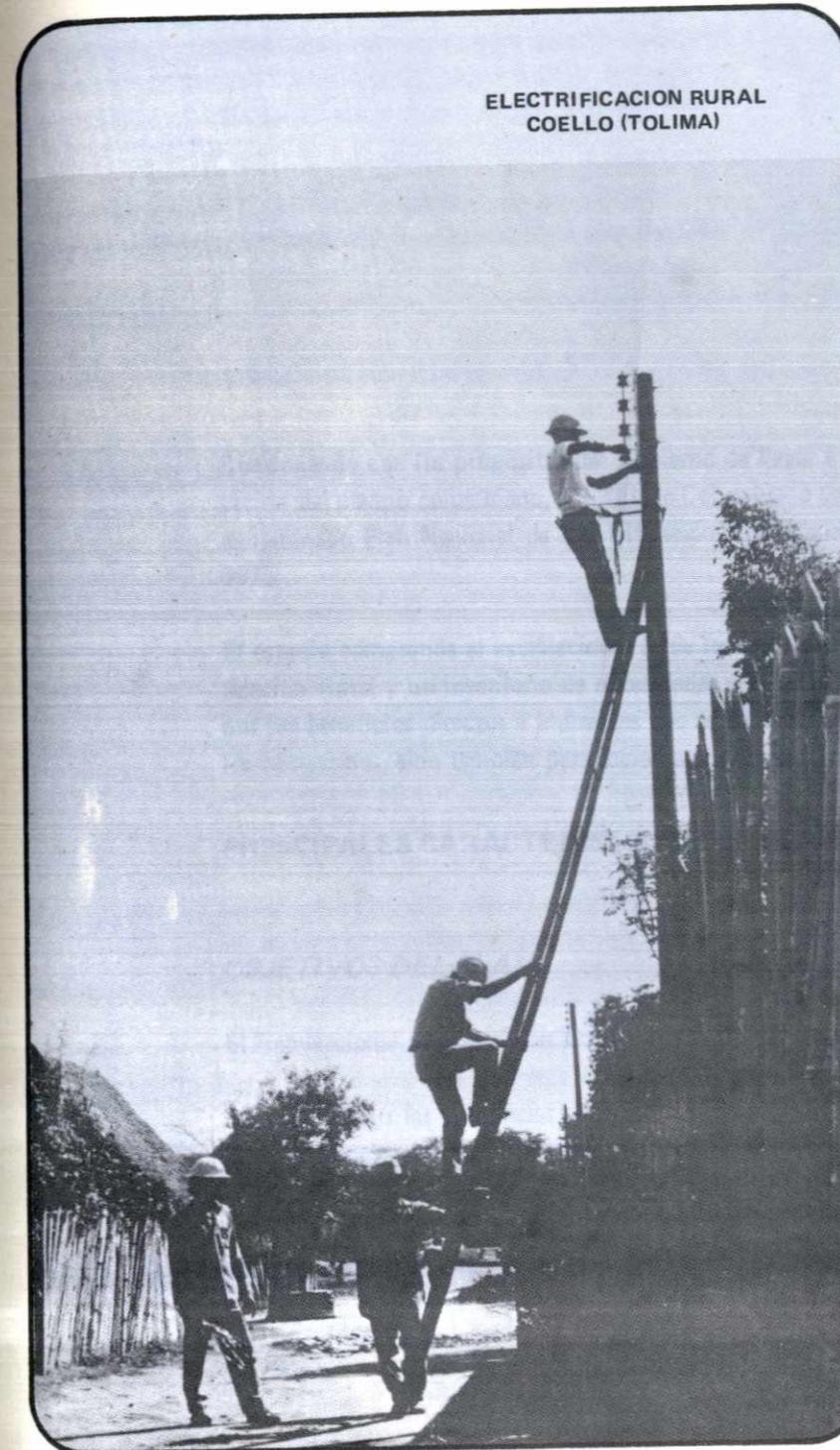
En la Guajira se concluyó recientemente la construcción de las redes de distribución en 18 localidades, se ha mejorado ostensiblemente el sistema eléctrico con la construcción de varias líneas de subtransmisión a 34.5 kV y a 13.2 kV; todas las líneas están actualmente energizadas a 13.2 kV, pudiéndose afirmar que para completar el sistema eléctrico del sur del Departamento sólo falta acometer la construcción de las líneas: Valledupar - Villanueva y San Juan del Cesar - Fonseca. En la zona del norte que hasta ahora ha estado abandonada en todos los planes de electrificación, se ha estudiado la conveniencia de construir la línea Riohacha-Maicao que permitirá además desarrollar zonas de vital importancia como Manaure y Uribia, y al mismo tiempo sería el paso fundamental para pensar en la futura interconexión de todo el sistema eléctrico de la Guajira. Este plan liberaría las plantas Diesel de las poblaciones interconectadas que pueden trasladarse a otras localidades, como las del extremo norte del Departamento para crear en ellas la infraestructura necesaria para su futura integración.

El Plan para el departamento del Cesar se dividió básicamente en 3 centros de carga principales. La región de Valledupar que se alimentará de la futura línea a 220 kV Fundación-Valledupar. La zona de Bosconia-El Copey que por estar geográficamente más cerca de Fundación se ha propuesto alimentarla desde esta ciudad o alternativamente, mediante una subestación 220/34,5 kV localizada en El Copey. Por último aparece la zona centro y sur del departamento que se alimentará mediante la línea a 115 kV Convención - Ayacucho - Curumani parcialmente financiada por la Empresa Colombiana de Petróleos. Además, se reforzaría la línea de transmisión Ocaña - Aguachica - Gamarra para asegurar el suministro al sur del Cesar.

El desarrollo del plan exigirá inversiones del orden de \$400 millones durante su período de ejecución y se estima que para 1980 esté totalmente operativo. Paralelamente a la creación de infraestructura eléctrica básica, se acometerían programas de electrificación rural para estas zonas que permitirían la modernización de los procesos agrícolas tan importantes - en estas zonas.



ELECTRIFICACION RURAL
COELLO (TOLIMA)



**plan
nacional
de
electrificación
rural**

Continuando con los propósitos del Gobierno de llevar a cabo un vasto programa de electrificación del campo colombiano, el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica auspició el estudio denominado Plan Nacional de Electrificación Rural, que culminó en el mes de diciembre de 1973.

El estudio comprende el establecimiento de las políticas y metas del Plan Nacional de Electrificación Rural y un inventario de necesidades y posibles soluciones, así como su justificación por los beneficios directos e indirectos que se obtienen no solo para elevar el nivel de vida de los campesinos, sino también para incrementar la economía nacional.

PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL PLAN NACIONAL DE ELECTRICACION RURAL

OBJETIVOS DEL PLAN

El Plan Nacional de Electrificación Rural busca la satisfacción de los siguientes objetivos:

- Disminuir las diferencias entre el nivel de servicio de energía eléctrica rural y el urbano en el país y complementar la prestación de otros servicios rurales.
- Elevar el nivel de vida de la población rural y contribuir a la orientación adecuada de las corrientes migratorias en el país.
- Proporcionar el aumento de la productividad del sector agropecuario y en especial de

las zonas agrícolas, cuya producción sea exportable.

- Sustituir el consumo de recursos energéticos que actualmente se utilizan en el agro por energía eléctrica, más económica.

POLITICAS DEL PLAN

Para el logro de tales objetivos el Plan ha sido estructurado de acuerdo con las siguientes políticas :

- Utilizar sistemas de subtransmisión actuales y futuros como base para la electrificación de zonas rurales.
- Emplear recursos públicos y privados de acuerdo con el beneficio de los proyectos. En cuanto al resto de la financiación necesaria se considera el crédito a los usuarios y el aporte de las comunidades cuando la capacidad económica de estos le permita.
- Reducir los costos de los proyectos con base en la utilización de materiales económicos y la normalización de la construcción.
- Servir prioritariamente a los consumidores con menores costos por usuario y mayores beneficios netos sociales, de tal manera que logre una utilización óptima de los recursos.

METAS DEL PLAN

El Plan consiste esencialmente en proporcionar energía eléctrica a los habitantes rurales carentes actualmente de ese servicio, por medio de la extensión de los sistemas eléctricos del país hacia los núcleos, veredas y viviendas dispersas clasificados como rurales, es decir donde sus habitantes se dedican esencialmente a actividades agropecuarias y habitan a lo sumo en centros de 2.500 habitantes.

Los proyectos a realizar en una primera etapa permitirán llevar el servicio eléctrico a 228.000 usuarios rurales, o sea el 20 o/o de las necesidades totales de electrificación en el área de jurisdicción del primer desarrollo del Plan; tales proyectos incluyen :

- Las remodelaciones y ampliaciones de los sistemas eléctricos existentes.
- La construcción de 9.900 kilómetros de líneas rurales de subtransmisión, alimentadores y circuitos primarios.
- La construcción de 3.200 kilómetros de circuitos mixtos.
- La construcción de 19.400 kilómetros de circuitos secundarios.

- La instalación de 160 MVA en transformadores de distribución.
- La construcción de las instalaciones eléctricas interiores de 228.000 viviendas rurales.

LOCALIZACION DEL PLAN

El primer desarrollo del Plan Nacional de Electrificación Rural se fundamenta en los sistemas de subtransmisión de energía eléctrica existentes o prospectados en diez y ocho (18) departamentos del país, a saber : Nariño, Cauca, Huila, Tolima, Cundinamarca, Meta, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Antioquia, Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Cesar, Guajira, Magdalena y Chocó. El resto de los Departamentos, Comisarías e Intendencias del país no se incluyeron, o porque cuentan con empresas regionales que están adelantando programas específicos de electrificación rural, o porque carecen de la infraestructura eléctrica previa necesaria para extender el servicio eléctrico existente hacia las zonas rurales. Ver mapa anexo.

ALCANCE SEGUN DEPARTAMENTOS

La primera etapa del Plan tendrá su mayor énfasis en Boyacá, Cundinamarca, Tolima y Antioquia. Siguen según el número de usuarios por electrificar los departamentos de Nariño, Cauca y Santander. Por último, aunque no menos importantes según las necesidades y posibilidad relativas de electrificación, se encuentran los departamentos de Córdoba, Bolívar, Huila, Norte de Santander, Sucre, Cesar, Magdalena, Guajira, Atlántico, Meta y Chocó.

El gráfico No. VI-1 muestra el énfasis del primer desarrollo del Plan en cada departamento y el estado de identificación de los proyectos necesarios para atender el número de usuarios del Plan. El resumen nacional de estado actual de tales proyectos es el siguiente :

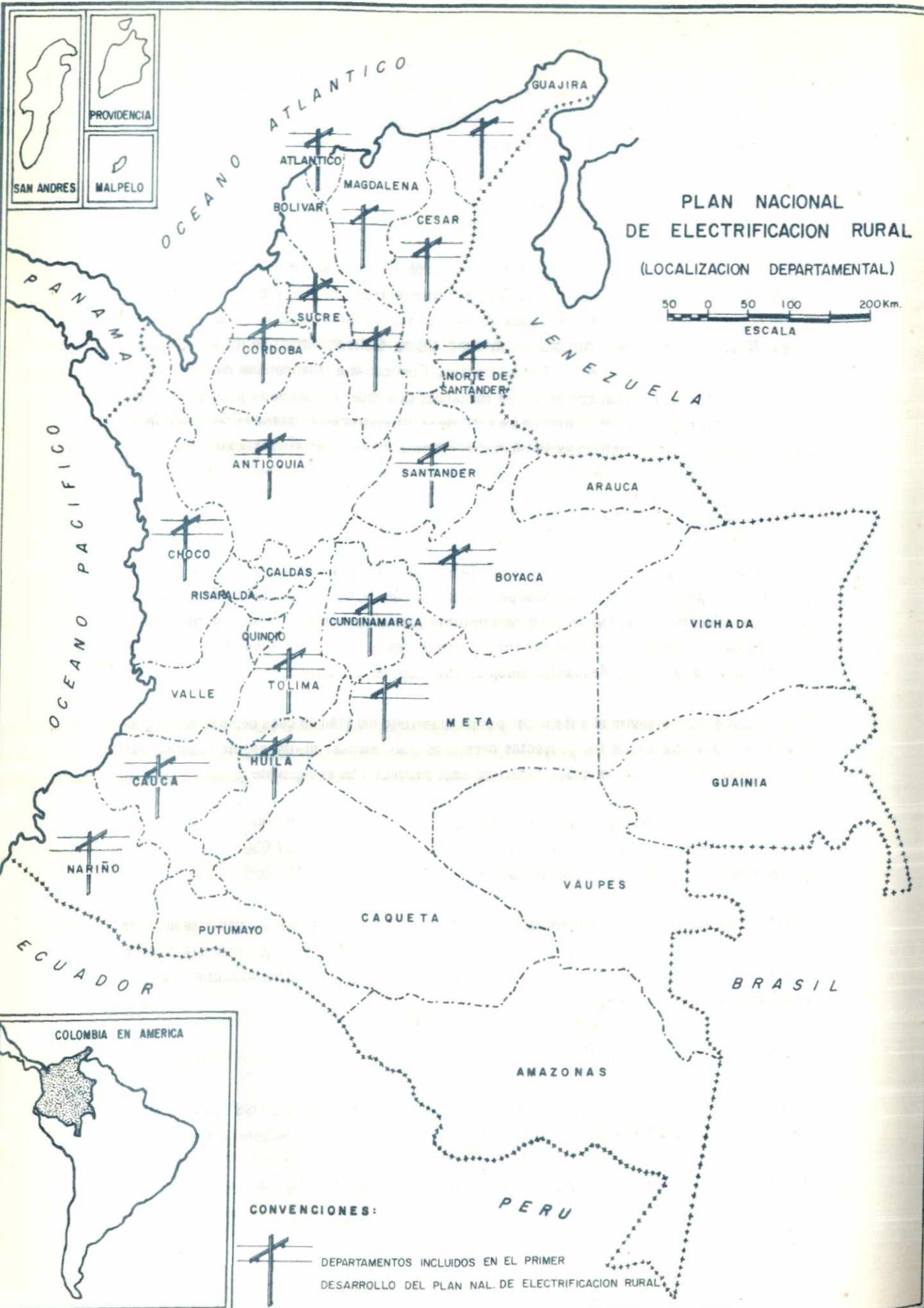
No. de usuarios con obras en etapa de prediseño	:	88.000
No. de usuarios con proyectos identificados	:	37.000
No. de usuarios con proyectos por identificar	:	103.000

El estimativo de inversiones requeridos por la primera etapa en cada departamento se muestra en el gráfico No. VI-2 en millones de pesos del año 1972, sin contar la carga financiera durante el período de su ejecución. Las inversiones muestran énfasis por departamento similar al alcance del Plan en cada uno de ellos.

LAS INVERSIONES TOTALES

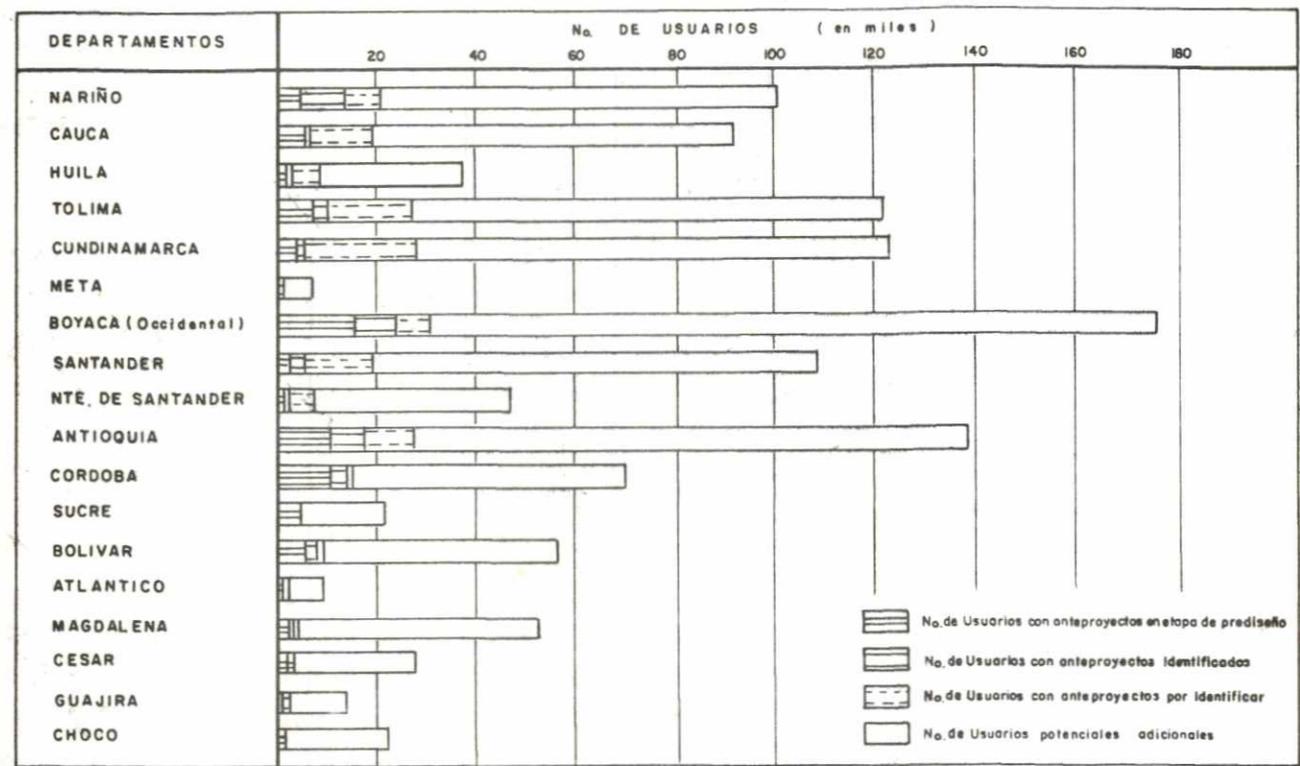
El costo total de los proyectos de la primera etapa del Plan asciende a US\$110,7 millones, de los cuales US\$6,1 millones representan la carga financiera durante la construcción.

El 20 o/o de las inversiones requeridas será aportado por el ICEL, las electrificadoras y los



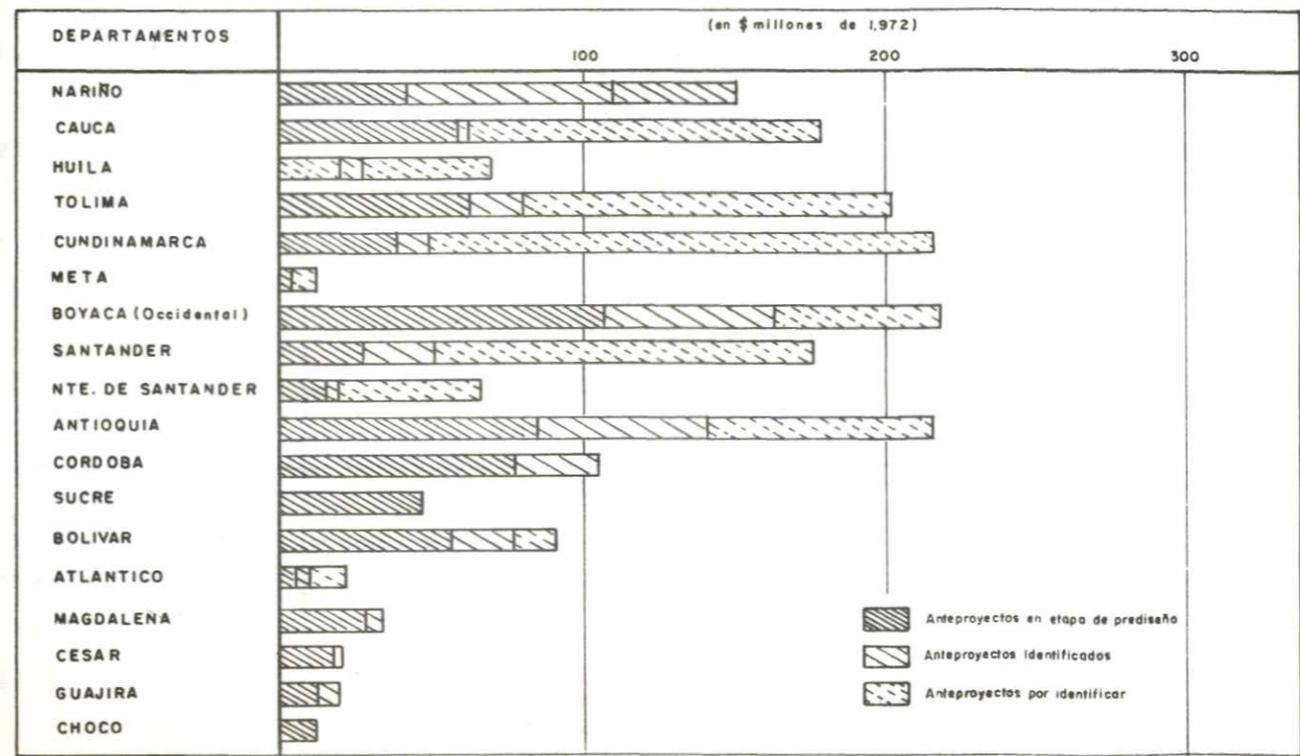
ALCANCE DEL PNER/DPTOS.
(USUARIOS POTENCIALES Y NIVEL ADOPTADO DEL PNER.)

GRAFICA N° VI - 1



COSTOS DEL PNER/DPTOS.

GRAFICA N° VI - 2





PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMACION DE INVERSIONES

CUADRO N° VI-4
VALORES EN MILES (US \$)

CONCEPTO		PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	TOTAL
INGENIERIA Y ADMINISTRACION (MONEDA LOCAL)		1034	1419	1228	1273	1322	6276
TRANSPORTES LOCALES Y MANO DE OBRA NO ESPECIALIZADA (MONEDA LOCAL)		2068	2838	2456	2546	2643	12551
MANO DE OBRA ESPECIALIZADA POSTERIA, AISLADORES Y OTROS (MONEDA LOCAL)		5341	7331	6344	6579	6828	32423
PROCESAMIENTO LOCAL DE MATERIALES (MONEDA LOCAL)		1723	2365	2046	2122	2202	10458
MATERIALES Y EQUIPOS IMPORTADOS (MONEDA EXTERNA)		6030	8276	7163	7427	7710	36606
CARGA FINANCIERA DURANTE LA CONSTRUCCION	(MONEDA LOCAL)	358	491	425	440	457	2171
	(MONEDA EXTERNA)	321	578	784	1012	1253	3948
IMPREVISTOS	(MONEDA LOCAL)	344	473	409	424	441	2091
	(MONEDA EXTERNA)	689	946	819	849	881	4184
COSTO ESTIMADO	(MONEDA LOCAL)	10868	14917	12908	13384	13893	65970
	(MONEDA EXTERNA)	7040	9800	8766	9288	9844	44738
	(TOTAL)	17908	24717	21674	22672	23737	110708

JMDG.



PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PRONOSTICOS DE OPERACIONES ELECTRICAS

CUADRO N° VI-2
VALORES EN MILES (\$)

CONCEPTO	PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6	PERIODO 7	PERIODO 8	PERIODO 9	PERIODO 10
1. N° DE CONSUMIDORES INSTALADOS	41295	94584	139084	183542	228000	228000	228000	228000	228000	228000
2. N° DE CONSUMIDORES SERVIDOS		32976	78371	120296	165120	210186	219094	225033	228000	228000
3. KWH / CONSUMIDOR		790	857	926	1000	1076	1153	1251	1340	1446
4. KW DIVERSIFICADOS / CONSUMIDOR		.33	.35	.36	.38	.40	.41	.44	.46	.48
5. DEMANDA TOTAL MAXIMA (KW)		10911	27210	43693	62738	83550	90661	98201	103740	108965
6. FACTOR DE CARGA		.30	.31	.32	.33	.34	.35	.36	.37	.38
7. CONSUMO TOTAL DE ENERGIA (MWH)		26075	67181	111354	164881	226231	252702	281521	305681	329718
8. PERDIDAS DE ENERGIA (MWH)		2600	6711	11128	16482	22615	25265	28166	30564	33014
9. ENERGIA REQUERIDA (MWH)		28675	73892	122482	181363	248846	277967	309687	336245	362724
1. INGRESO POR VENTAS DE ENERGIA		8857	21976	36300	53628	73621	81964	91250	98853	106750
2. GASTOS DE OPERACION		6632	16345	25870	43005	54914	58667	62695	65974	69191
- COSTO DE LA ENERGIA		3441	8867	14697	21763	29861	33356	37162	40349	43526
- M Y O Y MATERIALES DE REPOSICION		660	1568	2405	3405	4360	5320	6280	7240	8200
- ADMON, FACT. Y RECAUDO		396	942	1441	1982	2523	2653	2705	2737	2777
- DEPRECIACION		2135	4968	7327	9701	12070	12070	12070	12070	12070
3. INGRESO NETO DE OPERACION		2225	5631	10430	10623	18707	23297	28555	32879	37559
4. INVERSION TOTAL	337426	782748	1153328	1522764	1891537	1891537	1891537	1891537	1891537	1891537
5. TASA DE RETORNO (%)	0%	0.28%	0.49%	0.68%	0.56%	0.99%	1.23%	1.50%	1.74%	2.00%

JMDG.

usuarios para financiar los costos de ingeniería, administración, mano de obra no especializada y parte de los imprevistos.

Los recursos del crédito a largo plazo se destinarán a financiar el 50 o/o del costo total representados en materiales y equipos importados, procesamiento de conductores y transformadores con sus protecciones, así como parte de los imprevistos y el rubro que componen los costos de mano de obra especializada, postería, aisladores y otros materiales, además de la carga financiera correspondiente durante la ejecución del proyecto.

Los recursos nacionales del crédito al usuario se destinarán a completar la financiación o sea el 30 o/o del costo del proyecto más los intereses correspondientes durante un año de la construcción.

MARCHA FINANCIERA

La marcha financiera correspondiente al servicio de las deudas contraídas para la ejecución del Plan se adelantó considerando un período de ejecución del Plan de 5 años a partir de 1974.

a. Deuda Interna

Esta deuda se estudió con seis años de plazo, un interés efectivo del 13 o/o anual y un año de gracia durante el cual se financian los intereses. El servicio de esta deuda a cargo de los usuarios alcanza su valor máximo (US\$8.2 millones) en el período inmediato a la terminación de la ejecución del Plan.

b. Deuda Externa

Para efectos de lograr un financiamiento adecuado del Plan se consideró un crédito blando con un período de gracia de siete (7) años, un plazo total de treinta y cinco (35) años, un interés anual del 2 o/o, una cuota de compromiso del 1/2 o/o anual sobre saldos no desembolsados y una cuota del 1 o/o del valor total del préstamo que se pagará repartida durante los siete (7) años del período de gracia.

PRONOSTICOS DE OPERACIONES ELECTRICAS

En el pronóstico de las operaciones eléctricas del Plan, el número inicial de usuarios servidos es del 80 o/o de los usuarios instalados. El nivel máximo del 100 o/o en la atención de los usuarios se alcanza en tres (3) años.

Los consumos de energía por usuario corresponden a la investigación adelantada sobre el consumo rural de energía eléctrica según estratos de ingreso. Además se consideró un crecimiento de tal consumo acorde con el crecimiento observado en el ingreso rural real durante el período de 1960 a 1970.

Para el cálculo de los ingresos por venta de energía se adoptó el valor de la tarifa al sector residencial en 1972 en cada departamento. Los costos de generación, transmisión y administración promedio nacional en ese año permitieron el cálculo de los costos de la energía requerida (12 c/kWh). Los gastos de operación, mantenimiento, materiales de reposición, administración, facturación y recaudo, se estimaron de acuerdo con la experiencia lograda en el país.

Así mismo el rubro de depreciación constituye un fondo para la recuperación del 75 o/o de la inversión total en el período de 35 años de la vida útil estimada de los proyectos.

Los resultados obtenidos muestran inicialmente una tasa de retorno del 0.2 o/o, luego de la depreciación que sube al 2.0 o/o al cabo de diez (10) años de iniciado el Plan. Cuadro No. VI-2.

FLUJO DE CAJA CONSOLIDADO

El flujo de cada consolidado del Plan durante los diez (10) primeros años de su operación muestra su factibilidad financiera bajo las siguientes condiciones relativas a su ejecución, operación y financiamiento:

a. Financiación de las inversiones del Plan:

- 20 o/o ICEL, Electrificadoras y Usuarios.
- 30 o/o Crédito a mediano plazo (6 años, 13 o/o de interés anual) a los usuarios.
- 50 o/o Crédito a largo plazo (35 años, 7 de gracia, 2 o/o interés anual).

b. Operaciones eléctricas con niveles tarifarios que permitan alcanzar una tasa de retorno en las operaciones eléctricas de por lo menos el 2.0 o/o en diez (10) años.

c. Aportes de los usuarios acordes con su capacidad de pago.

- COL\$25/mes (del año 1972) como cuota para la financiación del Plan (Promedio Nacional por usuario).
- Una cuota de conexión del servicio eléctrico de US\$30 (Aproximadamente COL\$660 del año 1972) que se pagará en tres (3) años Promedio Nacional por usuario.

d. Aportes de los organismos interesados en el Plan por un valor total de unos US\$9.5 millones durante un período de nueve (9) años que incluyen los cinco (5) años de la ejecución del Plan.

LOS BENEFICIOS DEL PLAN

El suministro de energía previsto en el Plan Nacional de Electrificación Rural traerá beneficios sociales y privados, en el campo de los ingresos, de la sustitución de combustibles y otros. Estos beneficios se han cuantificado con base en el estimativo de ahorros logrados al substituir por energía eléctrica, el uso de velas, petróleo y otros combustibles en el sector doméstico rural para usos del alumbrado y de cocina. El aumento de ingresos netos en las explotaciones se estimó con base en el uso de la energía eléctrica en el procesamiento del café, secado de arroz, empresas avícolas, trapichado de la caña e irrigación por bombeo.

Los beneficios sociales netos se calcularon para dos grupos extremos de parámetros nacionales. El primero de ellos corresponde a la menor tasa de descuento y los mayores valores de precio sobre la mano de obra, precio sombra del capital y costo de oportunidad de los fondos públicos.

En ambos casos resultaron positivos a pesar de que ellos no consideran beneficios adicionales del Plan, de difícil cuantificación, tales como :

- Beneficios privados derivados del consumo doméstico de la energía eléctrica en usos distintos al alumbrado y la cocina.
- Beneficios privados por el aumento de ingresos netos debidos al consumo de energía en actividades productivas distintas a las consideradas (café, arroz, avicultura, caña e irrigación).
- Beneficios debidos a la factibilidad de adelantar actividades vinculadas, entre otras, al consumo de energía eléctrica en unas 2.500 escuelas (que atienden cerca de 135.000 alumnos), unos 700 puestos de salud, alumbrado público, actividades recreacionales y educacionales como el cine y la televisión.
- Beneficios derivados de los efectos del Plan en la distribución del ingreso nacional.

LA TASA INTERNA DEL RETORNO

El estimativo anual de los ahorros por substitución doméstica de combustibles y del incremento de los ingresos netos en las explotaciones agropecuarias, así como también de los ingresos netos que se obtendrán de las operaciones eléctricas de los proyectos del Plan (ventas de energía, menos costos de generación, transmisión, distribución, operación, mantenimiento, materiales de reposición, facturación, recaudo y administración) permitieron calcular, junto con el pronóstico de los costos de inversión del Plan, una tasa interna de retorno del 6 1/2 o/o anual en dólares constantes del año 1972.

CREDITO ASOCIATIVO

La descentralización del sistema de Crédito Asociativo de la Caja de Crédito Agrario, Industrial y Minero, para su manejo a nivel regional, ha permitido a las empresas electrificadoras iniciar una campaña de promoción y realizaciones en los Planes de Electrificación Rural.

Las condiciones de financiamiento que otorga la Caja de Crédito Agrario, son por regla general las siguientes :

- a. Plazo de seis (6) años.
- b. Interés del 13 o/o anual, pagadero por anticipado.
- c. Los créditos se otorgan a usuarios con un capital no mayor de \$500.000.00. Sin embargo, la Caja estudiará los casos de usuarios con un capital superior, dentro de otras líneas de crédito.

ESTADO ACTUAL DEL PLAN

En el aspecto financiero, ICEL ha venido adelantando negociaciones con los diversos organismos de crédito externo e interno; en el mes de enero de 1974 fué presentada formalmente una solicitud de préstamo al Banco Interamericano de Desarrollo - BID en cuantía de 50 o/o del costo estimado del Plan.

Igualmente, el PNER ha sido presentado a la Caja de Crédito Agrario, Industrial y Minero y a la Federación Nacional de Cafeteros, organismos nacionales de fomento, a los cuales se les ha solicitado participación dentro del Plan.

Es importante anotar que los resultados de las tramitaciones crediticias realizadas hasta el momento han sido ampliamente satisfactorias. En aspecto técnico y de organización, ha conformado un grupo de trabajo especial dentro del Instituto, el cual desarrolla actividades de planeación y coordinación del PNER; además dentro del espíritu de colaboración de las Electrificadoras se han conformado grupos de coordinación y diseño a nivel regional, de manera que la ejecución sea lo más ágil y eficiente posible.

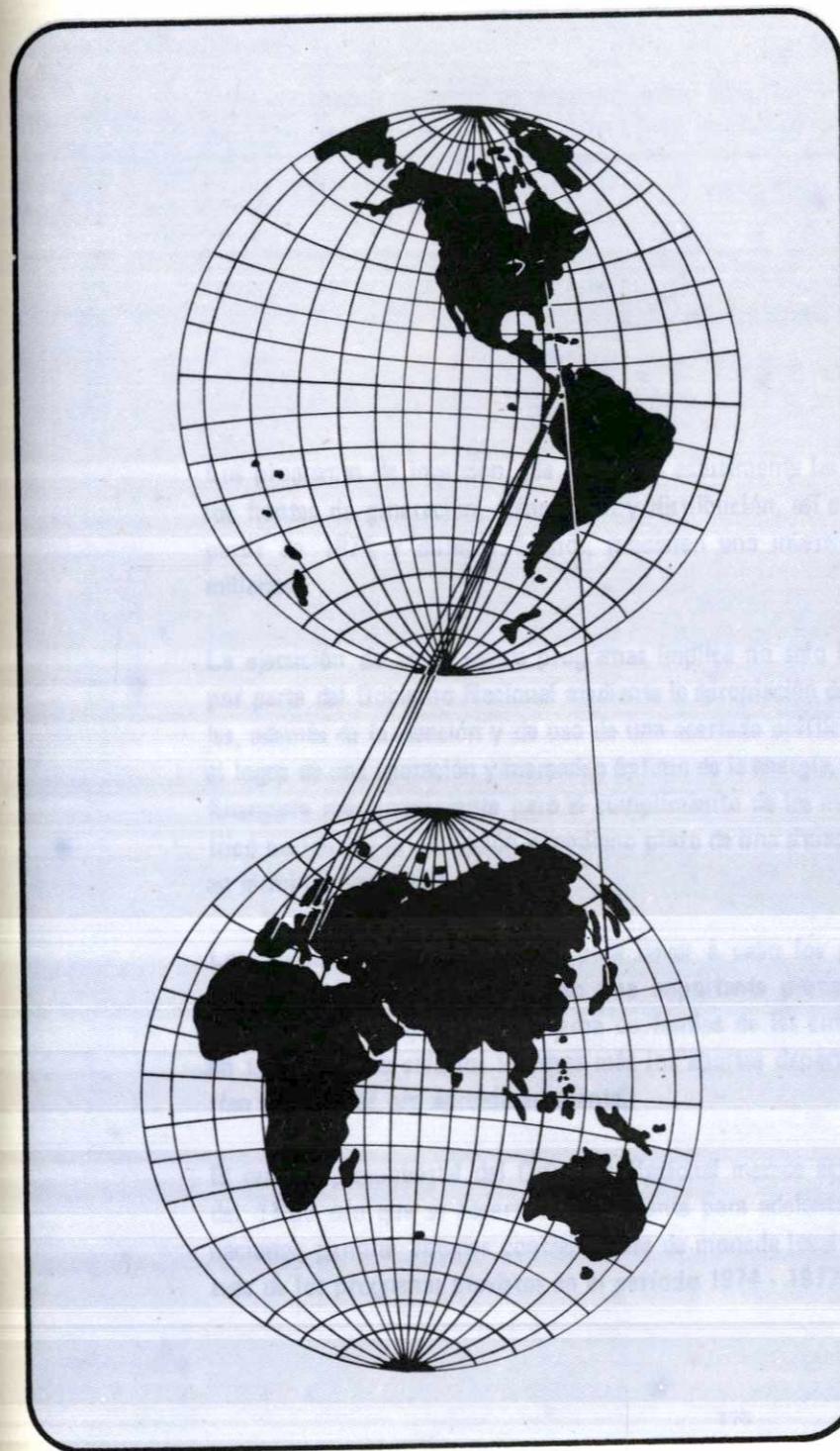
Dentro del avance esperado para la primera etapa se contempla para el mes de noviembre del presente año la identificación del total de proyectos y el diseño del 30 o/o de ellos.

FONDO FINANCIERO DE ELECTRIFICACION RURAL

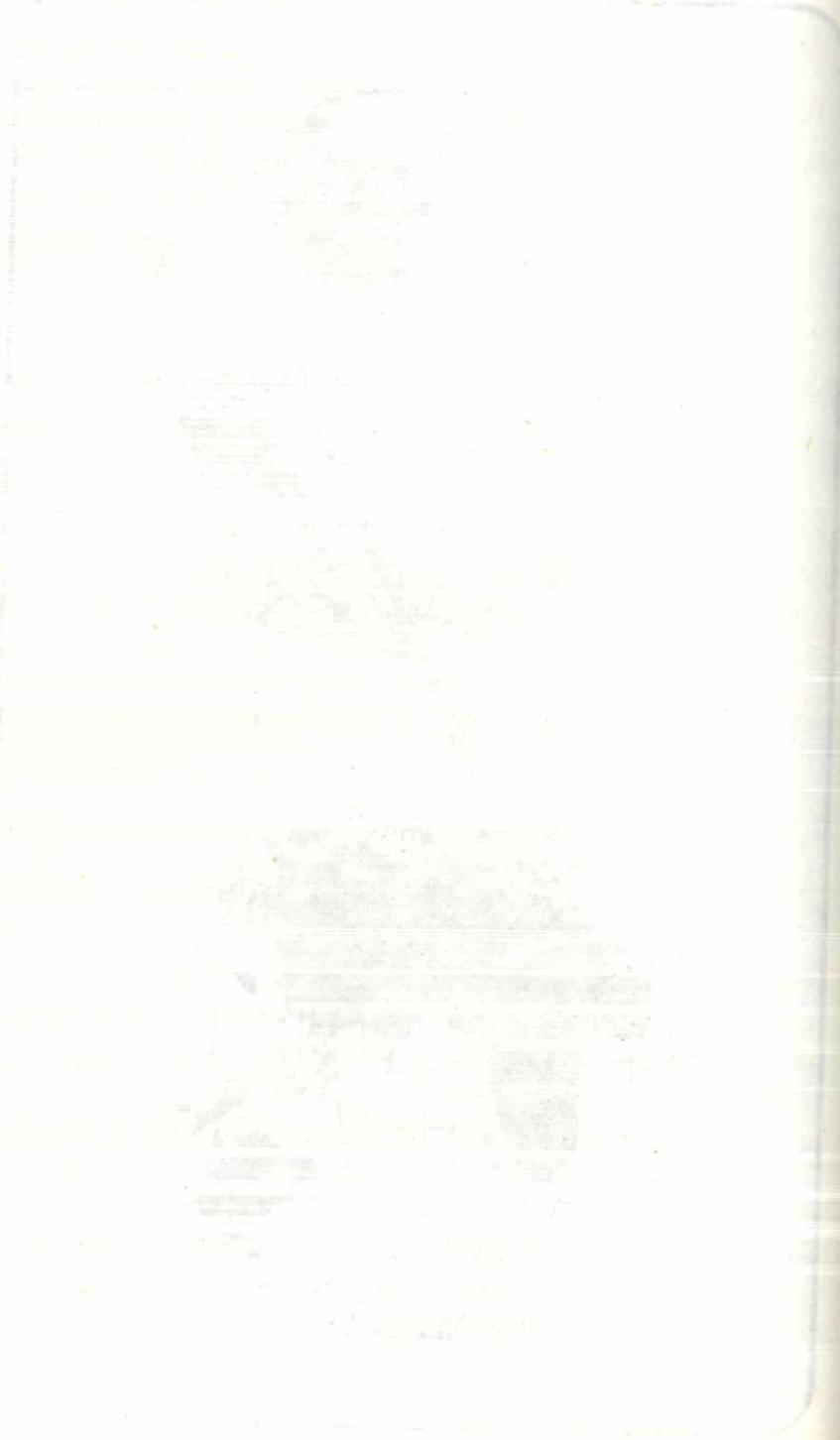
El Decreto No. 923 de Mayo 27 de 1971, autorizó al Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL, al Instituto Colombiano de la Reforma Agraria, INCORA, y a la Caja de Crédito Agrario, para constituir una sociedad denominada Fondo Financiero Nacional de Electrifica-

ción Rural la cual no se cristalizó porque las entidades del sector agropecuario autorizadas para participar en ella no concurrieron a la invitación. Posteriormente ICEL, mediante resolución No. 254 de febrero 29 de 1972, creó el Fondo Financiero Nacional de Electrificación Rural, destinado a financiar programas de electrificación Rural en todo el país y además, se encargó de organizar y manejar un sistema especial de crédito para tal fin. Este Fondo obra como coordinador de los esfuerzos, canaliza los aportes de los presupuestos nacional, departamental y municipal; tiene posibilidades de obtener e invertir debidamente créditos internos o externos y de multiplicar las disponibilidades por el sistema de crédito rotatorio.

Hasta la fecha el Fondo ha aprobado préstamos por un monto total de \$19.807.522,35, destinados al desarrollo de diferentes planes de electrificación en el país y por \$4.400.000 para diseños de proyectos incluidos en el Plan Nacional de Electrificación Rural.



**fuentes
de
financiamiento
del
sector
eléctrico
en
colombia**



financiamiento
del
sector
eléctrico
en
Colombia

Los programas de inversión que adelantan actualmente las diferentes entidades del Sector en los frentes de generación, transmisión y distribución, así como los previstos para realizarse a partir de 1974 y durante 4 años, requieren una inversión global estimada en \$34.327,8 millones.

La ejecución de estos vastos programas implica no solo la realización de un gran esfuerzo por parte del Gobierno Nacional mediante la apropiación de importantes partidas presupuestales, además de la elección y de uso de una acertada política de crédito externo e interno, sino el logro de una operación y mercadeo óptimo de la energía, de manera que se genere la mixtura financiera más conveniente para el cumplimiento de las metas y objetivos de desarrollo eléctrico nacional y la obtención a mediano plazo de una situación de auto-financiamiento sectorial en términos nacionales.

Los fondos necesarios previstos para llevar a cabo los proyectos de electrificación en el período de 1974 - 1977, reflejan una importante participación del crédito externo en un 38,83 o/o y una generación interna de fondos de las entidades del sector en un 45,0 o/o, en tanto que los créditos internos más los aportes departamentales y municipales participarían en un 4,32 o/o aproximadamente.

El recurso presupuestal del Gobierno Nacional merece especial mención, pues la subvención del 11,85 o/o que se espera de esta fuente para adelantar el ambicioso programa eléctrico nacional, permite obtener contrapartidas de moneda local necesarias para la financiación exitosa de los programas previstos en el período 1974 - 1977.

En materia de Crédito Externo, el origen de recursos ha provenído especialmente de los siguientes organismos :

Banco Interamericano de Desarrollo - BID - Export & Import Bank EXIMBANK, Tesoro Nacional de Francia, Consorcio de Bancos Franceses. Agencia Internacional de Desarrollo-AID, Banco de Desarrollo de Alemania KfW, Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento BIRF, y Export Development Corporation del Canadá. Igualmente, se ha hecho uso de las líneas de crédito otorgadas por proveedores de diversos países, como Japón, España, Italia, Suiza, Inglaterra, etc.

Las fuentes de crédito interno más utilizadas son el Instituto de Fomento Industrial - IFI -, el Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo FONADE, la Corporación Financiera Colombiana y los Bancos Nacionales.

A continuación se resumen las fuentes de financiamiento agrupadas por tipo de recursos y por Entidades, para los años 1974 - 1975 - 1976 - 1977, con las cuales se cubren los gastos de funcionamiento, el servicio de la deuda interna y externa y la inversión requerida.



FUENTES DE FINANCIACION DEL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA
CUADRO RESUMEN

CUADRO N° VII-1
MILLONES DE COL.\$

	1.974	1.975	1.976	1.977	TOTAL	%
● PRESUPUESTO NACIONAL	561.4	1.184.2	1.176.7	1.146.6	4.068.9	11.85
● RECURSOS PROPIOS	2.217.3	3.608.2	4.551.2	5.071.1	15.447.8	45.00
● CREDITOS EXTERNOS	3.552.2	2.985.7	2.996.5	3.795.0	13.329.4	38.83
● CREDITOS INTERNOS	533.2	157.3	231.7	258.7	1.180.9	3.44
● APORTES DEPARTAMENTALES MUNICIPALES Y OTROS	65.1	121.6	61.4	52.7	300.8	0.88
TOTAL	6.929.2	8.057.0	9.017.5	10.324.1	34.327.8	100.0



FUENTES DE FINANCIAMIENTO
SECTOR ELECTRICO

CUADRO N° VII-2
HOJA N° 1 DE 2
EN MILLONES DE Col. \$

AÑOS →	1974	1975	1976	1977	TOTAL
● INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA "ICEL"					
PRESUPUESTO NACIONAL	401.4	1.184.2	1.176.7	1.146.6	3.908.9
RECURSOS PROPIOS	6.4	9.8	9.8	9.8	35.8
CREDITO EXTERNO	971.6	601.3	448.9	415.1	2.436.9
CREDITO INTERNO	306.7	89.6	168.5	187.2	752.0
APORTES DEPARTAMENTOS, MUNICIPIOS Y OTROS	65.1	116.2	59.2	49.6	290.1
TOTAL	1.751.2	2.001.1	1.803.1	1.808.3	7.423.7
● CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA "CORELCA"					
PRESUPUESTO NACIONAL	30.0				30.0
RECURSOS PROPIOS	362.0	443.7	594.9	746.0	2.146.6
CREDITO EXTERNO	208.7	540.8	781.9	980.5	2.511.9
CREDITO INTERNO	40.6	35.7	38.4	48.1	162.8
TOTAL	641.3	1.020.2	1.415.2	1.774.6	4.851.3
● EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA "E.E.E.B."					
PRESUPUESTO NACIONAL					
RECURSOS PROPIOS	1.139.5	1.481.3	1.925.7	2.503.4	7.049.9
CREDITO EXTERNO	548.2	712.6	926.3	1.204.2	3.391.3
CREDITO INTERNO					
TOTAL	1.687.7	2.193.9	2.852.0	3.707.6	10.441.2

● NOTAS:



FUENTES DE FINANCIAMIENTO
SECTOR ELECTRICO

CUADRO N° VII-2
HOJA N° 2 DE 2
CIFRAS EN MILLONES DE PESOS

AÑOS →	1974	1975	1976	1977	TOTAL
● EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN "EE.PPM"					
PRESUPUESTO NACIONAL					
RECURSOS PROPIOS	421.9	596.3	697.6	940.3	2.656.1
CREDITO EXTERNO	192.0	417.5	419.4	453.4	1.482.3
CREDITO INTERNO	49.0	—	—	—	49.0
TOTAL	662.9	1.013.8	1.117.0	1.393.7	4.187.4
● INTERCONEXION ELECTRICA S.A. "ISA"					
FONDOS PROVENIENTES DE SOCIOS *					
RECURSOS PROPIOS	66.3	834.1	488.4	489.9	1.878.7
CREDITO EXTERNO	948.6	713.5	420.0	741.8	2.823.9
CREDITO INTERNO	42.6	25.7	21.3	19.3	108.9
TOTAL	1.057.5	1.573.3	929.7	1.251.0	4.811.5
● CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA "CVC"					
PRESUPUESTO NACIONAL	130.0 ¹⁾	—	—	—	130.0
RECURSOS PROPIOS	221.2	243.0	384.0	381.7	1.230.7
CREDITO EXTERNO	683.1	—	—	—	683.1
CREDITO INTERNO	94.3	6.3	35	4.1	108.2
APORTES, DEPTOS, MPIOS. Y OTROS	—	5.4	2.2	3.1	10.7
TOTAL	1.128.6	254.7	390.5	388.9	2.162.7

NOTAS:

* No se incluyen estas cifras, pues hacen parte de las fuentes de financiamiento de cada uno de los socios.

¹⁾ No incluye disponibilidades del sistema de Subtransmisión y Distribución.



APROPIACIONES PRESUPUESTALES DEL GOBIERNO NACIONAL 1971-1974

CUADRO Nº VII-3
VALORES EN MILES (₡)

	1 9 7 1				1 9 7 2				1 9 7 3				1 9 7 4			
	APORTE LEY 4A/70	APORTE ADICIONAL	TOTAL	INCREMENTO %	APORTE LEY 24/71	APORTE ADICIONAL	TOTAL	INCREMENTO %	APORTE LEY 9A/72	APORTE ADICIONAL	TOTAL	INCREMENTO %	APORTE LEY 18/73	APORTE ADICIONAL	TOTAL	INCREMENTO %
GASTOS DE ADMINISTRACION	16.000	-	16.000	20.89	21.000	-	21.000	31.25	15.000	12.000	27.000	28.57	30.000	-	30.000	11.11
● AMORTIZACION DEUDA																
DEUDA EXTERNA	82.249	-	82.249	4.74	147.250	-	147.250	79.02	114.379	-	114.379	<22.32>				
DEUDA INTERNA	17.751	-	17.751	(51.01)	32.750	-	32.750	84.50	35.621	-	35.621	8.77	50.000		50.000	40.36
● PARA ESTUDIOS																
ELECTRIFICACION HIDRAULICOS	-	-	-	-	-	-	-	-	6.065	-	6.065	100.00				
	1.500	-	1.500	100.00	4.000	-	4.000	166.66	3.000	5.000	8.000	50.00	7.100	2.000*	9.100	13.75
● PARA INVERSION																
CENTRALES HIDROELECTRICAS	70.000	-	70.000	65.87	25.223	7.850	33.073	(52.8)	10.000	35.000	45.000	36.06	32.400	27.000	59.400	43.11
CENTRALES TERMoeLECTRICAS	-	-	-	-	8.000	-	8.000	100.00	6.000	3.000	9.000	12.50	23.500	8.000	31.500	250.00
LINEAS DE TRANSMISION	37.425	-	37.425	(.20)	85.969	1.000	86.969	132.38	93.200	56.400	149.600	72.02	84.400	32.000	116.400	<22.19>
SISTEMAS DE INTERCONEXION	77.500	-	77.500	190.26	60.000	-	60.000	22.58	50.000	54.000	104.000	73.33	70.000		70.000	32.69
PLAN ICeL-BID													53.000		53.000	100.00
PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL													12.500		12.500	100.00
APORTES 4/	12.184	-	12.184	40.04	15.000	10.000	25.000	105.18	9.800	40.000	49.800	99.20	30.500		30.500	100.00
CORELCA	30.000	-	30.000	600.00	47.000	-	47.000	56.66	-	-	-	-				
CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA C.V.C.	21.000	-	21.000	(51.27)	95.000	-	95.000	352.38	-	-	-	-				
PRESTAMOS ELECTRIFICADORAS	30.500	-	30.500	(31.19)	-	11.000	11.000	(63.93)	-	-	-	-				
AUXILIOS REGIONALES	-	-	-	-	1.132	-	1.132	100.00	1.985	-	1.985	7.53	1.000		1.000	<49.62>
ELECTRIFICADORAS (Funcionamiento)	-	-	-	-	-	-	-	-	2.000	-	2.000	100.00	8.000		8.000	300.00
TOTAL	396.109	-	396.109	(7.11)	542.324	29.850	572.174	44.48	347.050	205.400	552.450	<3.45>	402.400	69.000	471.400	<14.67>

NOTAS: Los porcentajes corresponden a la comparacion con el año inmediatamente anterior.- 1) Incluye \$ 25.000 de Electrificadora de Antioquia.-



RECURSOS DE CREDITO EXTERNO E INTERNO

CUADRO N.º VII-4
VALORES EN MILES (\$)

	1971 TIPO DE CAMBIO \$ 20.99		1972 TIPO DE CAMBIO \$ 22.88		1973 TIPO DE CAMBIO \$ 24.50		PROGR. PARA 1974 TIPO DE CAMBIO \$ 25.80	
	US \$	Col. \$	US \$	Col. \$	US \$	Col. \$	US \$	Col. \$
● CREDITOS EXTERNOS								
- EXPORT IMPORT BANK	41	860	6	140				
- BANKERS TRUST					10.000	245.000		
- BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO - BID	996	20.906	2.343	53.607	2.830	76.049	4.454.1	114.916
- AGENCIA INTERNACIONAL PARA EL DESARROLLO - AID	47	987						
- PROVEEDORES Y FABRICANTES	195	4.093	272	6.217	1.971	48.290	21.783*	562.000*
- EMPRESAS PUBLICAS DE CARTAGENA - DEUDA AL BID POR ADQUISICION DE REDES.-								
- KFW - ALEMANIA	5.134	107.699	4.452	101.870				
- CREDITO FRANCES	6.855	143.886	8.556	195.766	381	9.334	11.812	304.744
- DELTEC BANK	2.749	57.701			3.586	87.869		
- EXPORT DEVELOPMENT DE CANADA							1.678.5	43.305.3
- EXIMBANK CHEMICALBANK							10.190.7	262.920
- J. HENRY SCHRODER							3.223	83.155
● CREDITOS INTERNOS								
- INSTITUTO DE FOMENTO INDUSTRIAL IFI		5.853		540				
- FONDO NACIONAL DE PROYECTOS DE DESARROLLO - FONADE.-		5.484		5.404		13.532		13.957
- BANCOS DEL PAIS		5.916		2.085				4.000
- BANCOS DEL PAIS (RES. 51)					8.800	215.600	13.600	350.880 ²⁾
- EMPRESAS PUBLICAS DE CARTAGENA - DEUDA AL BID POR COMPRA DE REDES								
- EMPRESAS FILIALES DEL INSTITUTO		19		2.743				
- CORPORACION FINANCIERA COLOMBIANA		2.400		9.600				
- IFI - KFW				43.145	1.890	46.311		17.540 ¹⁾
- CREDITO DE LA NACION							10.970	283.026 ¹⁾
TOTAL	16.014	355.801	15.629	421.117	29.458	741.945	77.711.3	2.040.443.3

NOTAS:

* MITSUBISHI, TERMOCOLOMBIA Y OTROS

1) PARA PAGAR CREDITO BANKERS TRUST Y DEUDA MERLIN GERIN

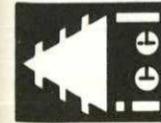
2) PARA ATENDER EL SERVICIO DE LA DEUDA Y PARA PLANES DE INVERSION (US \$ 2,6 millones)



DEUDA EXTERNA E INTERNA
(SALDOS AL FINAL DE CADA AÑO)

CUADRO Nº VII-5
VALORES EN MILES (\$)

	1971 TIPO DE CAMBIO \$ 20.00		1972 TIPO DE CAMBIO \$ 22.80		1973 TIPO DE CAMBIO \$ 24.79	
	US \$	Col. \$	US \$	Col. \$	US \$	Col. \$
● EXTERNA						
A. I. D.	1.237	25.964	1.237	28.331	1.238	30.696
B. I. D.	10.090	211.789	12.351	204.410	14.275	334.352
EXIMBANK	13.520	283.784	12.441	284.657	11.356	281.519
BANKERS TRUST CO.			96	2.197	10.000	248.000
DELTEC BANK	2.749	57.701	2.882	65.941	-	-
CREDITO FRANCES	8.575	179.989	16.516	377.887	17.472	433.123
K. F. W.	5.130	107.678	1.871	42.808	2.459	60.967
MITSUBISHI			2.550	58.346	2.267	56.193
VOEST			2.014	46.079	1.943	48.162
PROVEEDORES Y OTROS CREDITOS EXTERNOS	8.506	178.540	1.964	44.940	3.976	98.571
SUMA	49.807	1'045.445	53.922	1'155.596	64.986	1.591.583
● INTERNA						
CHEC		553		207		-
IFI		34.590		26.558		22.177
BANCO CAFETERO		639		-		-
CAJA DE CREDITO AGRARIO		400		267		-
BANCO INDUSTRIAL COLOMBIANO		665		1.500		1.196
BANCO DEL COMERCIO		597		1.500		1.167
BANCO COMERCIAL ANTIOQUEÑO		450		-		-
EMPRESAS PUBLICAS DE CARTAGENA		12.261		31.811		9.808
FONADE		14.681		21.125		26.684
BANCO POPULAR		30.000		30.000		21.429
ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO		8.000		-		-
BANCO DE SANTANDER		1.000		880		770
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE PASTO		3.949		2.536		-
CORPORACION FINANCIERA COLOMBIANA		2.400		10.362		9.798
OTROS CREDITOS INTERNOS		13.590		6.541		295
SUMA		123.775		133.287		93.324
TOTAL		1'169.220		1'288.883		1.684.907



SERVICIO DE LA DEUDA DEL ICEL
(EN MILES DE \$)

CUADRO No. VII - 6

DESCRIPCION	1974		1975		1976		1977		1978		1979		1980	
	US \$	Col. \$	US \$	Col. \$	US \$	Col. \$	US \$	Col. \$						
● DEUDA EXTERNA CONTRATADA (MILES \$) ↓	368.800*													
● DEUDA EXTERNA PROXIMA A CONTRATARSE ↓	8.064		78.287		171.725		200.506		297.892		326.437		418.056	
SUMA ↓	376.864		595.458		794.147		887.444		1'012.307		1'065.856		1'181.136	
● DEUDA INTERNA CONTRATADA	50.000		51.746		42.265		34.608		5.296		3.845		1.275	
● DEUDA INTERNA PROXIMA A CONTRATARSE	1.650		9.616		8.755		7.894		7.033		6.172		1.406	
SUMA	428.514		656.820		845.167		929.946		1'024.636		1'075.873		1'183.817	
● GASTOS FINANCIEROS ICEL - BID	18.272		31.169		41.459		-		-		-		-	
TOTAL	446.786		687.989		886.626		929.946		1'024.636		1'075.873		1'183.817	

● NOTAS:

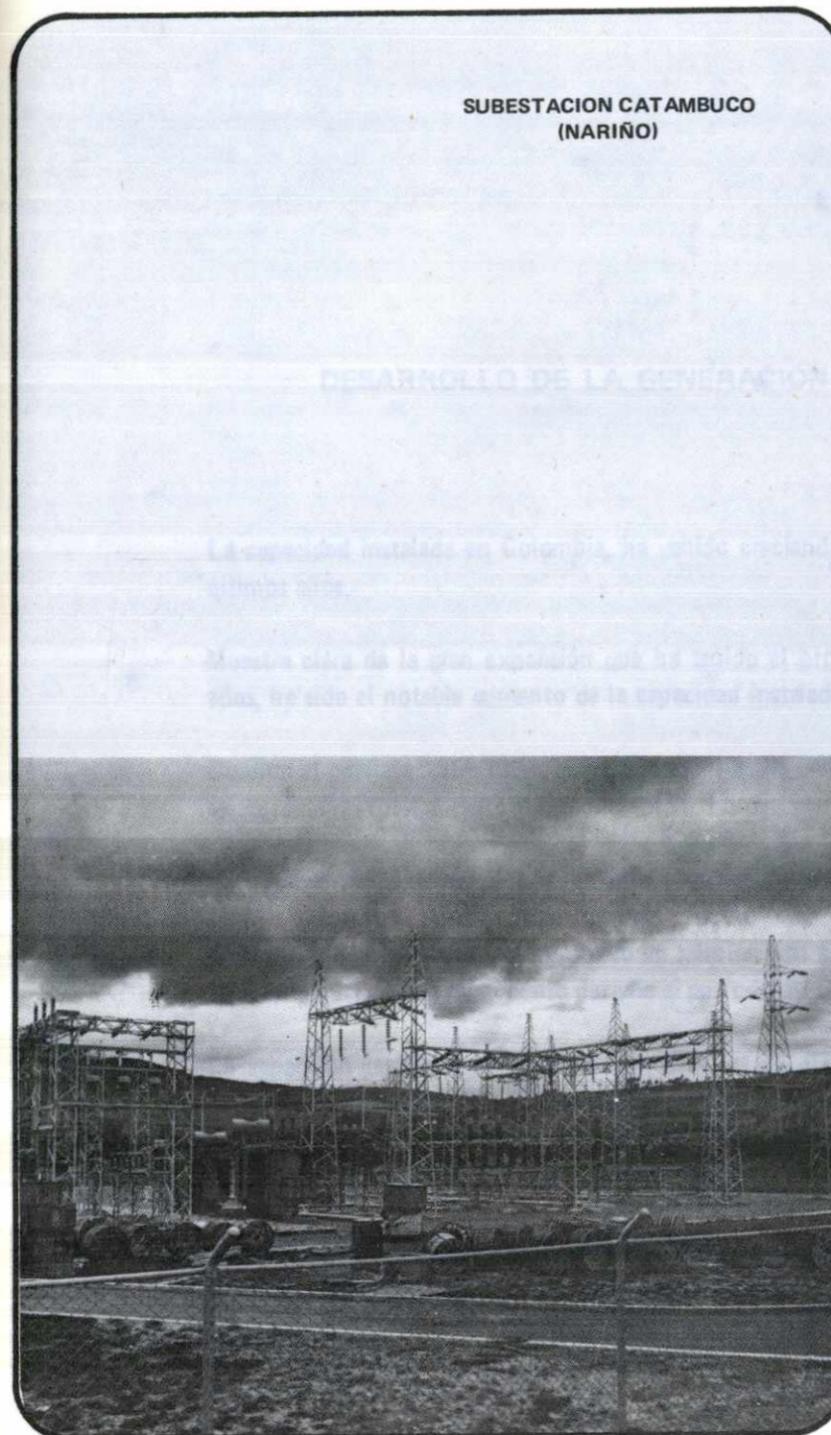
↓ = Tasa de cambio 1 US \$ = \$ Col. 25.80 para 1974 y un 10% más cada año. -

* Recursos de resolución 051 y recursos de presupuesto nacional. -



CAPITULO VIII

SUBESTACION CATAMBUCO
(NARIÑO)



**análisis
general
del
sector
eléctrico
en
colombia**

DESARROLLO DE LA GENERACION ELECTRICA EN COLOMBIA

CAPACIDAD

La capacidad instalada en Colombia, ha venido creciendo a un ritmo acelerado, durante los últimos años.

Muestra clara de la gran expansión que ha tenido el programa de generación en los últimos años, ha sido el notable aumento de la capacidad instalada en el país.

Durante el período 1954-1961, la capacidad instalada creció a una tasa del 8.5 o/o anual para un incremento total durante el período del 76.3 o/o.

De 1961 a 1968, la tasa de crecimiento aumentó notablemente, para llegar al 14 o/o anual con un incremento durante el período del 152,2 o/o. De 1968 a 1973, la tasa de crecimiento de la capacidad instalada, bajó un poco en relación con el período anterior para situarse en el 10,8 o/o anual con un incremento durante el período del 66.5 o/o.

La capacidad instalada, para el año de 1974, es de 3'167.000 kW, que incluye las nuevas Centrales Generadoras que entrarán en servicio durante el segundo semestre del año, tales como la Central Hidroeléctrica de Alto Anchicayá con 340.000 kW, la Central Hidroeléctrica de Río Negro, con 10.000 kW y la Central Hidroeléctrica de Florida II con 24.000 kW.

La distribución de la capacidad instalada, para finales de 1974, de cada una de las seis (6) Entidades que componen el Sector Eléctrico se discriminan en la siguiente forma :

CAPACIDAD TOTAL INSTALADA EN KW - 1974

<u>Empresas Eléctricas</u>	<u>Hidráulica</u>	<u>Diesel</u>	<u>Vapor</u>	<u>Turbogas</u>	<u>Total</u>	<u>o/o</u>
Icel - Filiales	376.000	136.000	176.000	199.000	887.000	28.0
E.E.E.B.	554.000	554.000	85.000		639.000	20.2
EE.PP.M.	723.000				723.000	22.8
C.V.C.	539.000	22.000	53.000		614.000	19.4
CORELCA			132.000	60.000	192.000	6.1
OTRAS	60.000	52.000			112.000	2.5
TOTAL	2.252.000	210.000	446.000	259.000	3'167.000	100

La distribución de esta capacidad instalada según fuentes, se distribuye así :

HIDROELECTRICIDAD	71.1 o/o
TERMOELECTRICIDAD	28.9 o/o

Los porcentajes anteriores, nos están indicando, la gran importancia que el Sector Eléctrico le ha venido dando a la utilización de uno de nuestros mayores recursos energéticos como es la hidroelectricidad, cuyo potencial en el país, apenas si se ha utilizado en un 6.6 o/o.

Durante el período (1974 - 1980) entrarán en operación 11 Centrales Generadoras con una capacidad total de 2'402.000 kW, que sumada a la actualmente instalada de 3'167.000 KW da un total para finales de 1980 de 5.569.000 KW, cifra esta que es 26.6 o/o mayor que la requerida para atender el pico máximo del sistema, lo que permitirá disponer entre otras ventajas de las siguientes :

- Retiro de equipos en obsolescencia.
- Sustitución de otros recursos energéticos en déficit , por electricidad.
- Amplio margen de confiabilidad en la reserva necesaria del Sistema Nacional.

Para el período 1981 - 2.000 se prevé la construcción de grandes centrales hidroeléctricas, de las cuales se han identificado 21 para una potencia de 25.870.000 KW que de estar en operación a finales del siglo, se tendría una capacidad instalada de 31.439.000 KW que

comparada con los requerimientos de demanda de 25.200.000 KW para el año 2.000, proporcionará un amplio margen de reserva a todo el sistema eléctrico nacional. Es importante destacar que dentro de la proyección mencionada anteriormente no se han incluido las plantas Térmicas de carbón que se construirían con el fin de aprovechar nuestra gran riqueza carbonífera con miras a sustituir parcial o completamente la generación eléctrica a base de derivados del petróleo.

GENERACION

La evolución histórica de la Generación Eléctrica a partir del año de 1954, ha tenido notables incrementos no sólo por el aumento importante de la capacidad instalada, sino por la extensión del servicio eléctrico a muchas zonas del país antes marginadas y por el incremento tanto en la capacidad instalada como en la Generación por habitantes año, consecuencia lógica de los grandes programas que se han venido desarrollando en el campo de la transmisión, subtransmisión y distribución.

Tomando los mismos períodos de tiempo, en que se analizó el desarrollo de la potencia instalada, vemos que de 1954 a 1961, la generación eléctrica creció a una tasa del 11.6 o/o anual para un incremento total en el período del 116 o/o.

De 1961 a 1968 la tasa anual de crecimiento bajó un poco para colocarse en 10.6 o/o anual, producto de un incremento en el período del 102.5 o/o.

Desde 1968 a 1973, la generación ha mantenido más o menos la misma tasa de crecimiento del período anterior (10.5 o/o anual) y según los estudios realizados tanto por ISA como por ICEL, la tasa de crecimiento se estabilizará en el 10 o/o anual, hasta terminar la presente década.

Como término de comparación, se presenta la evolución histórica de la capacidad instalada en vatios por habitantes y la generación en kWh por habitante/año, para el período comprendido entre 1954 y 1974. (La generación para 1974 es proyectada de acuerdo con la tasa de crecimiento de los tres (3) últimos años) :

<u>Año</u>	<u>Capacidad Instalada Vatios habit.</u>	<u>Indice de Crecimiento</u>	<u>Generación KWh/Habitante</u>	<u>Indice de Crecimiento</u>
1954	30	100	118	100
1961	43	143	267	226
1968	85	283	297	252
1973	112	373	432	366
1974	120	400	479	406

Por el Cuadro anterior se puede observar el gran esfuerzo que ha hecho durante los últimos veinte (20) años, el Sector Eléctrico Colombiano, para extender el servicio de energía al mayor número de habitantes. Pese a estos resultados, la situación actual de la electrificación en Colombia, comparada con el resto de los países en vía de desarrollo de la América Latina, es muy modesta, teniendo en cuenta que el país ocupa el 7o. lugar en capacidad instalada y generación por habitante.

Esta situación es explicable si se tiene en cuenta que sólo a partir de los primeros años de la década del 50, se establecieron planes de desarrollo eléctrico a escala nacional, que a medida que se fueron desarrollando, entraron a cubrir el gran déficit existente hasta entonces.

Si a lo anterior se agrega el problema del alto crecimiento de la población del país, que para el período 1954-1974 alcanzó una rata promedio del 3.65 o/o anual y el anormal desarrollo de sus principales centros urbanos, es explicable que pese al gran esfuerzo financiero que ha realizado el país en el campo de la electrificación no se hayan mejorado notablemente los índices del desarrollo eléctrico.

REGIMEN TARIFARIO

La Junta Nacional de Tarifas es el organismo facultado en el país para definir la política tarifaria del servicio eléctrico. En desarrollo de sus funciones ha acogido los siguientes criterios como base de su gestión :

"Las entidades de servicios públicos deberán asegurar la protección de sus activos y fomentar el ahorro nacional mediante niveles de tarifas que cubran los costos reales de la prestación del servicio y provean una adecuada rentabilidad sobre el valor de dichos activos, con el objeto de facilitar apropiadamente la financiación de sus programas".

"Las Entidades de servicio público fijarán sus tarifas en tal forma que tomen en cuenta la capacidad económica de los diferentes sectores sociales y el mejor aprovechamiento de los recursos propios de los respectivos servicios en beneficio de la comunidad".

Por otra parte Interconexión Eléctrica S.A. adoptó un esquema tarifario particular, válido para los intercambios de energía en bloque, basado en una metodología de valor constante. Este sistema garantiza la recuperación de los costos globales y un margen de rentabilidad del orden del 9 o/o anual, constituyendo un eficiente y equitativo mecanismo de distribución de costos, equilibrando los mismos entre las empresas con mercados más amplios y mejor dotados con los de aquellas que no poseen un mercado suficiente para el establecimiento de tarifas rentables en forma aislada.

Un breve análisis de los niveles tarifarios vigentes actualmente en las distintas regiones del país muestra una gran diversidad de los mismos, especialmente como resultado de las características de costos y de densidad de mercado que presenta cada empresa. Esto hace necesario el fortale

cimiento de mecanismos de subsidio interregional que permitan una nivelación tarifaria de alcance nacional. En este sentido y en apoyo a la gestión del ICEL, la interconexión eléctrica nacional constituye el primer paso hacia la nivelación de costos de generación y transmisión.

LA COMISION NACIONAL DE RECURSOS DE ENERGIA

En materia de política eléctrica es importante destacar entre otros los siguientes conceptos de la Comisión Nacional de Recursos de Energía :

" La hidroelectricidad constituye una fuente de sustitución de hidrocarburos que el país debe programar previsivamente en relación con la utilización de las hoyas hidrográficas, la conservación de otros recursos no renovables y la protección del medio ambiente.

Las posibilidades de sustitución a corto plazo, es decir en lo que resta del presente decenio, están limitadas por las dificultades operativas y financieras que se abocarían para modificar o acelerar los programas y proyectos ya definidos o en ejecución.

La interconexión de los sistemas hidroeléctricos del interior con los termoelectricos de la Costa Atlántica, que tendrá lugar a finales de este decenio, permitirá sustituir parcialmente los hidrocarburos en la generación de electricidad y en algunos usos domésticos.

En el sector de transporte cabría esperar algún nivel de sustitución en la medida en que las ciudades más populosas (Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla) adopten sistemas de transporte masivo electrificado.

Estos podrían ser del tipo "Trolley" en lo que resta de este decenio, y "sub-way" o aero-tren en el curso del próximo. Igualmente, a largo plazo podría darse cierto grado de sustitución en el transporte férreo electrificado.

Los programas de construcción de centrales hidroeléctricas contemplados para el próximo decenio podrían modificarse para reducir la generación eléctrica a base de hidrocarburos.

Las tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica exigen duplicar la capacidad instalada cada siete u ocho años.

De acuerdo con esta tendencia el potencial hidroeléctrico de la zona del país, estimado entre 40.000 y 50.000 MW, se coparía en unos 30 o 40 años. Pero tal evento podría anticiparse, debido al mayor crecimiento de la demanda de energía hidroeléctrica como consecuencia de las probables sustituciones por desplazamiento de las demandas de otras fuentes y de posibles innovaciones tecnológicas en los transportes.

La región oriental del país cuenta con abundantes recursos para la generación de hidroelectricidad. Pero su potencial no ha sido aún evaluado como tampoco lo ha sido la factibilidad de

aprovecharlo en el futuro, en circunstancias técnicas y económicas razonablemente previsibles y dentro de las limitaciones que pudieran surgir de otras necesidades como la de producir alimentos o la de aprovechar otros recursos naturales. La tala de bosques y la explotación antitécnica de las especies maderables han asumido proporciones catastróficas que amenazan reducir sustancialmente el potencial hidroeléctrico y agrícola del país. Algunos cálculos indican que el consumo de leña en Colombia puede representar casi una tercera parte del consumo total de energía, lo cual equipara a la demanda total de petróleo.

Las alzas previsibles en los derivados del petróleo sugieren que el carbón podría desplazar algunos combustibles líquidos y gas natural en aplicaciones industriales de índole térmica como en la producción de vapor para proceso y de calor en algunas industrias tales como las metalúrgicas, las de cemento, las de materiales de construcción, los ingenios, etc. Esta sustitución podría lograrse a un plazo relativamente corto, con base en la mediana minería existente, siempre y cuando que ésta logre tecnificarse y modernizarse con una adecuada asistencia técnica, financiera y administrativa. Conviene anotar que la industria del carbón no ha tenido mayor desarrollo en Colombia debido a su alto costo de producción en relación con el de los hidrocarburos y a la insuficiente infraestructura de los transportes y puertos.

Dadas las reservas de carbón de que dispone el país es de esperarse que, superados los problemas de infraestructura y tecnología propios de la gran minería del carbón, ésta pueda orientarse a la exportación en el curso del próximo decenio y generar recurso en moneda extranjera que, eventualmente y si fuese necesario, podrían servir para cubrir los costos de la importación de petróleo crudo. Por otra parte, hacia finales del próximo decenio, el carbón podría comenzar a sustituir en forma significativa los hidrocarburos, una vez resueltos los problemas técnicos y financieros de sus procesos de gasificación y licuefacción.

A medida que se desarrolle el potencial hidroeléctrico del país o cuando el monto de las inversiones para el aprovechamiento de las hoyas de los grandes ríos justifique el aporte de generación adicional de origen térmico, ésta podría provenir en proporción creciente del carbón o de sus derivados y, contingentemente, de la energía nuclear.

La política de energía del país debe orientarse no solo a mantener su condición de autoabastecimiento sino a disponer del mayor número posible de opciones que le permitan, en todo momento, adoptar la más ajustada a las circunstancias de su desarrollo. En consecuencia, debe buscar el aprovechamiento integral y óptimo de sus diversas fuentes de energía, dentro del marco de sus disponibilidades.

Se presume la existencia en Colombia de reservas de elementos fisionables (uranio y torio), según estudios del Instituto de Asuntos Nucleares. Estas posibles reservas aún no han sido evaluadas pero, en caso de ser positivas, podrían servir de base para el desarrollo de la energía nuclear en Colombia.

El aprovechamiento de la energía nuclear exige un complejo establecimiento científico y tecnologías de diversa índole especialmente en los campos de la metalurgia y del control de

calidades indispensable para facilitar el montaje y operación de centrales nucleoelectricas. Pero debido a que la formación y consolidación de este establecimiento y de estas facilidades exige no menos de 15 o 20 años, es necesario desarrollar desde ahora esta infraestructura con el fin de abrir la opción de esa fuente de energía.

De otra parte, no es posible evaluar en forma confiable los órdenes de magnitud de las sustituciones entre fuentes primarias de energía puesto que se carece de la información estadística detallada en lo pertinente a los usos y aplicaciones en la demanda final, especialmente al nivel del usuario industrial. Esto también dificulta la formulación de los planes de aprovechamiento y conservación de recursos de energía.

CONCLUSIONES

En vista de que en Colombia se prevé un posible déficit de petróleo que, a partir de 1975, demandaría la importación de crecientes volúmenes de crudo y, temporalmente de gasolina motor, es preciso actuar a la mayor brevedad posible para disminuir al máximo el impacto de este déficit y de la situación de dependencia externa que entrañaría.

Por otra parte, conviene sentar ya las bases de una política de aprovechamiento y conservación de los recursos primarios de energía con el objeto de mantener la tradicional posición de autoabastecimiento del país y de diversificar las fuentes de suministro propias mediante el desarrollo oportuno y adecuado de su potencial. De esta manera el país podría disponer de diferentes opciones y escoger la más ajustada a las circunstancias de su futuro desarrollo.

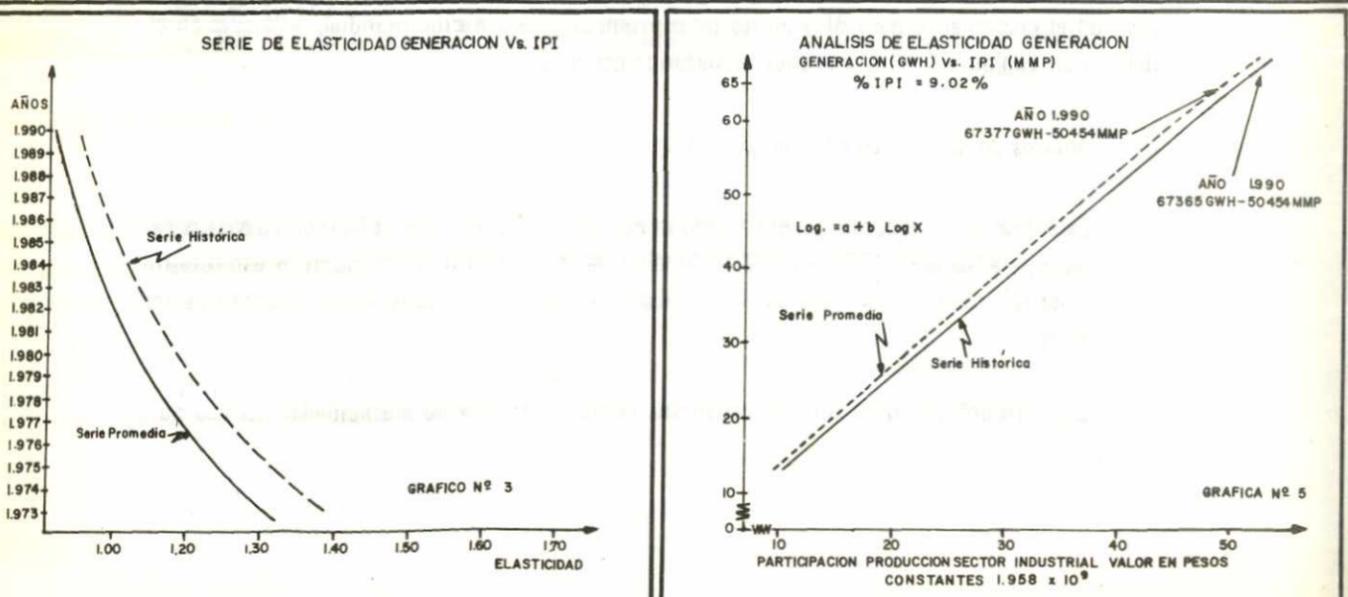
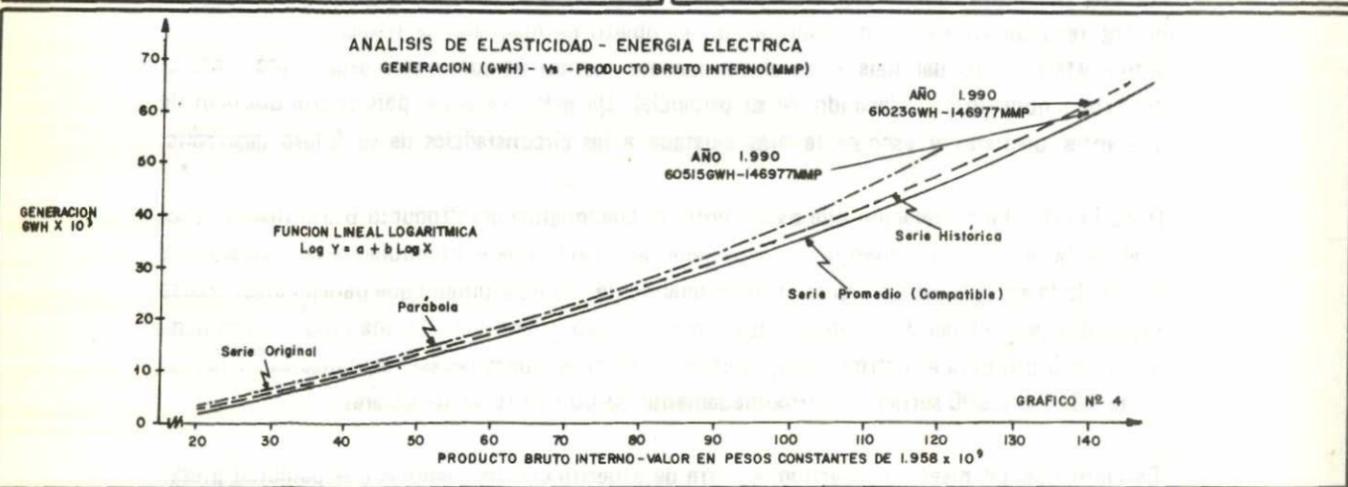
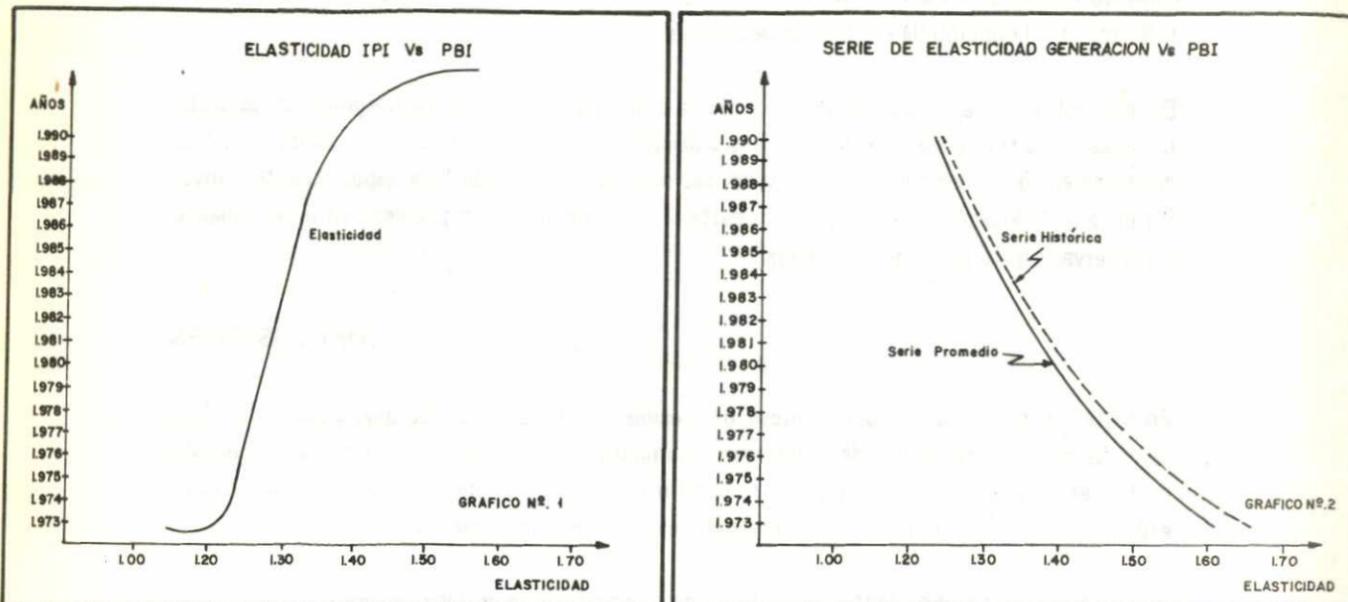
Dada la estrecha correlación que existe entre el crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) y el de la demanda de energía, se debe tener en cuenta que el componente de inversión del sector de la energía deberá crecer proporcionalmente. Se ha estimado que para un crecimiento promedio del PBI del 7 o/o anual hasta fines del siglo, y con base en una inflación promedia anual de 5 o/o para el patrón dolar, el valor de las inversiones necesarias, a precios corrientes, entre 1974 y 2.000 serían de aproximadamente 53.000 millones de dólares.

Es claro que tal nivel de inversión variaría de acuerdo con los cambios que pudieran presentarse en el crecimiento del PBI y en las tasas promedias de inflación mundial, reflejadas en el dólar o en cualquiera otros patrones monetarios del futuro".

Análisis de elasticidad de Energía Eléctrica.

Este análisis se efectuó estableciendo la cantidad de Generación Eléctrica (GWH) necesaria para los años 1973 a 2000 en función del crecimiento del Producto Bruto Interno y de la Producción Industrial Sector Manufacturero que el país tendrá en esos mismos años.

La metodología consistió en proyectar curvas históricas de elasticidades usando para



ello programas de computador que utilizan métodos conocidos tales como el Método de los mínimos cuadrados y el de Suavización exponencial. Los resultados obtenidos aparecen en las gráficas Nos. 1 a 5.

Es de anotar que cuantificando la cantidad promedio de Generación Eléctrica necesaria para mantener las ratas de 7 o/o del Producto Bruto Interno y de 9.05 o/o del Producto Bruto Industrial - Sector Manufacturero se encontró que se requieren 65.000 GWH; en consecuencia se establece que para 1'000.000 de pesos de participación del Producto Bruto Interno se requieren 400.000 KWH de Generación Eléctrica. Estas cifras son aproximadamente iguales a las encontradas por otras metodologías.

LAS INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO FRENTE AL DESARROLLO NACIONAL

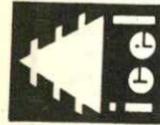
Antes de entrar a analizar los diferentes mecanismos de financiamiento del sector eléctrico en Colombia, es importante destacar la evolución de las inversiones del sector dentro del marco económico del desarrollo nacional.

En el cuadro No. 1 se presenta una comparación de las inversiones del sector frente a las proyección de PIB y los ingresos corrientes de la Nación, basados en las siguientes hipótesis :

- Los estimativos en pesos corrientes del PIB se proyectaron a partir del dato histórico correspondiente al año de 1973, creciendo a una tasa anual del 30.6 o/o.
- Previendo un mejor desarrollo en la política de ingresos de la nación se adoptó un valor de 9.75 o/o, para expresar los ingresos corrientes del Gobierno Nacional como porcentaje de PIB.
- Basado en el supuesto de que en Colombia la capacidad instalada se duplica cada siete años se proyectó un plan general de inversiones, el cual incluye lo correspondiente a línea de transmisión y redes de distribución.

El análisis comparativo de los valores presentados muestra una disminución porcentual de las inversiones del sector frente a los ingresos corrientes de la Nación, representando una participación del país del 3.8 o/o para el año 1983, frente al 25.6 o/o y 19.0 o/o para los años 1973 y 1974 respectivamente, lo que confirma el hecho de que una ejecución racional de los programas de desarrollo económico garantizaría una mejor disponibilidad de recursos en el marco de las inversiones nacionales.

Ante el vasto programa de inversiones que el sector eléctrico del país se encuentra enfrentado para suplir satisfactoriamente la demanda de energía en el período 1974 - 1983, se ha considerado la posibilidad de estimar cual sería la cuota de aporte que el usuario directamente suministraría mediante la aplicación de una sobretasa a la tarifa media con el fin de aliviar



PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB), INGRESOS CORRIENTES DEL GOBIERNO NACIONAL
Y COMPARACION CON LOS PROGRAMAS DE INVERSION EN EL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA

(MILLONES DE \$)

CUADRO No. VIII - 1

AÑOS	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
● PIB EN PESOS CORRIENTES <u>1/</u>	241.865	315.876	412.534	538.769	703.632	918.943	1'200.140	1'567.383	2'047.003	2'673.386	3'491.442
● INGRESOS CORRIENTES <u>2/</u>	* 21.676	30.798	40.222	52.530	68.604	89.596	117.014	152.820	199.583	260.654	340.415
● INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO <u>4/</u>	<u>3/</u> 5.555	<u>3/</u> 5.868	4.443	6.273	6.131	8.107	6.040	9.587	12.213	13.652	13.127
● INVERSIONES DEL SECTOR COMO PORCENTAJE DE INGRESOS CORRIENTES	25.6	19.0	11.0	11.9	8.9	9.0	5.1	6.2	6.1	5.2	3.8

● 1/ Tasa de crecimiento del PIB : 30% (Estimativo de FEDESARROLLO).

2/ Ingresos corrientes como porcentaje del PIB : 9.75 %

* Ingresos corrientes como porcentaje de PIB, año 1973 : 8.9 %

3/ Fuente : ICEL

4/ Fuente : Memorando No. 03015 de junio 6/74 "Análisis de la sobretasa en el sector eléctrico para el periodo 1975-1985"

JMDG.

en parte la difícil carga financiera que estas inversiones representarán a la nación.

La metodología utilizada para obtener un índice de los valores recaudados con la sobretasa, fue la siguiente :

A partir de los estudios de demanda del país efectuados por ISA para el período 1974-1983 se ha podido establecer en promedio cual sería la energía vendida por las diversas empresas del sector. Paralelamente, con la tarifa media del país en el año 1972, se estimó la del año 1975 y tomando este dato como base inicial, se supuso un crecimiento del 10, del 20 y 30 o/o anual.

Tomando como base esta tarifa calculada, y de acuerdo a la experiencia existente en la zona norte del país, se supuso una sobretasa equivalente al 15 o/o de la tarifa media para cada uno de los años del período en estudio.

Al conocerse la magnitud de la sobretasa se pudo estimar la tarifa actual media agregada que convertida a dólares, a la tasa de cambio prevista para cada año, produjo una base de comparación con las tarifas medias de los principales países latinoamericanos.

Igualmente, con base en la sobretasa y la energía vendida para cada región del país, se estimaron cuales serían los ingresos netos en pesos o en dólares.

Finalmente, se preparó un programa de inversiones basado en la suposición de que en Colombia la capacidad instalada se debe duplicar cada siete años y similarmenete para la parte correspondiente a líneas de transmisión y redes de distribución. Este plan de inversiones se enfrentó a lo recaudado por la sobretasa y se pudo establecer qué porcentaje de la inversión aportarían los usuarios del país.

Utilizando la metodología antes descrita se han podido establecer las siguientes conclusiones:

- Al hacer un estudio comparativo de la situación tarifaria colombiana con respecto a los distintos países latinoamericanos, se encuentra que la tarifa media nuestra es sensiblemente inferior a la de cualquiera de éstos. Concluyendo que con esta situación se posee una tarifa no costeable y en todo momento se estaría subsidiando los diversos tipos de consumidores.

Se ha supuesto un crecimiento del 10 o/o anual sobre la tarifa en centavos de dólar. Inmediatamente se destaca que de aceptar ese crecimiento en América Latina, aún en el año 1985 estaríamos muy por debajo del promedio latinoamericano (¢ US3.3 contra ¢ US8.7).

- Se encuentra, también, que de aplicarse una sobretasa del 15 o/o sobre la tarifa media, la tarifa agregada para el año 1983 alcanzaría un valor de \$0.798 con un crecimiento del 10 o/o, \$1.60 con el 20 o/o, y \$3.04 con el 30 o/o. Es de anotar que con los creci

mientos estimados de la tarifa se espera que se cubra la devaluación monetaria y la inflación, es decir algo similar a una tarifa de valor constante. (Ver cuadro No. 2). El valor recaudado por la sobretasa alcanzaría para el período 1975 - 1983 a US\$ 319.0 millones con un crecimiento del 10 o/o, a US\$484.0 millones con el 20 o/o y a US\$748.0 millones con el 30 o/o. La forma como las diversas regiones del país contribuirían en total hasta 1983 con un crecimiento del 30 o/o, al pago de esta sobretasa estaría distribuido de tal forma que los grandes centros de consumo de Bogotá, Cali y Medellín aportarían el 68 o/o, la Costa Atlántica el 12 o/o y el área cubierta por el ICEL el 20 o/o. (Ver cuadro No. 3). Como se observa con la sobretasa se garantizaría la transferencia de recursos de las regiones más ricas del país a las de menor desarrollo.

Al ser tomado como base el Plan de Inversiones mostrado en el cuadro No. 4, el país precisará de una inversión de US\$2.372.0 millones en generación, transmisión y distribución. Esta inversión enfrentada a lo obtenido por la sobretasa nos demuestra los siguientes resultados:

- Con una tarifa creciendo al 10 o/o, la sobretasa nos financiaría un 13 o/o de la inversión total.
- Con un crecimiento del 20 o/o se obtendría un 20.4 o/o de la inversión total.
- Finalmente, con un crecimiento del 30 o/o, se tendría un 33 o/o de la inversión total.

Es importante anotar que se ha supuesto siempre que la tarifa aumenta en una forma constante y continua anualmente, lo que llevaría a que con un crecimiento del 30 o/o, en el año 1983 (cuadro No. 3), se podría cubrir el 59 o/o de la inversión de ese año. Por el contrario lo recaudado en los primeros años no representaría más allá del 14 o 15 o/o de la inversión anual.



PROYECCION DE LAS TARIFAS DEL SECTOR ELECTRICO PARA DIVERSAS TASAS DE CRECIMIENTO

CUADRO No. VIII - 2

DEMANDA MEDIA GWH	%	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
• EPM		3139	3680	4663	5034	5372	5736	6154	6661	7126
• EEEB		3563	3996	4455	4945	5467	6021	6613	7261	7997
• CVC		1782	1920	2078	2238	2421	2622	2854	3088	3351
• CORELCA		1421	1741	1915	2106	2317	2549	2804	3084	3392
• ICEL		2636	3027	3297	3553	3816	4096	4403	4746	5107
• TARIFA MEDIA ¢	10 %	32.2	35.4	39.0	42.9	47.2	51.9	57.1	62.8	69.1
	20 %	32.2	38.6	46.4	55.6	66.8	80.1	96.1	115.4	138.4
	30 %	32.2	41.9	54.4	70.8	92.0	119.6	155.4	202.1	262.7
• SOBRETASA DEL 15% ¢ (Sobre la Tarifa Media)	10 %	5	5.5	6.1	6.7	7.3	8.1	8.9	9.8	10.7
	20 %	5	6.0	7.2	8.6	10.4	12.4	14.9	17.9	21.5
	30 %	5	6.5	8.5	11.0	14.3	18.6	24.2	31.4	40.8
• TARIFA TOTAL	10 %	37.2	40.9	45.1	49.6	54.5	60.0	66.0	72.6	79.8
	20 %	37.2	44.7	53.6	64.3	77.2	92.6	111.1	133.3	160.0
	30 %	37.2	48.4	62.9	81.8	106.3	138.1	179.6	233.4	303.5
• VALOR US \$/\$		28.3	30.6	33.5	36.85	40.54	44.59	44.05	53.96	59.4
• TARIFA EN ¢ DE US	10 %	1.3	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34
	20 %	1.3	1.46	1.6	1.75	1.90	2.08	2.27	2.47	2.69
	30 %	1.3	1.58	1.88	2.22	2.62	1.10	3.66	4.32	5.10



VALOR DE LA SOBRETASA EN MILLONES DE PESOS
CRECIENDO AL 10, 20 Y 30 %

CUADRO Nº VIII - 3

EMPRESA	%	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	TOTALES
● EE.PP.M.	10	156	202	284	337	392	465	548	653	763	3800
	20	156	221	336	433	559	711	917	1192	1532	6057
	30	156	240	396	554	768	1067	1489	2092	2907	9469
● EEEB.	10	178	220	272	331	399	488	589	545	856	4048
	20	178	240	321	425	569	747	985	1300	1719	6484
	30	178	260	379	544	782	1120	1600	2280	3263	10406
● CVC	10	89	105	127	150	177	212	254	303	359	1776
	20	89	115	149	193	252	325	425	553	720	2821
	30	89	125	177	246	346	488	691	970	1367	4499
● CORELCA	10	71	96	117	141	169	206	250	302	363	1715
	20	71	105	138	181	241	316	418	552	729	2751
	30	71	114	163	232	331	474	679	968	1384	4416
● ICEL	10	132	166	201	238	279	332	392	465	546	2751
	20	132	182	237	305	397	508	656	850	1098	4365
	30	132	197	280	391	546	762	1065	1490	2084	6947
TOTAL	10	626	789	1001	1197	1416	1703	2033	2438	2887	14090
	20	626	863	1181	1537	2018	2607	3401	4447	5798	22478
	30	626	936	1395	1967	2773	3911	5524	7800	11005	35935
TOTAL EN US. \$ x 10 ⁶	10	22	26	30	33	35	38	41	45	49	319
	20	22	28	35	42	50	58	69	82	98	484
	30	22	31	42	54	68	88	113	145	185	748

G.R.S.



PLAN DE INVERSIONES

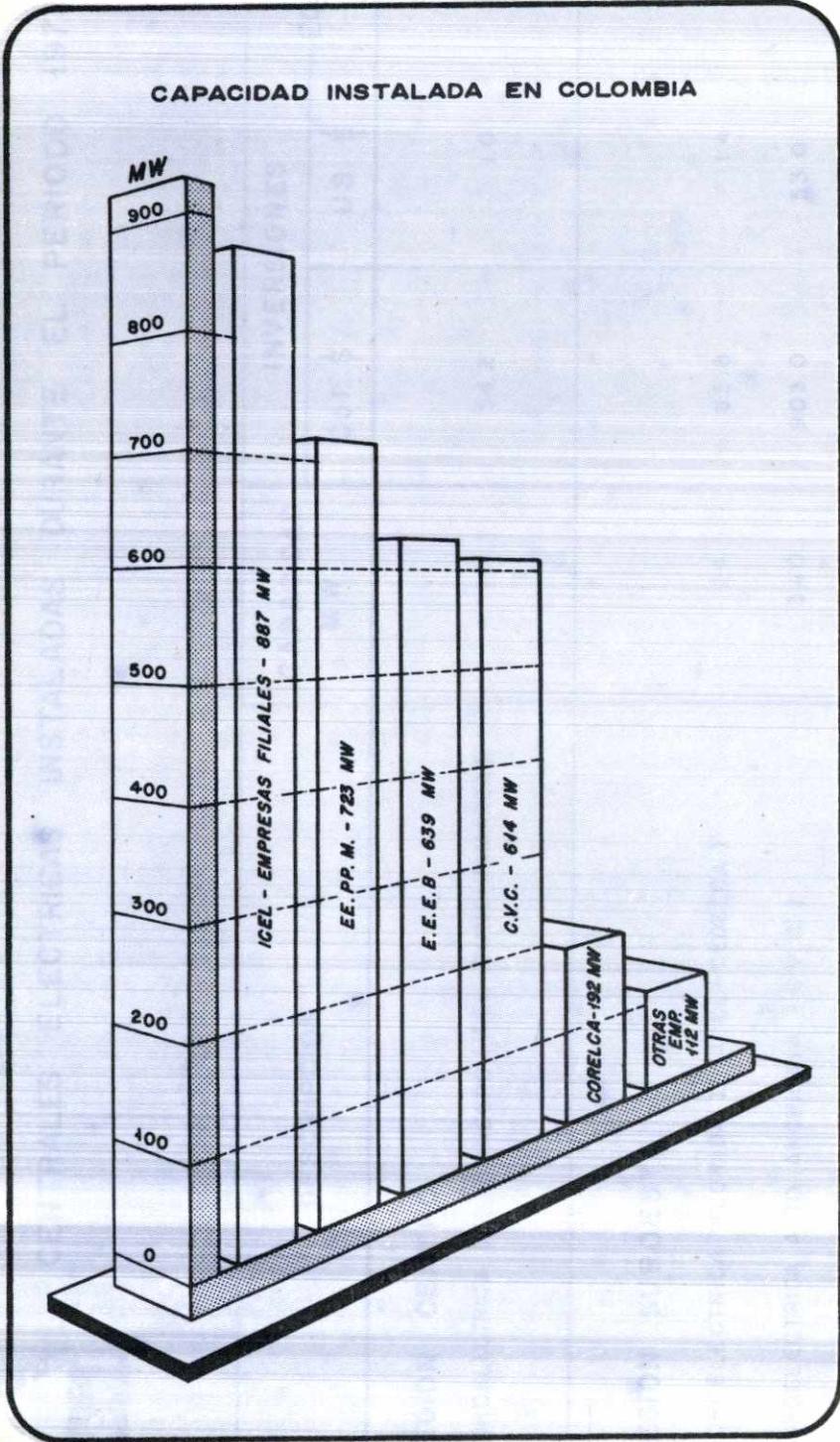
CUADRO Nº VIII - 4
(EN MILLONES DE DOLARES Y PESOS A \$ 25,50/US. \$)

PROGRAMA	MONEDA	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	TOTAL DE LAS INVERSIONES
● GENERACION.-	\$	2150	2000	2196	2974	3690	3279	2772	3624	4181	4735	31601
	US. \$	84	78	86	116	145	129	109	142	164	186	1238
● TRANSMISION Y TRANSFOR- MACION.-	\$	110	274	371	403	446	370	379	435	386	457	3634
	US. \$	4	11	15	16	18	15	15	17	15	18	144
● ELECTRIFICACION RURAL Y DISTRIBUCION.-	\$	1720	1600	1756	2380	2952	2623	2218	2899	3345	3788	25281
	US. \$	67	63	69	93	116	103	87	114	131	146	1133
TOTAL	\$	3980	3874	4323	5757	7088	6272	5369	6958	7912	8980	60513
	US. \$	155	152	170	225	279	247	211	273	310	350	2372

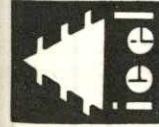
G.R.S.



CAPITULO IX



estadísticas
y
mapas



CENTRALES ELECTRICAS INSTALADAS DURANTE EL PERIODO 1973-1974

CUADRO N° 1
VALORES EN MILLONES(\$)

DESCRIPCION	CAPACIDAD MW	INVERSIONES		TOTAL EQUIVALENTE Col.\$	FECHA DE INSTALACION
		Col. \$	US. \$		
● REGION CENTRO HIDROELECTRICA DEL RIONEGRO (ICEL - CUNDINAMARCA)	10	54.2	1.0	80.0	JULIO / 74
● REGION SUROESTE HIDROELECTRICA FLORIDA II (ICEL - CEDELCA) HIDROELECTRICA ALTO ANCHICAYA (C.V.C.)	24 340	85.8 903.0	1.4 53.0	121.1 2.270.0	DICIEMBRE / 74 JULIO / 74
TOTAL	374	1.043	55.0	2.471.2	



**CENTRALES ELECTRICAS EN CONSTRUCCION O EN PERIODO
DE LICITACION Y CONTRATO
1.973-1.974**

CUADRO Nº 2
(VALORES EN MILLONES)

DESCRIPCION	CAPACIDAD KW.	INVERSIONES HASTA 1.973		POR INVERTIR		COSTO TOTAL Col. \$	AÑO DE INICIA- CIÓN	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO
		Col. \$	US. \$	Col. \$	US. \$			
● REGION NORTE TERMONORTE CARTAGENA I (CORELCA) PLANTA DIESEL SAN ANDRES (ICEL)	132. 6.4	137.0 -0-	2.3 -0-	40.4 -0-	20.8 4.3	773.4 111.0	1974 1974	1977 1976
● REGION NORDESTE AMPLIACION TERMOBARRANCA (ICEL) AMPLIACION TERMOPAIPA (ICEL) HIDROELECTRICA DE CHIVOR I (ISA)	66. 66. 500.	16.8 29.0 940.0	0.8 2.3 63.5	87.0 71.6 628.0	16.2 9.0 42.5	542.0 349.9 4.323.0	1972 1973 1970	1975 1975 1976
● REGION NOROESTE HIDROELECTRICA DE GUATAPE II (E.P.M.)	280.	108.0	2.3	2.012.0	45.9	3.363.0	1972	1978
● REGION CENTRO AMPLIACION TERMOZIPIA (E.E.E.B.)	66.	124.0	6.0	45.0	1.0	350.0	1970	1975
● REGION SUROESTE PLANTA DIESEL DE TUMACO (ICEL)	6.	-0-	-0-	-0-	3.9	101.0	1975	1976
TOTAL	1.122.4	1.354.8	77.2	2.884.0	143.6	9.913.3		



**CENTRALES ELECTRICAS A CONSTRUIRSE
ENTRE 1.974-1.981**

CUADRO Nº 3

PROYECTO	CLASE	CAPACIDAD EN MW.	ENTIDAD	FECHA DE ENTRADA
● CHIVOR II	H	500	ISA	1.979
● SAMANA - I (San Carlos)	H	570	ISA	1.981
● SALVAJINA	H	210	CVC	1.981
● GUATAPE II	H	280	EPM	1.977
● JULUMITO	H	51	ICEL - CEDELCA	1.981
● CERREJON	T	125	CORELCA	1.981
TOTAL		1.736		

NOTA :

H = HIDRAULICA

T = TERMICA



CENTRALES ELECTRICAS FUTURAS
1.981 - 2.000

CUADRO

DESCRIPCION	CLASE	CAPACIDAD EN KW.	ENTIDAD	ESTUDIOS
● REGION NORTE				
URRA - RIO SINU	(H)	1'200.000	CORELCA	PREFACTIBILIDAD
ARIGUANI	(H)	170.000	CORELCA	PRELIMINARES
CERREJON	(T)	550.000	CORELCA	PRELIMINARES
TOTAL		1'920.000		
● REGION NORDESTE				
MARGUA	(H)	300.000	ICEL	PREFACTIBILIDAD
FONCE	(H)	600.000	ISA	PRELIMINARES
SOGAMOSO	(H)	800.000	ISA	FACTIBILIDAD
UPIA	(H)	500.000	ICEL	PRELIMINARES
GUAVIO	(H)	1'200.000	ISA	PREFACTIBILIDAD
CATATUMBO	(H)	550.000	ISA	PRELIMINARES
TOTAL		3'950.000		
● REGION NOROESTE				
SAMANA II (San Carlos)	(H)	570.000	ISA	FACTIBILIDAD
SAN JUAN	(H)	1'100.000	ISA	INVESTIGACION
TRES RIOS	(H)	350.000	ISA	PRELIMINARES
CAUCA MEDIO	(H)	6'000.000	ISA	PRELIMINARES
ATRATO	(H)	2'300.000	ISA	PRELIMINARES
TOTAL		10'320.000		
● REGION CENTRO				
MESITAS	(H)	1'020.000	EEEB	DISEÑO
BETANIA	(H)	510.000	ICEL	PREFACTIBILIDAD
SALDAÑA	(H)	800.000	ISA	PREFACTIBILIDAD
MAGDALENA - HONDA	(H)	1'800.000	ISA	IDENTIFICACION
INMARCO	(H)	1'000.000	ISA	PREFACTIBILIDAD
TOTAL		5'130.000		
● REGION SUROESTE				
PATIA (2 Desarrollos)	(H)	2'700.000	ICEL	FACTIB. Y PREFAC.
LA MIEL (2 Desarrollos)	(H)	1'500.000	CHEC - ICEL	PREFAC. Y PRELI.
RISARALDA	(H)	350.000	CHEC - ICEL	IDENTIFICACION
TOTAL		4'550.000		
GRAN - TOTAL		25'870.000		

● NOTAS : H = HIDRAULICAS T = TERMICAS

BIBLIOTECA LUIS ANGELO ARANG...
382 0984 864e 19 e



LINEAS DE TRANSMISION TERMINADAS EN EL PERIODO
1973-1974

CUADRO N° 5
VALORES EN MILLONES (\$)

DESCRIPCION	LONGITUD KMS.	TENSION KV	TOTAL INVERSIONES COL. \$	FECHA DE PUESTA EN SERVICIO
● REGION NOROESTE				
BOLOBOLO - QUIBDO (ICEL)	120	115	68.9	OCTUBRE / 1973
GUATAPE - PUERTO INMARCO (EE.PP.M.)	62	110	20.0	OCTUBRE / 1974
● REGION NORDESTE				
PAIPA - BUCARAMANGA - CUCUTA (ICEL)	269	220	160.0	NOVIEMBRE / 1974
FLORIDABLANCA - PALENQUE (ICEL)	8	115	4.5	NOVIEMBRE / 1974
BELEN - SEVILLA (ICEL)	4	115	4.0	NOVIEMBRE / 1974
GUATAPE - BARRANCABERMEJA (ISA - ICEL)	200	220	176.0	DICIEMBRE / 1974
● REGION SUROESTE				
DANUBIO - PANCE - YUMBO (C.V.C.)	67	220	84.5	DICIEMBRE / 1974
ANILLO - PASTO (ICEL - CEDENAR)	12	115	9.0	DICIEMBRE / 1974
PANCE - JUANCHITO (C.V.C.)	16	115	7.7	DICIEMBRE / 1974
FLORIDA II - POPAYAN (ICEL)	12	115	4.5	DICIEMBRE / 1974
TOTAL			539.1	



LINEAS EN CONSTRUCCION O EN PROCESO DE
LICITACION, ADJUDICACION Y CONTRATO
1.973 - 1.974

CUADRO Nº 6
Valores en millones (\$)

DESCRIPCION	LONGITUD KMS	TENSION KV	COSTO TOTAL \$ COL.	FECHA PUESTA EN SERVICIO
● REGION NORTE				
RIO CORDOBA - FUNDACION (ICEL - BID)	62	115	24.4	1.976
MAGANGUE - MOMPOS - EL BANCO Dos etapas - (ICEL)	110	115	41.8	1.975
● REGION NOROESTE				
SANTA FE - FRONTINO - APARTADO (ICEL)	213	110	113.0	1.977
● REGION NORDESTE				
BUCARAMANGA - SAN GIL (ICEL - BID)	57	115	21.9	1.976
PAIPA - BARBOSA - CHIQUINQUIRA (ICEL - BID)	110	115	34.9	1.976
PAIPA - CHIVOR (ISA)	120	220	123.0	1.976
CHIVOR - TORCA - LA MESA (ISA)	170	220	185.0	1.976
BARRANCA - BUCARAMANGA (ICEL - ISA)	95	220	160.0	1.977
● REGION CENTRO				
NEIVA - ALTAMIRA - FLORENCIA	180	115	57.6	1.975
PRADO - NEIVA 2º circuito - (ICEL)	110	115	22.0	1.976
● REGION SUROESTE				
PASTO - IPIALES (ICEL)	80	115	41.8	1.975
TOTAL	1.307		825.4	



LINEAS DE TRANSMISION EN ESTUDIO PARA EJECUCION FUTURA
Y EN INVESTIGACION

CUADRO Nº 7

DESCRIPCION	LONGITUD Kms.	TENSION Kv.	FECHA DE PUESTA EN SERVICIO
● REGION NORTE			
SABANALARGA - FUNDACION-VALLEDUPAR (CORELCA)	235	220	1.977
VALLEDUPAR - CERREJON (CORELCA)	80	220	1.980
CARTAGENA - TOLU VIEJO (CORELCA)	107	66	1.977
RIO HACHA - MAICAO - PARAGUACHON (ICEL)	90	115	1.977
● REGION NOROESTE			
SAMANA - CERROMATOSO - CHINU - SABANALARGA (ICEL-CORELCA)	520	500	1.978 - 1.979
ESMERALDA - YUMBO (ISA)	195	220	1.982
SAN CARLOS - BARRANCABERMEJA (ISA)	188	220	1.980
GUATAPE - MEDELLIN (EE. PP. M)	55	220	1.977
RIONEGRO - RIO PIEDRAS (EE. PP. M)	25	110	1.976
YARUMAL - CAUCASIA (EE. PP. M)	120	110	1.976
GUATAPE - GUADALUPE (EE. PP. M)	70	220	1.980
SAN CARLOS - GUATAPE (ISA)	35	220	1.978
SAN CARLOS - MEDELLIN (ISA)	90	220	1.982
● REGION NORDESTE			
ZULIA - FRONTERA CON VENEZUELA (ICEL)	15	220	1.976
PAIPA BELENCITO (ELECTROBOYACA - PAZ DE RIO)	30	115	1.975
CONVENCION - AYACUCHO (CENS - ECOPELROL)	32	115	1.976
● REGION CENTRO			
RIONEGRO - GUADUERO - VILLETA (ICEL - ECOPELROL)	45	115	1.976
SIBATE - FUSAGASUGA (ICEL)	60	115	1.976
SAN CARLOS - BOGOTA (ISA)	210	220	1.980
CHIVOR - SUBA - LA MESA (ISA)	170	220	1.976
TORCA - MARTIN DEL CORRAL (E.E.E.B.)	40	115	1.976
TORCA - AUTOPISTA (E.E.E.B.)	5	115	1.976
TORCA - CASTELLANA (E.E.E.B.)	8	115	1.976
BALSILLAS - CERRO - SUBA (E.E.E.B.)	30	115	1.975
● REGION SUROESTE			
POPAYAN - PASTO (SEGUNDO CIRCUITO - ICEL)	163	115	1.975
IPIALES - FRONTERA CON ECUADOR (ICEL)	15	115	1.975
TOTAL	2633		

REGIONES	POTENCIA NOMINAL INSTALADA - K.W.					GENERACION BRUTA - M.W.H.					PORCENTAJE SOBRE EL TOTAL DEL PAIS		POBLACION 1973	VATIOS INSTALADOS POR HABITANTE	
	HIDRAULICA K.W.	DIESEL K.W.	VAPOR K.W.	TURBOGAS K.W.	TOTAL K.W.	HIDRAULICA M.W.H.	DIESEL M.W.H.	VAPOR M.W.H.	TURBOGAS M.W.H.	TOTAL M.W.H.	POTENCIA %	GENERACION %			
1 REGION NORTE															
I		9.115	-	-	9.115	-	25.320	-	-	25.320	0.33	0.23	373.781	24	
II	1.190	35.755	-	-	36.945	2.526	37.660	-	-	40.186	1.32	0.37	850.138	44	
III	190	12.025	-	-	12.215	-	13.047	-	-	42.264	0.44	0.39	526.980	23	
IV	-	2.075	202.100	113.500	317.675	-	319	359.073	676.647	1036.039	11.37	9.56	1.077.266	295	
V	-	11.655	42.085	32.500	86.240	-	48.467	345.097	71.601	465.165	3.09	4.29	1.076.650	80	
VI	-	9.785	-	29.200	38.985	-	45.194	-	146.739	161.933	1.40	1.49	1.012.919	39	
VII	-	6.845	-	-	6.845	-	14.168	-	-	14.168	0.25	0.13	326.500	21	
VIII	-	7.275	-	-	7.275	-	22.807	-	-	22.807	0.25	0.22	43.607	167	
SUBTOTAL	1.380	94.530	244.185	175.200	515.295	2.526	206.982	733.387	864.987	1.807.882	18.45	16.68	5.287.841	97	
2 REGION NORDESTE															
I	1.030	8.280	-	48.000	57.290	4.847	17.938	9.952	151.065	183.802	2.05	1.70	723.009	79	
II	26.445	10.825	28.000	36.000	101.270	125.701	4.088	146.483	80.071	326.293	3.63	3.00	1.332.149	76	
III	4.285	3.900	36.500	-	44.685	12.006	5.421	194.702	-	212.129	1.60	1.96	1.310.677	34	
SUBTOTAL	31.760	22.985	64.500	84.000	203.245	142.554	27.427	321.107	231.136	722.224	7.28	6.66	3.365.835	60	
3 REGION NOROESTE															
I	750.670	10.550	-	-	761.220	3.247.255	4.942	-	-	3.252.197	27.25	30.00	3.943.950	193	
II	175	4.295	-	-	4.470	-	12.360	-	-	12.360	0.16	0.14	267.572	17	
SUBTOTAL	750.845	14.845	-	-	765.690	3.247.255	17.302	-	-	3.264.557	27.41	30.14	4.211.502	182	
4 BOGOTA D.E.	554.000	-	84.500	-	638.500	2.655.290	-	262.167	-	2.917.457	22.86	26.91	3.321.237	192	
5 REGION CENTRO															
I	3.235	3.660	-	-	6.895	6.000	3.500	-	-	9.500	0.25	0.09	1.362.559	5	
II	590	7.060	-	-	7.650	1.850	20.650	-	-	22.500	0.27	0.21	406.540	19	
III	71.320	6.785	-	-	78.105	161.829	1.180	-	-	163.009	2.80	1.50	1.040.360	75	
IV	9.000	9.120	-	-	18.120	53.693	1.399	130	-	55.222	0.66	0.51	657.522	28	
V	-	4.390	-	-	4.390	-	15.300	-	-	15.300	0.15	0.14	82.284	53	
SUBTOTAL	84.145	31.015	-	-	115.160	223.372	42.029	130	-	265.531	4.12	2.45	3.549.265	32	
6 REGION SUROESTE															
I	188.450	4.520	-	-	192.970	582.593	6	-	-	582.599	6.91	5.37	920.760	210	
II	18.850	4.155	-	-	20.005	137.815	7.185	-	-	145.000	0.72	1.34	572.946	35	
III	7.990	360	-	-	8.350	61.500	4.000	-	-	65.500	0.30	0.60	425.238	20	
IV	204.425	24.565	53.000	-	278.990	578.836	6.460	285.548	-	870.844	9.99	8.03	2.658.790	105	
V	10.470	1.325	-	-	11.795	42.883	1.513	-	-	44.396	0.42	0.41	772.635	15	
VI	31.480	6.835	-	-	38.315	118.225	7.674	-	-	125.899	1.37	1.16	873.090	44	
VII	370	1.870	-	-	2.240	-	13.426	-	-	13.426	0.09	0.13	48.191	123	
SUBTOTAL	456.035	43.630	53.000	-	552.665	1.521.852	40.264	285.548	-	1.847.664	19.79	17.04	6.241.650	89	
7 REGION ORIENTE															
I	-	875	-	-	875	-	4.530	-	-	4.530	0.03	0.04	32.763	27	
II	-	140	-	-	140	-	250	-	-	250	-	-	347	317	
III	-	80	-	-	80	-	215	-	-	215	-	-	-	-	
IV	-	210	-	-	210	-	605	-	-	605	-	0.04	24.780	9	
V	-	1.535	-	-	1.535	-	10.447	-	-	10.447	0.06	0.10	32.131	48	
SUBTOTAL	-	2.810	-	-	2.810	-	16.047	-	-	16.047	0.09	0.15	90.021	31	
TOTAL	1.878.165	209.815	446.185	259.200	2.793.365	7.792.849	350.051	1.602.339	1.096.123	10.841.362	-	-	26.068.931	107 121 *	
8 RESUMEN POR GRUPOS DE EMPRESAS															
I	341.755	135.800	176.685	199.200	853.440	1.064.832	115.831	751.933	966.398	2.898.994	30.55	26.74	-	-	
II	554.000	-	84.500	-	638.500	2.655.290	-	262.167	-	2.917.457	22.86	26.91	-	-	
III	723.000	-	-	-	723.000	3.218.904	-	-	-	3.218.904	25.88	29.69	-	-	
IV	198.840	22.130	53.000	-	273.970	568.836	6.460	285.548	-	860.844	9.81	7.94	-	-	
V	-	-	132.000	60.000	192.000	-	-	302.691	129.725	432.416	6.87	3.99	-	-	
VI	60.670	51.885	-	-	112.485	284.987	227.760	-	-	512.747	4.03	4.73	-	-	
TOTAL	1.878.165	209.815	446.185	259.200	2.793.365	7.792.849	350.051	1.602.339	1.096.123	10.841.362	100.00	100.00	-	-	
● PORCENTAJES POR TIPO DE CAR Y GENERACION	67.24 %	7.51 %	15.97 %	9.28 %	100.00 %	74.88 %	3.23 %	14.78 %	10.11 %	100.00 %	-	-	-	-	



POTENCIA NOMINAL INSTALADA Y GENERACION EN COLOMBIA

AÑOS 1966 a 1973

CUADRO No. 9

DEPARTAMENTOS	POTENCIA NOMINAL INSTALADA K.W.								GENERACION EN MILES DE KILOWATIOS M.W.H.								INCREMENTO EN % SOBRE 1972	
	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	POTENCIA	GENERACION
GUAJIRA	2.345	4.345	4.345	4.345	4.425	4.425	9.115	9.115	5.861	10.266	13.035	13.500	14.071	13.302	27.085	23.320	—	(6.52)
MAGDALENA	19.025	19.020	24.020	29.020	30.935	30.935	36.945	36.945	66.522	55.885	71.991	77.349	86.779	90.037	101.338	40.186	—	(60.34)
CESAR	—	3.300	3.300	8.300	8.785	8.785	12.215	12.215	—	14.454	15.500	16.754	18.064	21.318	40.735	42.264	—	3.75
ATLANTICO	103.900	112.860	112.860	107.800	130.590	145.590	185.675	317.675	447.035	468.321	515.804	555.481	585.029	635.854	765.506	1'036.039	7.09	35.34
BOLIVAR	49.927	62.230	63.195	63.145	63.795	83.795	86.240	86.240	168.298	201.595	203.999	225.536	245.134	281.284	405.171	465.165	—	14.81
CORDOBA	9.920	22.290	22.290	23.290	23.290	38.290	38.985	38.985	31.676	35.405	56.365	85.870	94.779	74.517	144.908	161.933	—	11.75
SUCRE	4.298	4.300	4.300	4.300	4.505	4.505	4.745	6.845	13.963	18.834	2.500	2.750	6.155	14.256	15.888	14.168	—	(6.62)
NORTE DE SANTANDER	27.170	27.170	27.170	41.170	41.170	42.170	57.290	57.290	89.589	99.294	107.903	120.383	130.526	136.385	160.018	183.802	—	14.86
SANTANDER	34.000	40.000	40.000	68.000	68.670	83.670	101.270	101.270	119.281	128.807	155.585	161.492	185.767	231.229	267.798	326.293	—	21.84
BOYACA	43.625	43.625	43.625	43.625	44.445	44.445	44.445	44.685	153.085	128.899	148.279	141.470	172.608	197.960	217.058	212.129	—	(2.27)
ANTIOQUIA	436.860	443.205	443.605	444.500	446.510	618.510	761.220	761.220	1.581.375	1.709.478	1.820.605	1.947.254	2.093.822	2.223.890	2.729.087	3.252.197	—	19.16
CHOCO	1.905	1.905	1.905	2.905	2.905	2.905	4.470	4.470	3.846	4.064	4.180	4.250	7.226	9.605	10.347	12.350	—	19.45
CALDAS	85.650	56.870	57.970	192.970	192.970	192.970	192.970	192.970	259.916	278.116	305.779	422.522	568.069	582.101	674.772	582.599	—	1.36
RISARALDA	19.180	19.180	19.180	19.180	20.005	20.005	20.005	20.005	89.709	93.668	99.138	99.203	97.779	105.421	144.036	145.000	—	0.67
QUINDIO	8.350	8.350	8.350	8.350	8.350	8.350	8.350	8.350	55.942	48.676	59.844	55.943	40.376	46.531	54.640	65.500	—	19.88
BOGOTA Y CUNDINAMARCA	458.396	457.215	457.215	455.880	595.035	595.035	645.395	645.395	1.261.562	1.441.998	1.652.908	1.941.743	2.292.944	2.523.271	2.833.385	2.926.957	—	3.30
META	3.654	3.655	5.065	6.205	6.340	6.840	7.650	7.650	12.550	13.887	16.428	17.285	16.757	5.547	19.781	22.500	—	14.03
TOLIMA	25.530	26.340	26.340	26.340	26.340	26.340	27.105	27.105	88.591	91.839	86.903	87.429	92.194	105.374	73.277	163.009	—	122.46
HUILA	17.000	17.000	17.000	17.000	17.000	17.000	18.120	18.120	40.240	42.172	47.442	55.124	61.088	73.489	75.191	55.222	—	(26.66)
VALLE	209.720	278.990	278.990	278.990	278.990	278.990	278.990	278.990	877.374	911.294	995.843	911.268	828.120	1.002.484	806.585	870.844	—	7.97
CAQUETA	1.065	1.065	1.065	2.800	3.535	3.535	4.390	4.390	3.381	4.665	5.269	5.275	7.742	7.012	12.024	15.300	—	27.25
CAUCA	10.775	10.825	10.825	11.400	11.400	11.400	15.995	11.795	47.419	47.177	51.809	52.661	57.507	68.499	57.642	44.356	(25.63)	(22.98)
NARIÑO	13.065	13.065	13.065	37.565	37.570	37.570	38.315	38.315	70.728	69.068	74.437	90.039	14.318	129.006	140.615	125.899	—	(10.47)
AMAZONAS	767	767	767	1.255	1.535	1.535	1.535	1.535	1.801	3.359	3.500	3.750	4.278	5.603	9.875	10.447	—	5.79
PUTUMAYO	855	854	854	854	2.240	2.240	2.240	2.240	2.783	4.416	4.500	3.417	4.596	4.347	8.677	13.426	—	54.73
SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	1.500	1.500	1.500	4.500	5.175	5.175	5.175	7.275	6.697	6.578	6.726	8.275	10.893	15.608	19.049	22.807	—	19.73
OTROS TERRITORIOS	890	890	890	890	1.275	1.275	1.275	1.275	2.843	4.081	4.200	4.253	3.708	3.028	5.169	5.600	—	8.34
TOTALES	1.558.740	1.681.446	1.688.716	1.903.989	2.077.795	2.316.795	2.610.366	2.793.365	5.502.167	5.936.276	6.530.442	7.110.276	7.838.296	8.606.937	9.719.105	10.841.362	7.01	11.55



ESTADISTICAS DE PRODUCCION Y VENTAS
DEL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
AÑO 1.973

CUADRO N° 10

	GRUPO EMPRESAS ICEL	E.E.E. DE BOGOTA	E.E. PP. DE MEDELLIN	SISTEMA DEL VALLE	CORELCA	OTROS	TOTAL
● ENERGIA EN GWH							
Generación							
Hidráulica	1.065	2.655	3.219	569	-	285	7.793
Térmica	1.834	262	-	292	432	228	3.048
Total Generación	2.899	2.917	3.219	861	432	513	10.841
Intercambios otros sistemas ^{1/}							
Compras	577	13	-	771	-	-	1.361
Ventas	-	286	587	56	432	-	1.361
Total Disponibilidad	3.476	2.644	2.632	1.576	-	513	10.841
Consumo Propio y Pérdidas							
Ventas al Consumidor final							
Industrial	766	742	664	574	-	130	2.876
Otros Sectores - Res., Com., etc.	2.162	1.559	1.486	733	-	321	6.261
Total Ventas	2.928	2.301	2.150	1.307	-	451	9.137
% de Consumo propio y pérdidas	15.8	13.0	18.3	17.1	-	12.1	15.7
● TARIFAS MEDIAS - En Cts. / Kwh							
Industrial	29.36	30.20	21.84	30.49	-	23.08	27.78
Otros Sectores - Res., Com., etc.	31.59	25.02	21.60	33.56	-	22.43	27.34
Promedio General	31.02	26.70	17.04	32.20	-	25.54	27.48
● MILES DE SUSCRIPTORES							
Industrial	8	11	2	3	-	2	26
Otros Sectores - Res., Com., etc.	729	373	211	249	-	176	1.738
Total	737	384	213	252	-	178	1.764
● VENTAS AL CONSUMIDOR FINAL (En millones de pesos)							
Industrial	225	224	145	175	-	30	799
Otros Sectores	683	390	321	246	-	72	1.712
Total	908	614	466	421	-	102	2.511
● CONSUMO PROMEDIO POR SUSCRIPTOR - Kwh/año							
Industrial	95.750	67.455	332.000	191.333	-	65.000	110.615
Otros Sectores	2.966	4.180	7.033	2.944	-	1.824	3.602
Promedio General	3.973	5.992	10.094	5.187	-	2.534	5.180
● PROMEDIO FACTURADO POR SUSCRIPTOR - \$/año							
Industrial	28.125	20.364	72.500	58.333	-	15.000	30.731
Otros Sectores	937	1.046	1.521	988	-	409	985
Promedio General	1.232	1.599	2.188	1.671	-	573	1.424

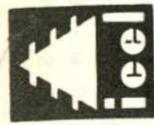
^{1/} Se consideró que los intercambios entre sistemas tuvieron una eficacia del 100%



RESUMEN DE DATOS SOBRE VENTAS DE ENERGIA AL CONSUMIDOR FINAL
AÑO DE 1.973

CUADRO N° 11

	REGION NORTE	REGION NORDESTE	REGION NOROESTE	REGION BOGOTA	REGION CENTRO	REGION SUROESTE	REGION ORIENTAL	TOTAL
● GWH VENDIDOS								
SERVICIO INDUSTRIAL	431	231	697	742	71	704		2.876
OTROS SERVICIOS	840	388	1.782	1.559	364	1.318	10	6.261
TOTAL	1.271	619	2.479	2.301	435	2.022	10	9.137
● MILES DE SUSCRIPTORES								
SERVICIO INDUSTRIAL	3	2	4	11	1	5		26
OTROS SERVICIOS	263	188	266	373	181	463	4	1.738
TOTAL	266	190	270	384	182	468	4	1.764
● MILLONES DE PESOS VENDIDOS								
SERVICIO INDUSTRIAL	117	50	166	224	17	225		799
OTROS SERVICIOS	309	117	389	390	110	390	7	1.712
TOTAL	426	167	555	614	127	615	7	2.511
● PRECIOS MEDIOS - EN CENTAVOS/KWH								
SERVICIO INDUSTRIAL	27.15	21.65	23.82	30.19	23.94	31.96		27.78
OTROS SERVICIOS	36.79	30.15	21.83	25.02	30.22	29.59	70.00	27.34
PROMEDIO GENERAL	33.54	26.98	22.39	26.70	29.20	30.42	70.00	27.48
● CONSUMO MEDIO EN KWH/AÑO								
SIN INCLUIR SERVICIO INDUSTRIAL:								
POR HABITANTE	159	115	423	469	103	211	111	240
POR SUSCRIPTOR	3.194	2.064	6.699	4.180	2.011	2.847	2.500	3.602
INCLUIDO EL SERVICIO INDUSTRIAL:								
POR HABITANTE	240	184	589	693	123	324	111	351
POR SUSCRIPTOR	4.774	3.258	9.182	5.992	2.390	4.321	2.500	5.180

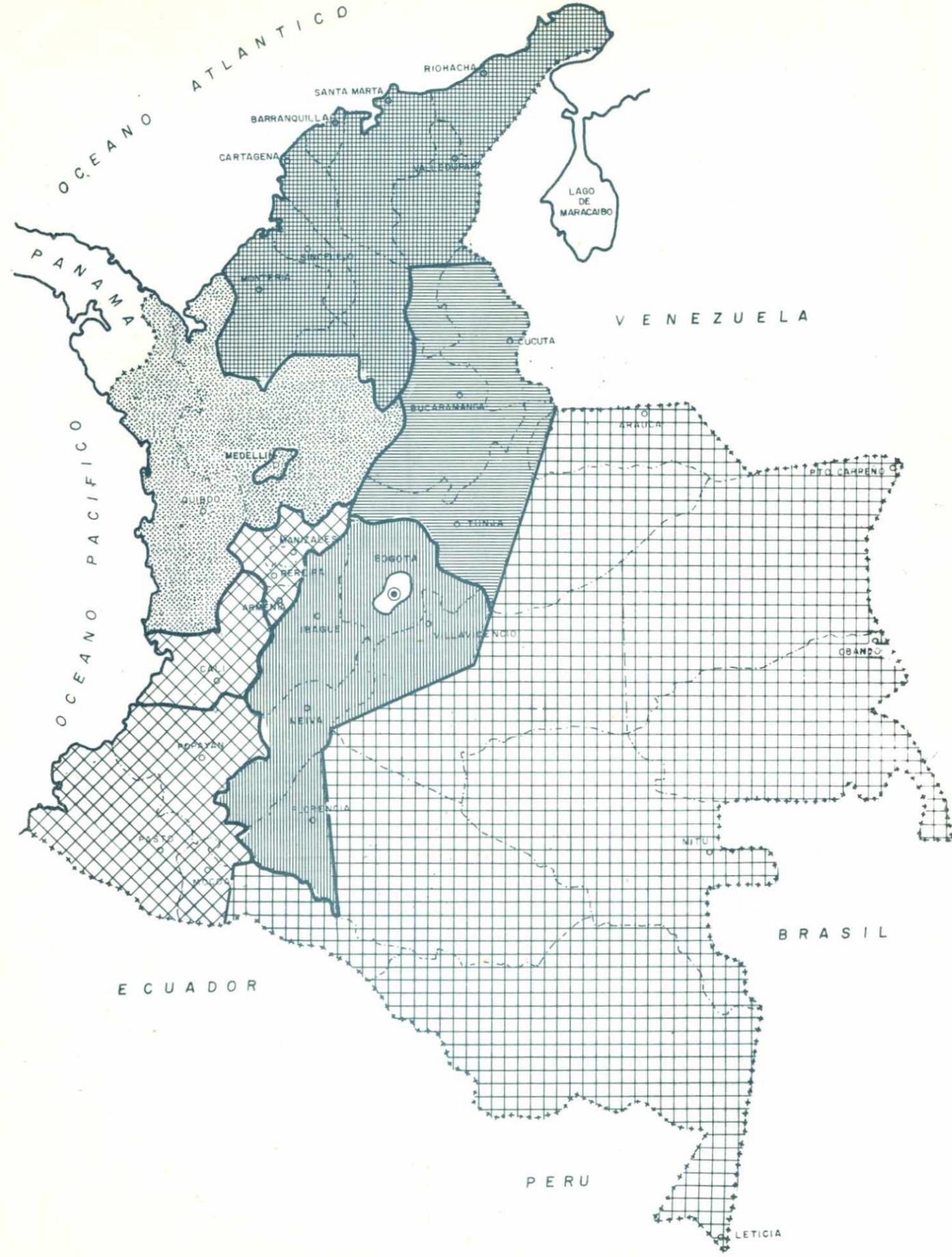


**ESTADISTICA REGIONAL
AÑO DE 1973**

CUADRO N° 12

	R E G I O N E S						TOTAL
	NORTE	NORDESTE	NOROESTE	BOGOTA	CENTRO	SUROESTE	
CONVENCIONES							
● DATOS SOBRE EL CONSUMO FINAL							
GWH VENDIDOS	1.271	619	2.479	2.301	435	2.022	10
VENTAS EN MILLONES DE PESOS	426	167	555	614	127	615	7
PRECIO MEDIO EN CENTAVOS/ KWH	33.54	26.98	22.39	26.70	29.20	30.42	70.00
MILES DE SUSCRIPTORES	266	190	270	384	182	468	4
● NUMERO DE TRABAJADORES							
GENERACION	878	503	640	611	283	989	73
DISTRIBUCION Y VENTAS	1.375	777	761	735	979	1.847	75
ADMINISTRACION	455	321	719	360	205	989	25
CONSTRUCCION Y OTROS	111	51	586	64	107	114	6
TOTAL	2.819	1.652	2.706	1.770	1.574	3.939	179
● POBLACION EN MILES DE HABITANTES							
POBLACION TOTAL 1973	5.288	3.366	4.211	3.321	3.549	6.242	90
POBLACION ESTIMADA CON SERVICIO	2.380	1.582	2.527	3.310	2.484	1.561	29
POBLACION ESTIMADA SIN SERVICIO	2.908	1.784	1.684	11	1.065	4.681	61
● AREA EN KILOMETROS CUADRADOS	126.000	81.000	110.000	1.580	99.000	101.000	620.300
TOTAL	1'138.880						

NOTA : Ver mapa en la hoja siguiente.



ESTRUCTURA TARIFARIA VIGENTE 1974

CUADRO N° 13
Hoja N° 1 de 2

SERVICIOS	ANTIOQUIA RES. 053 1-XII-72	ANTIOQUIA RES. 04 15-II-74 SUR OCCID.	PTO. BERRIO RES. 06 27-III-73	ORIENTE RES. 033 19-VI-72	SINIFANA (*)	TAMESIS RES. 035 21-VI-72	SUROESTE RES. 054 21-XII-72	ATLANTICO RES. 022 22-VIII-74	BOLIVAR RES. 023 22-VIII-74	MAGANGUE RES. 048 7-XI-72	SUCRE RES. 008 29-III-73	ZAMBRANO RES. 015 23-IV-73	BOYACA RES. 040 16-VIII-72	CALDAS RES. 020 4-VI-73 (1)	CAUCA RES. 036 26-IX-73	CORDOBA RES. 029 5-V-72
RESIDENCIAL																
Tarifa Autorizada																
De 0 a 100 Kwh, \$/Kwh.	0.50	0.32	0.25	0.25		0.25	0.25	0.42	0.42	0.60	0.52	0.50	0.32	0.27	0.20	0.50
De 100 a 200 Kwh, \$/Kwh.	0.57	0.32	0.32	0.32		0.32	0.32	0.56	0.56	0.44	0.58	0.44	0.37	0.37	0.30	0.57
Excedente de 200 Kwh, \$/Kwh.	0.57	0.40	0.32	0.32		0.32	0.32	0.56	0.56	0.44	0.58	0.44	0.37	0.37	0.30	0.57
COMERCIAL																
Tarifa Autorizada																
De 0 a n Kwh, \$/Kwh.	0.58	0.50	0.35	0.35		0.35	0.35	0.75	0.75	-0-	0.59	-0-	0.42	0.48	0.35	0.58
De 0 a 100 Kwh, \$/Kwh.										0.63		0.60				
Excedente de 100 Kwh, \$/Kwh.										0.51		0.51				
INDUSTRIAL																
Tarifa Autorizada																
Contador Tarifa Sencilla																
De 0 a n Kwh, \$/Kwh.	0.44	0.32	0.20	0.20		0.20	0.20	0.43	0.43	0.32	0.36		0.24	0.19	0.18	0.31
n Tarifa Doble																
n Kwh. de 18 hasta 24 h.																
n Kwh. de 24 hasta 18 h.													0.24	-0-	-0-	0.31
n Kwh. de 6 hasta 22 h.	0.44	0.32	0.20	0.20		0.20	0.20	0.43	0.43	0.32	0.36		0.24	-0-	-0-	0.31
n Kwh. de 22 hasta 6 h.	0.40	0.32	0.20	0.20		0.20	0.20	0.43	0.43	0.32	0.36		0.24	-0-	-0-	0.31
De 0 a 500 Kwh, \$/Kwh.												0.50				
Excedente 500 Kwh, \$/Kwh.												0.30		0.19	0.18	
n Kwh. de 22 hasta 17 h.														0.27	0.25	
n Kwh. de 17 hasta 22 h.																
Cargo Fijo																
De 0 hasta 5 Kw, \$/Kw.	3.65	14.60	7.30	7.30		7.30	7.30	20.00	20.00	7.30	3.35	7.30	7.30	10.95	3.65	3.65
Excedente de 5 Kw, \$/Kw.	7.30	29.20	14.60	14.60		14.60	14.60	29.60	29.60	14.60	7.30	14.60	14.60	18.25	7.30	7.30
OFICIAL Y ALUMBRADO PUBLICO																
Tarifa Autorizada																
n Kwh, \$/Kwh.	0.42	0.28	0.22	0.22		0.22	0.22	0.40	0.40	0.40	0.34	0.40	0.18	0.13	0.18	0.36
EN BLOQUE																
Tarifa Autorizada																
n Kw, \$/Kw.	-0-	0.25	-0-	0.12		0.12	-0-	0.38	0.38	-0-	-0-	-0-	0.22	0.18	0.16	0.22
Cargo Fijo																
x Kw.	-0-	-0-	-0-	2.00	-0-	2.00	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	14.60	-0-	7.30	7.30

NOTA :

(1) Para los Deptos. de Risaralda y Quindio.-

(*) Posee el mismo esquema que antioquia con RES. 04 de 15-II-74

ESTRUCTURA TARIFARIA VIGENTE 1974

CUADRO Nº 13
Hoja Nº 1 de 2

SERVICIOS	ANTIOQUIA RES. 053 1-XII-72	ANTIOQUIA RES. 04 15-II-74 SUR OCCID.	PTO. BERRIO RES. 06 27-III-73	ORIENTE RES. 033 19-VI-72	SINIFANA (*)	TAMESIS RES. 035 21-VI-72	SUROESTE RES. 054 21-XII-72	ATLANTICO RES. 022 22-VIII-74	BOLIVAR RES. 023 22-VIII-74	MAGANGUE RES. 048 7-XI-72	SUCRE RES. 008 29-III-73	ZAMBRANO RES. 015 23-IV-73	BOYACA RES. 040 16-VIII-72	CALDAS RES. 020 4-VI-73 (1)	CAUCA RES. 036 26-IX-73	CORDOBA RES. 029 5-V-72
RESIDENCIAL																
Tarifa Autorizada																
De 0 a 100 Kwh, \$/Kwh.	0.50	0.32	0.25	0.25		0.25	0.25	0.42	0.42	0.60	0.52	0.50	0.32	0.27	0.20	0.50
De 100 a 200 Kwh, \$/Kwh.	0.57	0.32	0.32	0.32		0.32	0.32	0.56	0.56	0.44	0.58	0.44	0.37	0.37	0.30	0.57
Excedente de 200 Kwh, \$/Kwh.	0.57	0.40	0.32	0.32		0.32	0.32	0.56	0.56	0.44	0.58	0.44	0.37	0.37	0.30	0.57
COMERCIAL																
Tarifa Autorizada																
De 0 a n Kwh, \$/Kwh.	0.58	0.50	0.35	0.35		0.35	0.35	0.75	0.75	-0-	0.59	-0-	0.42	0.48	0.35	0.58
De 0 a 100 Kwh, \$/Kwh.										0.63		0.60				
Excedente de 100 Kwh, \$/Kwh.										0.51		0.51				
INDUSTRIAL																
Tarifa Autorizada																
Contador Tarifa Sencilla																
De 0 a n Kwh, \$/Kwh.	0.44	0.32	0.20	0.20		0.20	0.20	0.43	0.43	0.32	0.36		0.24	0.19	0.18	0.31
n Tarifa Doble																
n Kwh. de 18 hasta 24 h.																
n Kwh. de 24 hasta 18 h.													0.24	-0-	-0-	0.31
n Kwh. de 6 hasta 22 h.	0.44	0.32	0.20	0.20		0.20	0.20	0.43	0.43	0.32	0.36		0.24	-0-	-0-	0.31
n Kwh. de 22 hasta 6 h.	0.40	0.32	0.20	0.20		0.20	0.20	0.43	0.43	0.32	0.36		0.24	-0-	-0-	0.31
De 0 a 500 Kwh, \$/Kwh.												0.50				
Excedente 500 Kwh, \$/Kwh.												0.30				
n Kwh. de 22 hasta 17 h.													0.19	0.18	0.18	0.31
n Kwh. de 17 hasta 22 h.													0.27	0.25	0.25	0.31
Cargo Fijo																
De 0 hasta 5 Kw, \$/Kw.	3.65	14.60	7.30	7.30		7.30	7.30	20.00	20.00	7.30	3.35	7.30	7.30	10.95	3.65	3.65
Excedente de 5 Kw, \$/Kw.	7.30	29.20	14.60	14.60		14.60	14.60	29.60	29.60	14.60	7.30	14.60	14.60	18.25	7.30	7.30
OFICIAL Y ALUMBRADO PUBLICO																
Tarifa Autorizada																
n Kwh, \$/Kwh.	0.42	0.28	0.22	0.22		0.22	0.22	0.40	0.40	0.40	0.34	0.40	0.18	0.13	0.18	0.36
EN BLOQUE																
Tarifa Autorizada																
n Kw, \$/Kw.	-0-	0.25	-0-	0.12		0.12	-0-	0.38	0.38	-0-	-0-	-0-	0.22	0.18	0.16	0.22
Cargo Fijo																
x Kw.	-0-	-0-	-0-	2.00	-0-	2.00	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	14.60	-0-	7.30	7.30

NOTA :

(1) Para los Deptos. de Risaralda y Quindio.-

(*) Posee el mismo esquema que antioquia con RES. 04 de 15-II-74

ESTRUCTURA TARIFARIA VIGENTE

1974

CUADRO N° 13
Hoja N° 2 de 2

SERVICIOS	GUAJIRA RES.- 386 9-IX-71	HUILA RES. 052 1-XII-72 (2)	MAGDALENA RES. 024 22-VIII-74	NARIÑO RES. 035 26-IX-73	TUMACO RES. 055 24-III-71	NORT. SANT. RES. 018 22-VIII-74	HILEBRIJA RES. 019 22-VIII-74 (10)	HILEBRIJA ZONA SUR RES. 033 10-IX-73	SAN GIL RES. 033 10-IX-73 (10)	GARCIA R. RES. 269 12-VI-67 (9) (10)	TOLIMA GRUPO 1 RES. 019 28-V-73	TOLIMA GRUPO 2 RES. 019 28-V-74	TOLIMA GRUPO 3 RES. 019 28-V-74	E. E. E. B. BOGOTA RES. 004 8-II-73	E. E. P. P. MEDELLIN RES. 032 10-IX-73	SAN ANDRES PROVIDENCIA RES. 014 5-IV-74	CESAR RES. 016 3-V-74
RESIDENCIAL								(10)									
Tarifa Autorizada.																	
De 0 a 100 Kwh, \$/Kwh.	0.57	0.32	0.50	0.20	0.35	0.40	0.40	0.36	0.24		0.30	0.35	0.40	0.165	0.14	0.50	0.65
De 100 a 200 Kwh, \$/Kwh.	0.62	0.34	0.60	0.30	0.60	0.46	0.48	0.40	0.27		0.34	0.36	0.40	0.165	0.14	0.65	0.75
Excedente de 200 Kwh, \$/Kwh.	0.62	0.34	0.60	0.30	0.60	0.46	0.48	0.40	0.27		0.34	0.36	0.40	0.30	(5)		0.75
COMERCIAL																	
Tarifa Autorizada.																	
De 0 a n Kwh, \$/Kwh.	0.62	0.42	0.70	0.35	-0-	0.56	0.53	0.45	-0-		0.40	0.40	0.40	0.42	0.32	1.05	0.80
De 0 a 100 Kwh, \$/Kwh.					0.50				0.27								
Excedente de 100 Kwh, \$/Kwh.					0.65				0.32						(6)		
INDUSTRIAL																	
Tarifa Autorizada.																	
Contador Tarifa Sencilla																	
De 0 a n Kwh, \$/Kwh.	0.53	0.21	0.54	0.20	0.60	0.36	0.35	0.30	(3)		0.24	0.24	0.40	0.165	0.25	0.75	0.75
1 Tarifa Doble																	
1 Kwh. de 18 hasta 24 h.							0.38							(4) 0.425			
1 Kwh. de 24 hasta 18 h.							0.35							0.275			
1 Kwh. de 6 hasta 22h.	0.53		0.54	-0-	0.60		0.30	(3)	(3)		0.34	0.34	0.40		0.25		
1 Kwh. de 22 hasta 6 h.	0.53			-0-	0.60		0.30	(3)	(3)		0.24	0.24	0.40		0.18		
De 0 a 500 Kwh, \$/Kwh.			0.54														
Excedente 500 Kwh, \$/Kwh.																	
1 Kwh. de 22 hasta 17 h.		0.21		0.20			0.30										
1 Kwh. de 17 hasta 22 h.		0.29		0.25			0.37										
Cargo Fijo															(7)		
De 0 hasta 5 Kw, \$/Kw.	3.65	7.30	7.30	7.30		7.65	9.00	9.00	8.00		3.65	3.65	3.65	10.95	8.00		3.65
Excedente de 5 Kw, \$/Kw.	7.30	10.95	14.60	10.95		10.95	10.95	10.95	8.40		7.30	14.60	14.60	10.55	8.00		7.30
OFICIAL Y ALUMBRADO PUBLICO																	
Tarifa Autorizada																	
1 Kwh, \$/Kwh.	0.45	0.21	0.52	0.19	0.35	0.32	0.29	0.25	0.21		0.18	0.35	0.40	0.23	0.22	0.90	0.75
EN BLOQUE																	
Tarifa Autorizada																	
1 Kw, \$/Kw.	-0-	0.21	0.38	0.16		0.36	0.30	-0-	-0-		0.20	0.20	0.40	0.13	0.13		
Cargo Fijo																	
1 Kw.	-0-	7.30	-0-	7.30		10.95	-0-	-0-	-0-		7.30	7.30	7.30				

NOTAS :

2) Para el Municipio de Neiva tendrá un recargo del 10% en los Servicios Residencial, Comercial e Industrial siempre y cuando se derogue el Impuesto para Alumbrado Público.

3) Los primeros 1.000 Kwh. a \$ 0.20
Excedente de 1.000 Kwh. a 0.25

4) a) Para contador de tarifa doble con medidor de Demanda Máxima el valor será de \$ 0.255 por Kwh.
El consumo entre las 18h y las 24h tendrá un recargo de \$ 0.14 por Kwh.
b) Para cargas de 2.000 Kw. en adelante se cobrará un tarifa de \$ 0.22 por Kwh. entre las 0 y 6 horas.

c) En Radiodifusoras con Contador de tarifa Sencilla se cobrará a \$ 0.23 por Kwh.

(5) Los Sigüientes 200 Kwh. a \$ 0.25 por Kwh.
Los Sigüientes 200 Kwh. a 0.30 por Kwh.
Los Sigüientes 400 Kwh. a 0.40 por Kwh.
El Exceso sobre 1.000 Kwh. a 0.50 por Kwh.

(6) Se Cobrará a \$ 25.00 por Kw.

(7) Se Cobrará por concepto de cargo fijo en excedente de 10 Kw. a \$ 25.00 por Kw.

(8) Las tarifas de la C.V.C. se encuentran en trámite.

(9) Se encuentran en trámite las nuevas tarifas

(10) Hilebrija = Electrificadora de Santander.

ESTRUCTURA TARIFARIA VIGENTE

1974

CUADRO N° 13
Hoja N° 2 de 2

SERVICIOS	GUAJIRA RES.- 386 9-IX-71	HUILA RES. 052 1-XII-72 (2)	MAGDALENA RES. 024 22-VIII-74	NARIÑO RES. 035 26-IX-73	TUMACO RES. 055 24-III-71	NORT. SANT. RES. 018 22-VIII-74	HILEBRIJA RES. 019 22-VIII-74 (10)	HILEBRIJA ZONA SUR RES. 033 10-IX-73	SAN GIL RES. 033 10-IX-73 (10)	GARCIA R. RES. 269 12-VI-67 (9) (10)	TOLIMA GRUPO 1 RES. 019 28-V-73	TOLIMA GRUPO 2 RES. 019 28-V-74	TOLIMA GRUPO 3 RES. 019 28-V-74	E. E. E. B. BOGOTA RES. 004 8-II-73	E. E. P. P. MEDELLIN RES. 032 10-IX-73	SAN ANDRES PROVIDENCIA RES. 014 5-IV-74	CESAR RES. 016 3-V-74
RESIDENCIAL								(10)									
Tarifa Autorizada.																	
De 0 a 100 Kwh, \$/Kwh.	0.57	0.32	0.50	0.20	0.35	0.40	0.40	0.36	0.24		0.30	0.35	0.40	0.165	0.14	0.50	0.65
De 100 a 200 Kwh, \$/Kwh.	0.62	0.34	0.60	0.30	0.60	0.46	0.48	0.40	0.27		0.34	0.36	0.40	0.165	0.14	0.65	0.75
Excedente de 200 Kwh, \$/Kwh.	0.62	0.34	0.60	0.30	0.60	0.46	0.48	0.40	0.27		0.34	0.36	0.40	0.30	(5)		0.75
COMERCIAL																	
Tarifa Autorizada.																	
De 0 a n Kwh, \$/Kwh.	0.62	0.42	0.70	0.35	-0-	0.56	0.53	0.45	-0-		0.40	0.40	0.40	0.42	0.32	1.05	0.80
De 0 a 100 Kwh, \$/Kwh.					0.50				0.27								
Excedente de 100 Kwh, \$/Kwh.					0.65				0.32						(6)		
INDUSTRIAL																	
Tarifa Autorizada.																	
Contador Tarifa Sencilla																	
De 0 a n Kwh, \$/Kwh.	0.53	0.21	0.54	0.20	0.60	0.36	0.35	0.30	(3)		0.24	0.24	0.40	0.165	0.25	0.75	0.75
1 Tarifa Doble																	
1 Kwh. de 18 hasta 24 h.							0.38							(4) 0.425			
1 Kwh. de 24 hasta 18 h.							0.35							0.275			
1 Kwh. de 6 hasta 22 h.	0.53		0.54	-0-	0.60			0.30	(3)		0.34	0.34	0.40		0.25		
1 Kwh. de 22 hasta 6 h.	0.53			-0-	0.60			0.30	(3)		0.24	0.24	0.40		0.18		
De 0 a 500 Kwh, \$/Kwh.			0.54														
Excedente 500 Kwh, \$/Kwh.																	
1 Kwh. de 22 hasta 17 h.		0.21		0.20			0.30										
1 Kwh. de 17 hasta 22 h.		0.29		0.25			0.37										
Cargo Fijo															(7)		
De 0 hasta 5 Kw, \$/Kw.	3.65	7.30	7.30	7.30		7.65	9.00	9.00	8.00		3.65	3.65	3.65	10.95	8.00		3.65
Excedente de 5 Kw, \$/Kw.	7.30	10.95	14.60	10.95		10.95	10.95	10.95	8.40		7.30	14.60	14.60	10.55	8.00		7.30
OFICIAL Y ALUMBRADO PUBLICO																	
Tarifa Autorizada																	
1 Kwh, \$/Kwh.	0.45	0.21	0.52	0.19	0.35	0.32	0.29	0.25	0.21		0.18	0.35	0.40	0.23	0.22	0.90	0.75
EN BLOQUE																	
Tarifa Autorizada																	
1 Kw, \$/Kw.	-0-	0.21	0.38	0.16		0.36	0.30	-0-	-0-		0.20	0.20	0.40	0.13	0.13		
Cargo Fijo																	
1 Kw.	-0-	7.30	-0-	7.30		10.95	-0-	-0-	-0-		7.30	7.30	7.30				

NOTAS :

2) Para el Municipio de Neiva tendra un recargo del 10% en los Servicios Residencial, Comercial e Industrial siempre y cuando se derogue el Impuesto para Alumbrado Público.

3) Los primeros 1.000 Kwh. a \$ 0.20
Excedente de 1.000 Kwh. a 0.25

4) a) Para contador de tarifa doble con medidor de Demanda Máxima el valor será de \$ 0.255 por Kwh.
El consumo entre las 18h y las 24h tendrá un recargo de \$ 0.14 por Kwh.
b) Para cargas de 2.000 Kw. en adelante se cobrará un tarifa de \$ 0.22 por Kwh. entre las 0 y 6 horas.

c) En Radiodifusoras con Contador de tarifa Sencilla se cobrará a \$ 0.23 por Kwh.

(5) Los Siguietes 200 Kwh. a \$ 0.25 por Kwh.
Los Siguietes 200 Kwh. a 0.30 por Kwh.
Los Siguietes 400 Kwh. a 0.40 por Kwh.
El Exceso sobre 1.000 Kwh. a 0.50 por Kwh.

(6) Se Cobrará a \$ 25.00 por Kw.

(7) Se Cobrará por concepto de cargo fijo en excedente de 10 Kw. a \$ 25.00 por Kw.

(8) Las tarifas de la C.V.C. se encuentran en trámite.

(9) Se encuentran en trámite las nuevas tarifas

(10) Hilebrija = Electrificadora de Santander.

ESTRUCTURA TARIFARIA VIGENTE 1974

CUADRO Nº 13

Hoja Nº 2 de 2

SERVICIOS	GUAJIRA RES.- 386 9-IX-71	HUILA RES. 052 1-XII-72 (2)	MAGDALENA RES. 024 22-VIII-74	NARIÑO RES. 035 26-IX-73	TUMACO RES. 055 24-III-71	NORT. SANT. RES. 018 22-VIII-74	HILEBRIJA RES. 019 22-VIII-74 (10)	HILEBRIJA ZONA SUR RES. 033 10-IX-73	SAN GIL RES. 033 10-IX-73 (10)	GARCIA R. RES. 269 12-VI-67 (9) (10)	TOLIMA GRUPO 1 RES. 019 28-V-73	TOLIMA GRUPO 2 RES. 019 28-V-74	TOLIMA GRUPO 3 RES. 019 28-V-74	E. E. E. B. BOGOTA RES. 004 8-II-73	E. E. P. P. MEDELLIN RES. 032 10-IX-73	SAN ANDRES PROVIDENCIA RES. 014 5-IV-74	CESAR RES. 016 3-V-74
RESIDENCIAL								(10)									
Tarifa Autorizada.																	
De 0 a 100 Kwh, \$/Kwh.	0.57	0.32	0.50	0.20	0.35	0.40	0.40	0.36	0.24		0.30	0.35	0.40	0.165	0.14	0.50	0.65
De 100 a 200 Kwh, \$/Kwh.	0.62	0.34	0.60	0.30	0.60	0.46	0.48	0.40	0.27		0.34	0.36	0.40	0.165	0.14	0.65	0.75
Excedente de 200 Kwh, \$/Kwh.	0.62	0.34	0.60	0.30	0.60	0.46	0.48	0.40	0.27		0.34	0.36	0.40	0.30	(5)		0.75
COMERCIAL																	
Tarifa Autorizada.																	
De 0 a n Kwh, \$/Kwh.	0.62	0.42	0.70	0.35	-0-	0.56	0.53	0.45	-0-		0.40	0.40	0.40	0.42	0.32	1.05	0.80
De 0 a 100 Kwh, \$/Kwh.					0.50				0.27								
Excedente de 100 Kwh, \$/Kwh.					0.65				0.32						(6)		
INDUSTRIAL																	
Tarifa Autorizada.																	
Contador Tarifa Sencilla																	
De 0 a n Kwh, \$/Kwh.	0.53	0.21	0.54	0.20	0.60	0.36	0.35	0.30	(3)		0.24	0.24	0.40	0.165	0.25	0.75	0.75
Tarifa Doble																	
1 Kwh. de 18 hasta 24 h.							0.38							(4) 0.425			
1 Kwh. de 24 hasta 18 h.							0.35							0.275			
1 Kwh. de 6 hasta 22h.	0.53		0.54	-0-	0.60			0.30	(3)		0.34	0.34	0.40		0.25		
1 Kwh. de 22 hasta 6 h.	0.53			-0-	0.60			0.30	(3)		0.24	0.24	0.40		0.18		
De 0 a 500 Kwh, \$/Kwh.			0.54														
Excedente 500 Kwh, \$/Kwh.																	
1 Kwh. de 22 hasta 17 h.		0.21			0.20			0.30									
1 Kwh. de 17 hasta 22 h.		0.29			0.25			0.37									
Cargo Fijo															(7)		
De 0 hasta 5 Kw, \$/Kw.	3.65	7.30	7.30	7.30		7.65	9.00	9.00	8.00		3.65	3.65	3.65	10.95	8.00		3.65
Excedente de 5 Kw, \$/Kw.	7.30	10.95	14.60	10.95		10.95	10.95	10.95	8.40		7.30	14.60	14.60	10.55	8.00		7.30
OFICIAL Y ALUMBRADO PUBLICO																	
Tarifa Autorizada																	
1 Kwh, \$/Kwh.	0.45	0.21	0.52	0.19	0.35	0.32	0.29	0.25	0.21		0.18	0.35	0.40	0.23	0.22	0.90	0.75
EN BLOQUE																	
Tarifa Autorizada																	
1 Kw, \$/Kw.	-0-	0.21	0.38	0.16		0.36	0.30	-0-	-0-		0.20	0.20	0.40	0.13	0.13		
Cargo Fijo																	
1 Kw.	-0-	7.30	-0-	7.30		10.95	-0-	-0-	-0-		7.30	7.30	7.30				

- NOTAS :**
- 2) Para el Municipio de Neiva tendra un recargo del 10% en los Servicios Residencial, Comercial e Industrial siempre y cuando se derogue el Impuesto para Alumbrado Público.
 - 3) Los primeros 1.000 Kwh. a \$ 0.20
Excedente de 1.000 Kwh. a 0.25
 - 4) a) Para contador de tarifa doble con medidor de Demanda Máxima el valor será de \$ 0.255 por Kwh.
El consumo entre las 18h y las 24h tendrá un recargo de \$ 0.14 por Kwh.
b) Para cargas de 2.000 Kw. en adelante se cobrará un tarifa de \$ 0.22 por Kwh. entre las 0 y 6 horas.

- c) En Radiodifusoras con Contador de tarifa Sencilla se cobrará a \$ 0.23 por Kwh.
- (5) Los Sigüientes 200 Kwh. a \$ 0.25 por Kwh.
Los Sigüientes 200 Kwh. a 0.30 por Kwh.
Los Sigüientes 400 Kwh. a 0.40 por Kwh.
El Exceso sobre 1.000 Kwh. a 0.50 por Kwh.
- (6) Se Cobrará a \$ 25.00 por Kw.
- (7) Se Cobrará por concepto de cargo fijo en excedente de 10 Kw. a \$ 25.00 por Kw.
- (8) Las tarifas de la C.V.C. se encuentran en trámite.
- (9) Se encuentran en trámite las nuevas tarifas
- (10) Hilebrija = Electrificadora de Santander.

ESTRUCTURA TARIFARIA VIGENTE 1974

CUADRO Nº 13
Hoja Nº 2 de 2

SERVICIOS	GUAJIRA RES.- 386 9-IX-71	HUILA RES. 052 1-XII-72 (2)	MAGDALENA RES. 024 22-VIII-74	NARIÑO RES. 035 26-IX-73	TUMACO RES. 055 24-III-71	NORT. SANT. RES. 018 22-VIII-74	HILEBRIJA RES. 019 22-VIII-74 (10)	HILEBRIJA ZONA SUR RES. 033 10-IX-73 (10)	SAN GIL RES. 033 10-IX-73 (10)	GARCIA R. RES. 269 12-VI-67 (9) (10)	TOLIMA GRUPO 1 RES. 019 28-V-73	TOLIMA GRUPO 2 RES. 019 28-V-74	TOLIMA GRUPO 3 RES. 019 28-V-74	E. E. E. B. BOGOTA RES. 004 8-II-73	E. E. P. P. MEDELLIN RES. 032 10-IX-73	SAN ANDRES PROVIDENCIA RES. 014 5-IV-74	CESAR RES. 016 3-V-74
RESIDENCIAL																	
Tarifa Autorizada.																	
De 0 a 100 Kwh, \$/Kwh.	0.57	0.32	0.50	0.20	0.35	0.40	0.40	0.36	0.24		0.30	0.35	0.40	0.165	0.14	0.50	0.65
De 100 a 200 Kwh, \$/Kwh.	0.62	0.34	0.60	0.30	0.60	0.46	0.48	0.40	0.27		0.34	0.36	0.40	0.165	0.14	0.65	0.75
Excedente de 200 Kwh, \$/Kwh.	0.62	0.34	0.60	0.30	0.60	0.46	0.48	0.40	0.27		0.34	0.36	0.40	0.30	(5)		0.75
COMERCIAL																	
Tarifa Autorizada.																	
De 0 a n Kwh, \$/Kwh.	0.62	0.42	0.70	0.35	-0-	0.56	0.53	0.45	-0-		0.40	0.40	0.40	0.42	0.32	1.05	0.80
De 0 a 100 Kwh, \$/Kwh.					0.50				0.27								
Excedente de 100 Kwh, \$/Kwh.					0.65				0.32					(6)			
INDUSTRIAL																	
Tarifa Autorizada.																	
Contador Tarifa Sencilla																	
De 0 a n Kwh, \$/Kwh.	0.53	0.21	0.54	0.20	0.60	0.36	0.35	0.30	(3)		0.24	0.24	0.40	0.165	0.25	0.75	0.75
n Tarifa Doble																	
n Kwh. de 18 hasta 24 h.							0.38							(4) 0.425			
n Kwh. de 24 hasta 18 h.							0.35							0.275			
n Kwh. de 6 hasta 22h.	0.53		0.54	-0-	0.60			0.30	(3)		0.34	0.34	0.40		0.25		
n Kwh. de 22 hasta 6 h.	0.53			-0-	0.60			0.30	(3)		0.24	0.24	0.40		0.18		
De 0 a 500 Kwh, \$/Kwh.			0.54														
Excedente 500 Kwh, \$/Kwh.																	
n Kwh. de 22 hasta 17 h.		0.21		0.20			0.30										
n Kwh. de 17 hasta 22 h.		0.29		0.25			0.37										
Cargo Fijo															(7)		
De 0 hasta 5 Kw, \$/Kw.	3.65	7.30	7.30	7.30		7.65	9.00	9.00	8.00		3.65	3.65	3.65	10.95	8.00		3.65
Excedente de 5 Kw, \$/Kw.	7.30	10.95	14.60	10.95		10.95	10.95	10.95	8.40		7.30	14.60	14.60	10.55	8.00		7.30
OFICIAL Y ALUMBRADO PUBLICO																	
Tarifa Autorizada																	
n Kwh, \$/Kwh.	0.45	0.21	0.52	0.19	0.35	0.32	0.29	0.25	0.21		0.18	0.35	0.40	0.23	0.22	0.90	0.75
EN BLOQUE																	
Tarifa Autorizada																	
n Kw, \$/Kw.	-0-	0.21	0.38	0.16		0.36	0.30	-0-	-0-		0.20	0.20	0.40	0.13	0.13		
Cargo Fijo																	
n Kw.	-0-	7.30	-0-	7.30		10.95	-0-	-0-	-0-		7.30	7.30	7.30				

NOTAS :

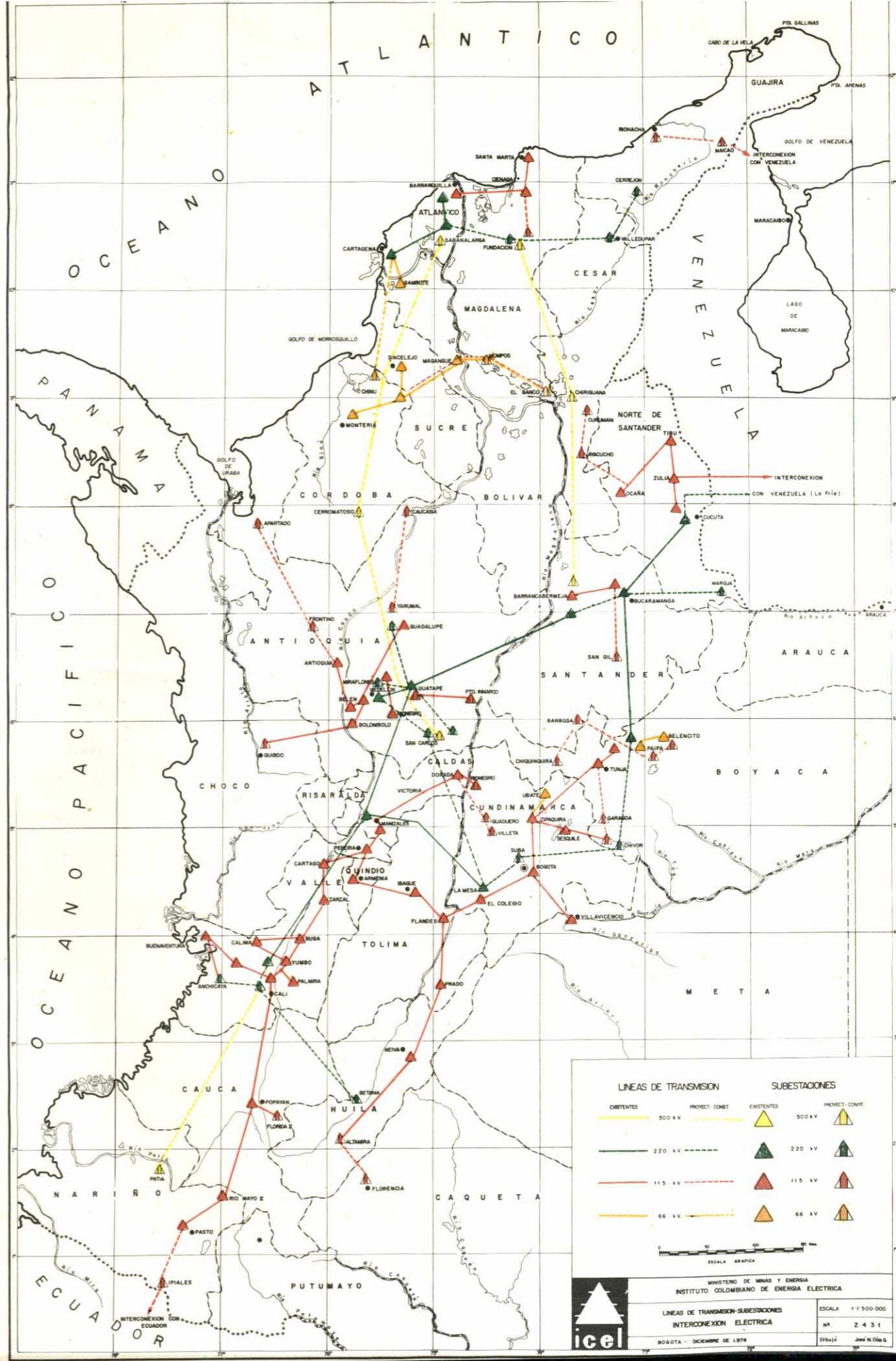
- 2) Para el Municipio de Neiva tendra un recargo del 10% en los Servicios Residencial, Comercial e Industrial siempre y cuando se derogue el Impuesto para Alumbrado Público.
- 3) Los primeros 1.000 Kwh. a \$ 0.20
Excedente de 1.000 Kwh. a 0.25
- 4) a) Para contador de tarifa doble con medidor de Demanda Máxima el valor será de \$ 0.255 por Kwh.
El consumo entre las 18h y las 24h tendrá un recargo de \$ 0.14 por Kwh.
b) Para cargas de 2.000 Kw. en adelante se cobrará un tarifa de \$ 0.22 por Kwh. entre las 0 y 6 horas.

- c) En Radiodifusoras con Contador de tarifa Sencilla se cobrará a \$ 0.23 por Kwh.
- (5) Los Siguietes 200 Kwh. a \$ 0.25 por Kwh.
Los Siguietes 200 Kwh. a 0.30 por Kwh.
Los Siguietes 400 Kwh. a 0.40 por Kwh.
El Exceso sobre 1.000 Kwh. a 0.50 por Kwh.

(9) Se encuentran en trámite las nuevas tarifas

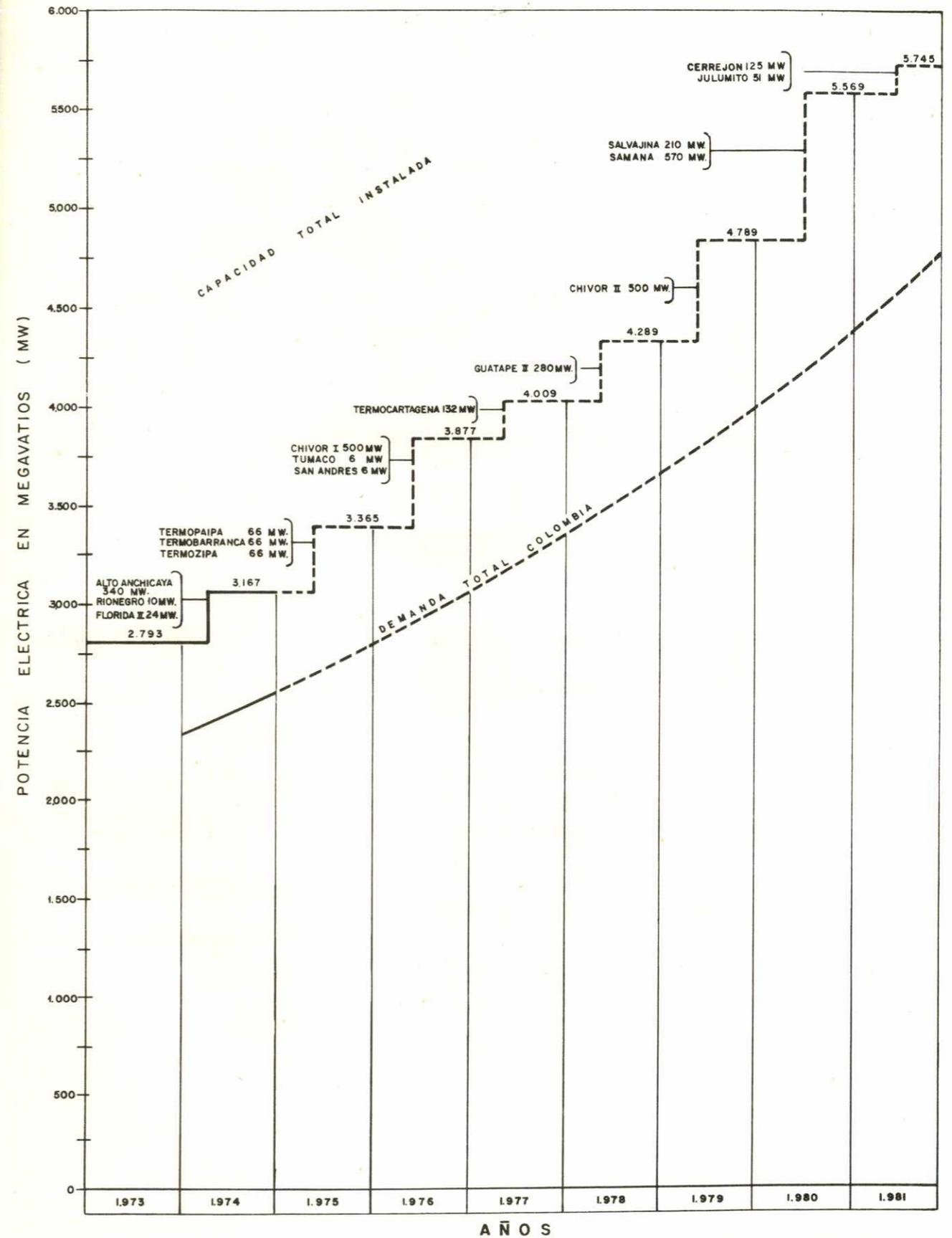
(10) Hilebrija = Electrificadora de Santander.

- (6) Se Cobrará a \$ 25.00 por Kw.
- (7) Se Cobrará por concepto de cargo fijo en excedente de 10 Kw. a \$ 25.00 por Kw.
- (8) Las tarifas de la C.V.C. se encuentran en trámite.

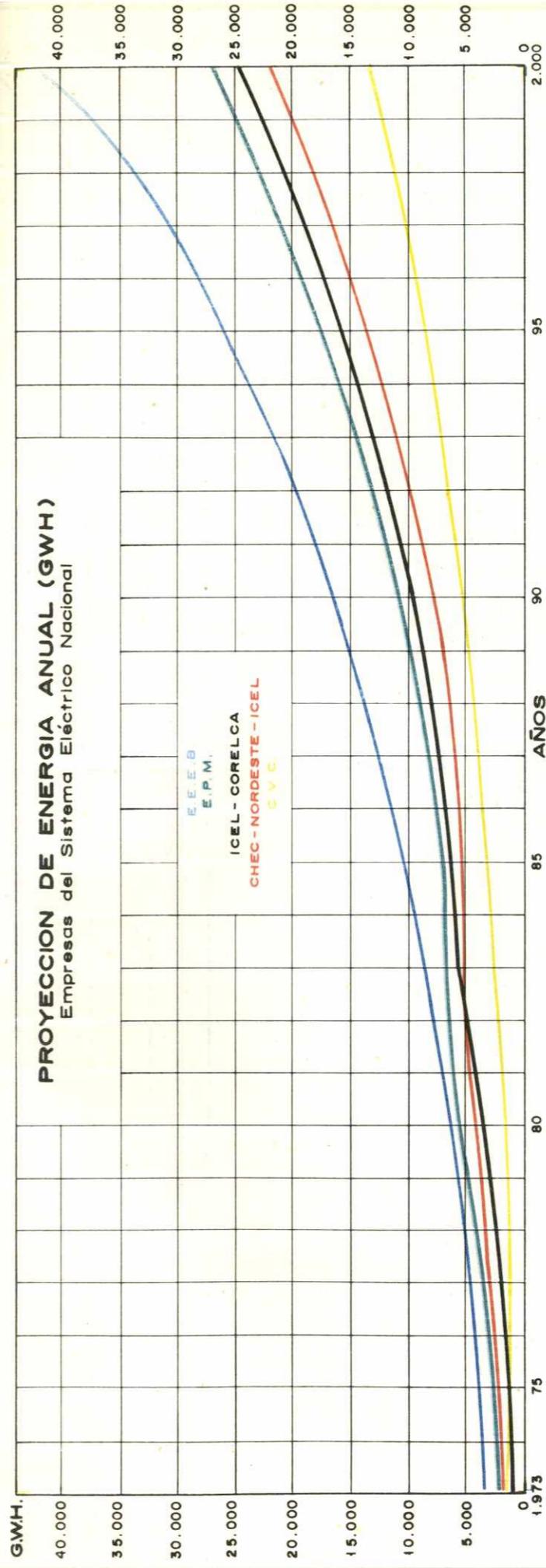




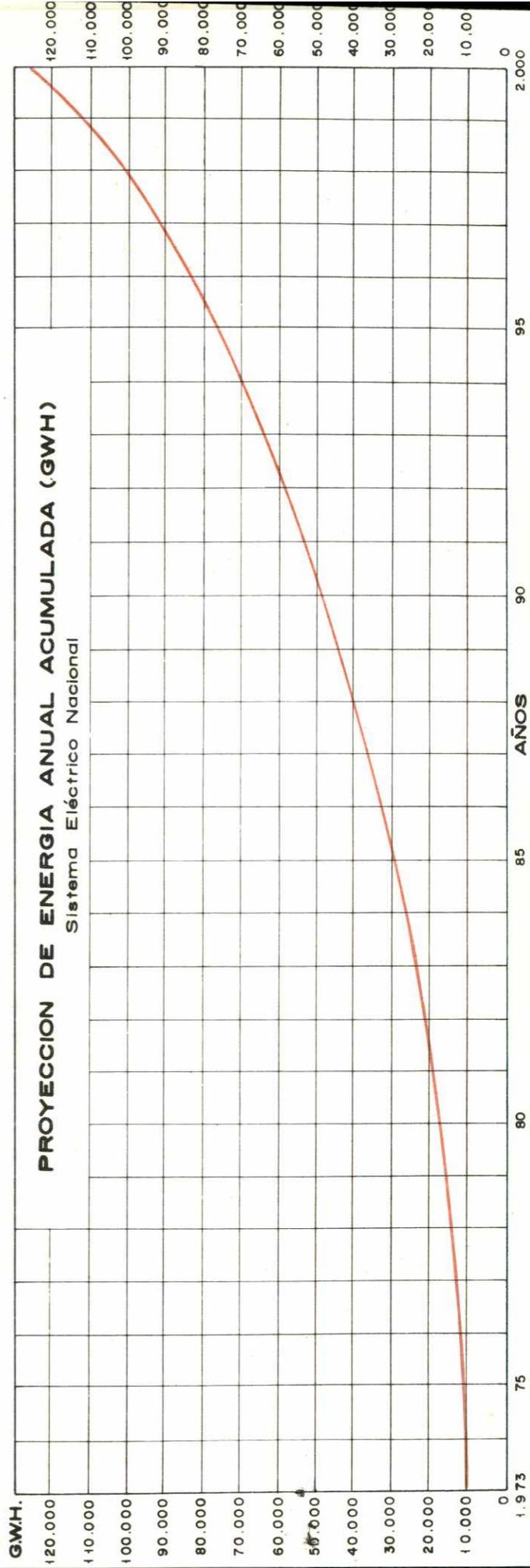
DEMANDA PICO Y CAPACIDAD INSTALADA DE ENERGIA ELECTRICA EN COLOMBIA



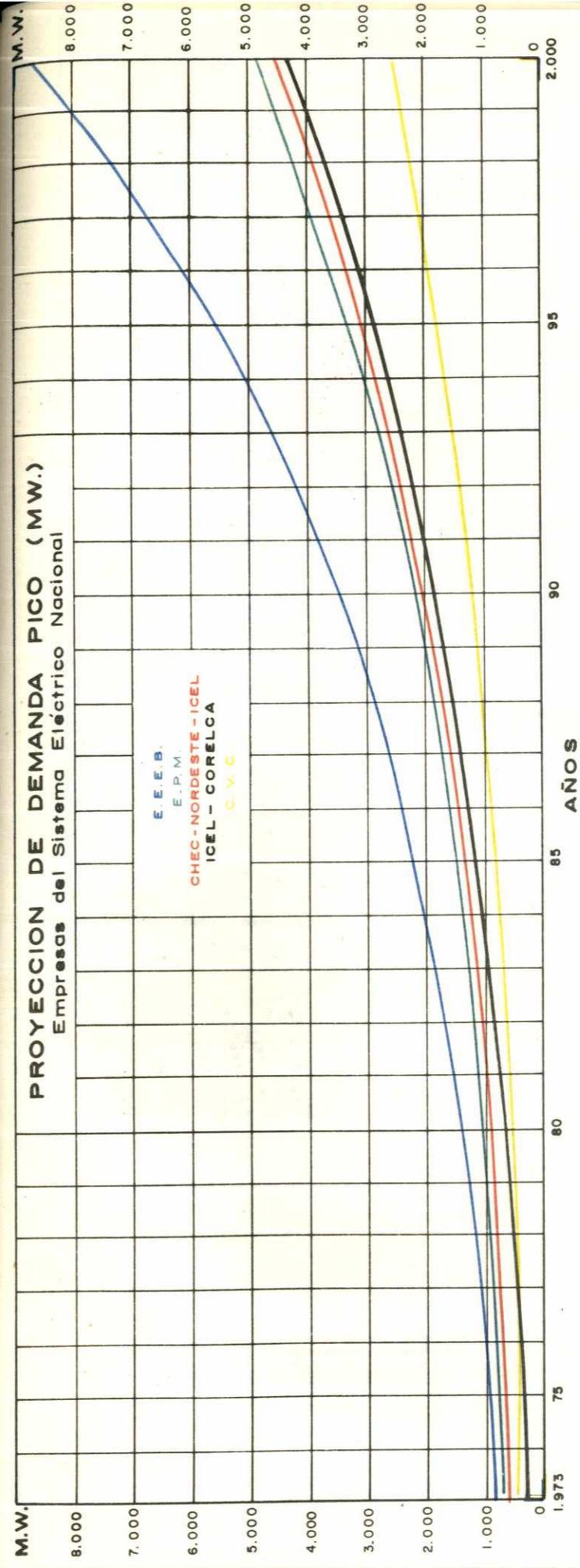
PROYECCION DE ENERGIA ANUAL (GWH)
Empresas del Sistema Eléctrico Nacional



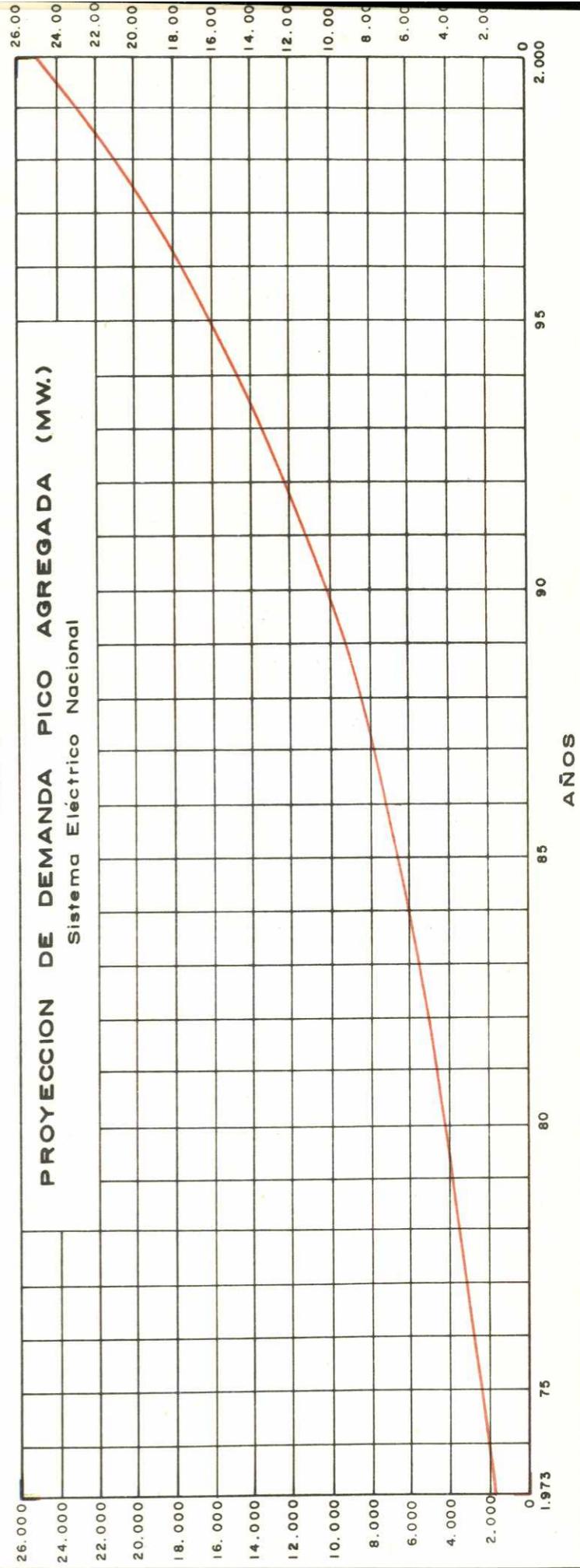
PROYECCION DE ENERGIA ANUAL ACUMULADA (GWH)
Sistema Eléctrico Nacional



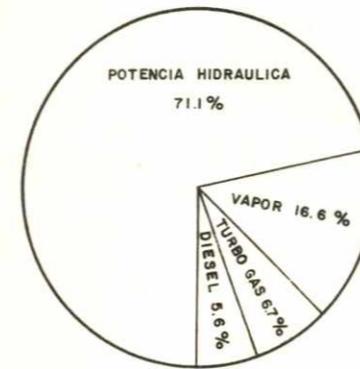
PROYECCION DE DEMANDA PICO (MW.)
Empresas del Sistema Electrico Nacional



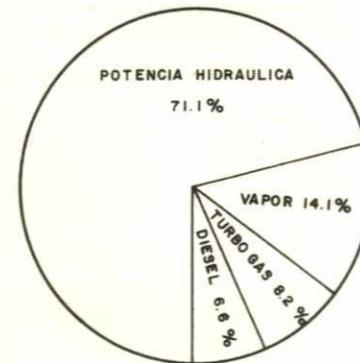
PROYECCION DE DEMANDA PICO AGREGADA (MW.)
Sistema Electrico Nacional



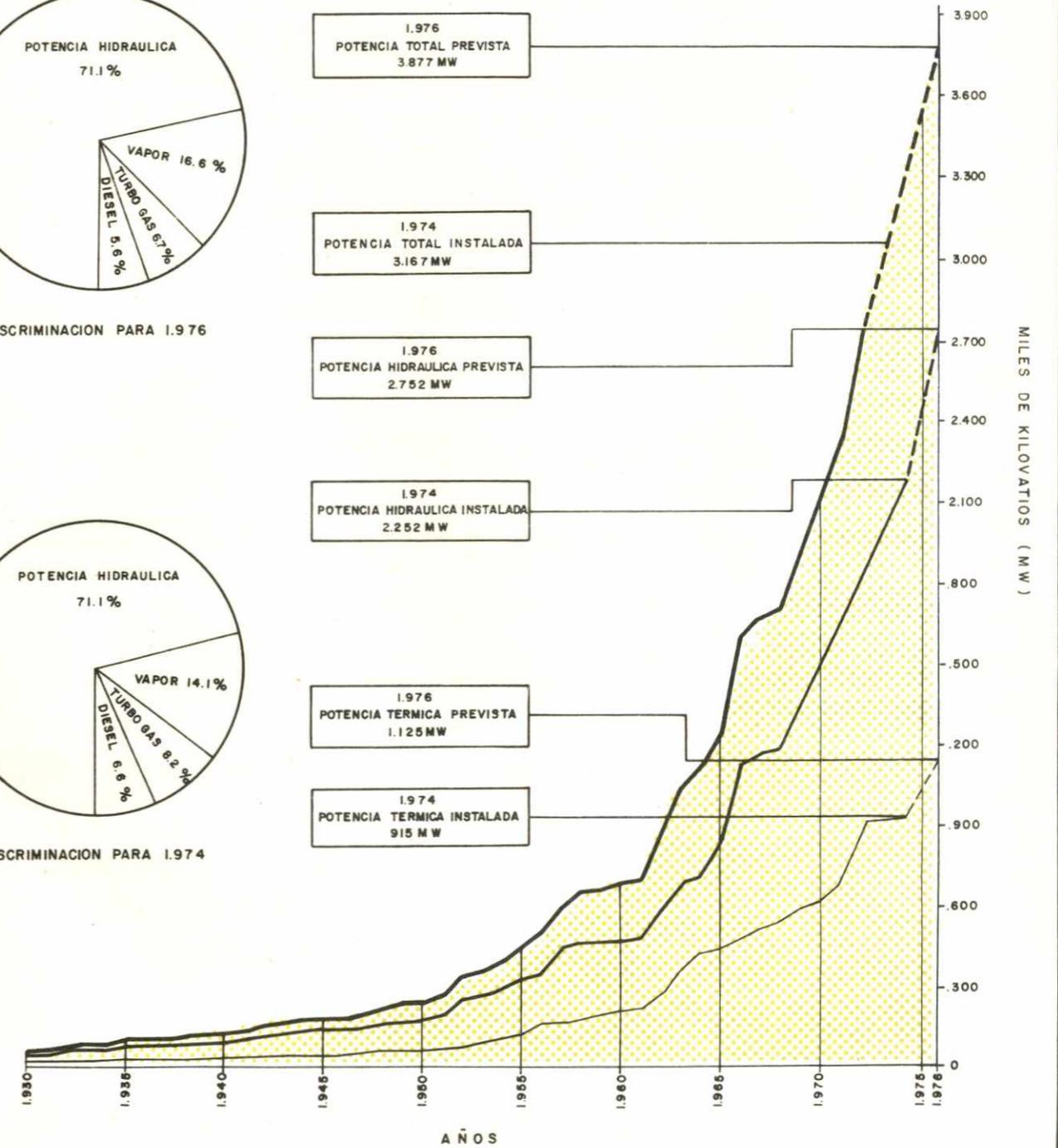
DESARROLLO DE LA POTENCIA INSTALADA EN COLOMBIA 1.930- 1.974 Y PROYECCIONES HASTA 1.976



DISCRIMINACION PARA 1.976

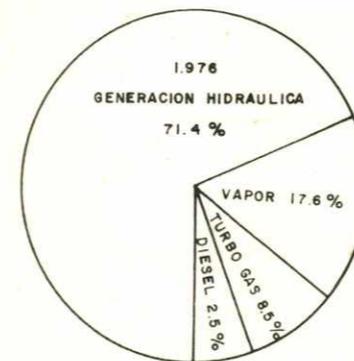


DISCRIMINACION PARA 1.974

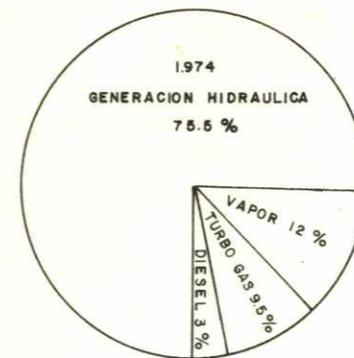


NOTA: No se incluyen la capacidad instalada de los Auto productores. En 1.972 era aproximadamente 350 MW.

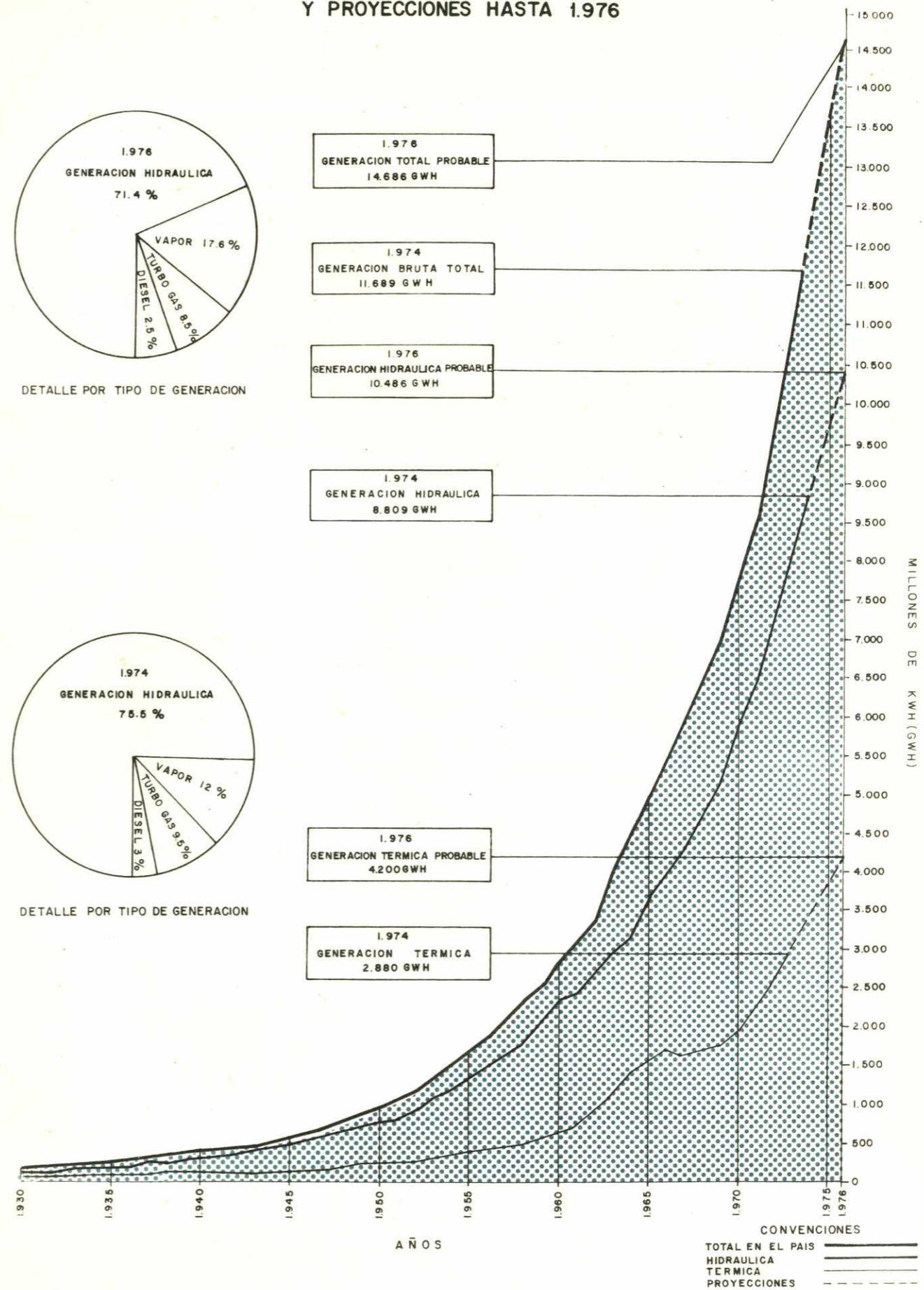
DESARROLLO DE LA ENERGIA GENERADA EN COLOMBIA 1930 - 1974
Y PROYECCIONES HASTA 1976



DETALLE POR TIPO DE GENERACION



DETALLE POR TIPO DE GENERACION



CONVENCIONES
 TOTAL EN EL PAIS ———
 HIDRAULICA ———
 TERMICA ———
 PROYECCIONES - - - - -

EDICION DEL INFORME:

- * DIRECCION GENERAL:
OFICINA DE PLANEACION
- * COORDINACION:
SECRETARIA GENERAL
- * DIAGRAMACION, ARTE E IMPRESION:
GRUPO DIBUJO Y PUBLICACIONES
- * MECANOGRAFIA:
SUBGERENCIA ADMINISTRATIVA



La electrificación en Colombia Informe
1973-1974/Instituto Colombiano de Energía
Eléctrica

333.7932 I597e3 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01002057

BIBLIOTECA