

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO**

**1991**

**CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA REORGANIZACION  
DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO.**

Julio de 1991

Documento Preliminar

Presentación :

Carlos Enrique Moreno Mejía  
Eugenio Castro Carvajal  
Evamaría Uribe Tobón  
Alberto Brugman Miramón

333-7932

M843c

EJ-1

490

**CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA REORGANIZACION  
DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO.**

Julio de 1991

**Presentación :**

Carlos Enrique Moreno Mejía  
Eugenio Castro Carvajal  
Evamaría Uribe Tobón  
Alberto Brugman Miramón

## CONTENIDO DEL DOCUMENTO

- I. PRINCIPIOS GENERALES
- II. LA FUNCION REGULADORA Y SUPERVISORA DEL ESTADO
  - TARIFAS Y SUBSIDIOS
  - MARCO REGULATORIO
  - MARCO DE CONTROL
- III. PRINCIPIOS QUE DEBEN REGIR PARA LAS EMPRESAS DEL SECTOR
  - MARCO EMPRESARIAL
    - . Generación
    - . Transmisión
    - . Distribución
    - . Despacho de Carga
  - EXPANSION, OPERACION Y COMERCIALIZACION
  - FINANCIACION
  - GESTION ADMINISTRATIVA
- ANEXO: CARACTERISTICAS DEL ORGANISMO REGULADOR

## INTRODUCCION

El desarrollo eléctrico nacional requiere de la institucionalización de un marco regulatorio y de control a cargo del Estado que permita establecer en forma suficientemente clara y estable las reglas de juego necesarias para garantizar debidamente la participación y la gestión que corresponde realizar a las entidades y empresas vinculadas con el sector.

Resulta necesario que ello se realice con una clara delimitación entre los roles normativos y empresariales del Estado, por una parte, y entre las actividades propias del sector, por otra.

La aplicación de criterios de economía de mercado permitirá minimizar la discrecionalidad en el manejo del sector, aprovechar el proceso de descentralización en que se ha empeñado el país e introducir el concepto de la competencia en una forma tal que se logren niveles adecuados de eficiencia en el consumo energético y en los diversos renglones de la actividad eléctrica.

Ello deberá motivar la participación del sector privado en las actividades necesarias para la prestación del servicio eléctrico, la cual resulta deseable para liberar en alguna medida la pesada carga financiera que le ha correspondido al Estado en este propósito, con el fin de que se puedan atender otras necesidades prioritarias dentro del objetivo del bien común de los colombianos.

El presente documento recoge las principales conclusiones de los seminarios realizados por el Sector Eléctrico en Santa Marta y Paipa durante el presente año y los recientes lineamientos del CONPES con el fin de presentar un marco de discusión en el presente Taller con miras a definir la reorganización del Sector Eléctrico Colombiano.

## I. PRINCIPIOS GENERALES

### Regulación y Control

- Separación de los roles normativo y empresarial del Estado.
- Marco legal y regulatorio, preciso, claro, de largo plazo, evitando sobrerregulaciones y posibles ambigüedades, y con mecanismos de apelación .
- Entidad reguladora estatal con reglas estables de largo plazo.
- Organismo estatal independiente de control encargado de supervisar calidad, normas, estructuras de precios, con capacidad de intervención, el cual deberá ser la nueva Superintendencia de Servicios Públicos.
- La entidad reguladora tendrá como una de sus funciones básicas evitar prácticas anticompetitivas.

### Mercado y Aspectos Tarifarios

- Aplicación de reglas de juego de economía de mercado.
- Sistema de precios fundamentado en costos económicos, transparente y basado en fórmulas tarifarias que estimulen la eficiencia.
- Subsidios externos explícitos dirigidos hacia los consumos básicos de usuarios sin capacidad de pago, sin discriminación entre regiones y con fuentes fiscales definidas.
- Manejo integral entre energéticos.

### Sistema Empresarial

- Reorientación del estado de un papel protagónico hacia un papel más complementario.
- Reglas y requisitos iguales para todos los participantes, sean públicos o privados.
- Verdadero manejo empresarial de las entidades del sector ("corporativizar").
- Reconocimiento de las realidades regionales y de la tendencia hacia la descentralización que vive el país

- Dados un marco tarifario, regulatorio y un saneamiento financiero adecuados, las empresas públicas o privadas del sector deben ser autónomas, estar sometidas a la disciplina financiera, y asumir los riesgos de sus decisiones, aunque esto implique la liquidación en las públicas o la quiebra en las privadas.
- Las reglas del juego que se determinen deben facilitar la participación del sector privado.

El modelo propuesto está orientado hacia el subsector eléctrico. Queda pendiente analizar las implicaciones que tiene la propuesta sobre los otros subsectores (Carbón, Hidrocarburos).

## II. LA FUNCION REGULADORA Y SUPERVISORA DEL ESTADO

En el entendimiento de que se debe reducir y racionalizar el papel empresarial del Estado, que debe existir independencia entre el Estado regulador y normativo y el Estado empresario, y que cada empresa se debe manejar con el criterio de máxima eficiencia, el Ministerio de Minas y Energía y el DNP deben concentrarse en sus actividades regulatorias y de coordinación, eliminando su actual injerencia en algunas de las empresas del sector y del orden nacional. Estas empresas deben transformarse temporalmente bien sea en sociedades manejadas por el IFI, entidad del Gobierno que hoy tiene el papel empresarial o entregadas en fiducia a varias de las entidades financieras controladas por el Estado, procurando que se establezca una competencia entre entidades fiduciarias por el buen manejo administrativo de las entidades a su cargo.<sup>1</sup>

Además se deberá definir claramente el papel que en el futuro tendrían las empresas nacionales que actualmente tienen participación en la propiedad de las electrificadoras regionales.

Asimismo, resulta esencial redefinir el rol que deberá corresponder a la Junta Nacional de Tarifas y a la Comisión Nacional de Energía tomando en consideración la forma de regulación que adopte.

### MARCO REGULATORIO

- Debe haber una ley general para el manejo independiente, coherente y de largo plazo del sector energético nacional que procure un tratamiento consistente de los distintos energéticos.
- Específicamente debe existir una ley general para el sector eléctrico nacional que regule aspectos como régimen tarifario, régimen de concesiones, normas de calidad del servicio, deberes y derechos de las empresas, de los usuarios y de las entidades gubernamentales, así como su relación con la que será la ley de servicios públicos domiciliarios. Simultáneamente la ley establecerá normas para evitar prácticas anticompetitivas.

---

<sup>1</sup> Las administradoras fiduciarias no podrán prestarle fondos a sus administradas.

- Dados un sistema de precios transparente y sin distorsiones y una normatividad legal que estimule el desarrollo del sector dentro de los parámetros de este documento, se debe constituir una Comisión Nacional de Regulación Energética (CNRE) tal que ésta sea el organismo rector del sector energético. Su estructura debe ser del más alto nivel y con una concepción de largo plazo ajena a las variaciones políticas y coyunturales económicas de corto plazo.
- Al final del documento se presentan las funciones y la composición propuestas para la CNRE.

#### **TARIFAS Y SUBSIDIOS**

- Todos los estudios tarifarios deben ser realizados con base en los costos reales de la prestación del servicio con criterios de eficiencia.
- Para la aplicación de las tarifas se distinguirán aquellas áreas de suministro eléctrico en las que existen características de monopolio natural (distribución eléctrica a un gran número de clientes), en la cual se establecerán precios regulados, de aquellos mercados en los cuales es posible crear condiciones de competencia (suministros a grandes clientes), en éstos se establecerán precios libres.
- Las tarifas reguladas al usuario final reflejarán los costos marginales de la energía y potencia entregadas a nivel de generación más los peajes de transmisión, más un valor en distribución, el cual se determinará teniendo en cuenta costos normalizados.
- En zonas deprimidas o de difícil acceso, donde la participación privada sería difícil de estimular, el Gobierno podrá asumir directamente la prestación del servicio, cubriendo los costos que esto implique.
- El sistema tarifario debe ser simple pero a la vez debe presentar diversas opciones tarifarias que reflejen y se adapten a las diferentes características de consumo de los usuarios. Dicho sistema debe ser flexible y dar señales de eficiencia tanto a las empresas como a los usuarios.

## MARCO DE CONTROL

La Superintendencia de servicios públicos en lo que tiene que ver con el sector eléctrico, deberá:

- Fiscalizar la parte técnica de las empresas eléctricas estableciendo requerimientos mínimos de calidad y seguridad en las instalaciones y de calidad de servicio al usuario.
- Vigilar el cumplimiento de las normas y tarifas aprobadas.
- Defender los intereses del usuario frente a eventuales abusos de los participantes.
- Intervenir aquellas empresas cuya situación técnica, financiera y administrativa así lo amerite.

### III PRINCIPIOS PARA LAS EMPRESAS DEL SECTOR

#### MARCO EMPRESARIAL

- Debe existir una clara delimitación de las actividades económicas que se dan en el servicio eléctrico, a saber: generación, transmisión, distribución y despacho de carga.

#### GENERACION

- Será libre en un régimen de competencia entre participantes
- El plan de expansión de la generación definido por la CNRE será indicativo y arrojará los costos de referencia del sistema para intercambios firmes.
- Las empresas de generación no serán concesionarias para la prestación del servicio público.
- Los generadores estarán obligados a interconectarse y a usar el sistema de peajes, excepción hecha de autogeneradores o mercados privados que no lo puedan hacer por razones técnicas.
- Igualmente estarán obligados a participar y operar de acuerdo con las reglas acordadas para el despacho económico de carga y comercialización.

#### TRANSMISION

- Funcionará con el sistema de peajes
- La empresa encargada de la transmisión no participará en los contratos de compraventa de energía. Su función exclusiva será transmisión y no podrá estar en la actividad de la generación.
- La expansión de la interconexión deberá operar basada en criterios de confiabilidad y de mínimo costo semejantes a los aplicados para el plan indicativo de la generación y acordes con este.
- El peaje deberá ser calculado en función de sus costos económicos.
- La empresa que se encargue de la transmisión (debe ser ISA) será la principal pero no única constructora de líneas de transmisión, pues otras compañías de transmisión también podrán hacerlas para su propia conveniencia, con el previo consentimiento de la CNRE.

- Existirá completo y libre acceso a todas las redes del sistema interconectado nacional, tanto a las de ISA como a las propias de los generadores o de las otras compañías de transmisión de las distribuidoras.

#### DISTRIBUCION

- La distribución operará por el sistema de concesión, lo cual implicará deberes y derechos.
- La concesión garantizará el derecho de uso de vía pública dentro del área de concesión.
- La distribuidora se obligará a prestar el servicio eléctrico a quien se lo solicite dentro del área de concesión, siempre y cuando el usuario se encuentre a menos de 100 mts. de la red existente.
- El servicio prestado por la distribuidora se regirá por parámetros de calidad y seguridad predefinidos y controlados por la Superintendencia de Servicios Públicos.
- La tarifa al usuario final se calculará basada en el costo de referencia de generación más los peajes de transmisión más el valor agregado de distribución. Este último se calculará teniendo en cuenta varias empresas modelo que tipifiquen los costos asociados con la densidad de carga de la concesión, las pérdidas óptimas, la eficiencia técnica y administrativa y otros factores.
- La distribuidora recibirá y aplicará el subsidio directo a los usuarios que lo requieran.
- El estado garantizará que las entidades oficiales presupuesten, apropien y paguen sus cuentas de servicios públicos.
- El alumbrado público será un usuario independiente a cargo de la municipalidad.
- El distribuidor tendrá derecho a suspender y cortar el servicio por no pago y a aplicar sanciones en caso de infracción de normas técnicas o en caso de fraude.
- El incumplimiento de las obligaciones del concesionario dará lugar primero a sanciones y posteriormente a la terminación de la concesión y remate de las instalaciones.

#### DESPACHO DE CARGA

- El acuerdo para la operación óptima y económica del despacho de carga se dará con la participación de todos los generadores. La operación que se deriva de la aplicación de los acuerdos estará en cabeza de una compañía independiente encargada del despacho económico de carga que tendrá bajo su responsabilidad el centro de control y el planeamiento de la operación. Los costos de esta compañía serán cubiertos por todos los generadores.
- La CNRE no podrá imponer reglas sobre la operación óptima del despacho de carga distintas a las acordadas por los generadores; no obstante, en caso de desacuerdo actuará como instancia de arbitraje final.

## EXPANSION, OPERACION Y COMERCIALIZACION DEL SISTEMA

- La estrategia sectorial de inversiones en generación y transmisión corresponderá a la composición óptima de la canasta energética del país.
- En el planeamiento de la expansión del sistema de generación, las empresas presentarán su canasta de proyectos. La CNRE, con una consultoría externa, los normalizará técnicamente y por costos. Con los proyectos normalizados y teniendo en cuenta las posibles variaciones en la red de transmisión se determinará el plan indicativo de mínimo costo total de inversión, operación y racionamiento. Este plan deberá ser flexible y robusto e incluirá la evaluación del riesgo.
- Con base en dicho plan la CNRE propondrá la estrategia de inversiones para el desarrollo de la generación y transmisión. Las empresas tendrán autonomía para adoptarla o no, pero será a su propia cuenta y riesgo.
- La planeación detallada de la expansión de la generación y transmisión será contratada y pagada por la CNRE con grupos técnicos externos a ella. En el entendimiento de que el equipo profesional que actualmente realiza estas funciones en ISA y las herramientas que ha desarrollado representan un valioso activo para el sector eléctrico, se procurará que dicho grupo conserve tales funciones dentro de la empresa de Transmisión.
- Las empresas distribuidoras definirán sus planes de expansión atendiendo las obligaciones impuestas por la concesión, respetando las normas técnicas y de calidad definidas por la ley y respondiendo a criterios de eficiencia y racionalidad económica.
- Las compañías de distribución y generación que lo necesiten podrán comprar energía y potencia en bloque a cualquier generador bajo modalidades y precios a ser convenidas.
- Dentro de ellas se podrán intercambiar bloques de energía con una tarifa libre dentro de una banda de precios definida con base en el costo marginal de referencia establecida por la CNRE asociado al plan indicativo de expansión de generación e interconexión.
- Adicional a lo anterior, se deberá convenir la forma como se pagarán los peajes correspondientes por uso de la red de transmisión.

- Los grandes clientes (p. ej. los usuarios mayores de 2 MVA), podrán contratar directamente con el generador que desee y la tarifa será libremente negociada entre las partes. Estos clientes deberán pagar además los peajes correspondientes por el uso de la red del distribuidor. Este sistema se implementará gradualmente.
- Ningún generador podrá hacer ventas anticipadas más allá de sus recursos firmes más las compras firmes que haga a otros generadores.
- En las compañías integradas verticalmente, la separación contable debe ser tal que permita que la parte de distribución compre a otros generadores y que la parte de generación venda a otras distribuidoras.
- En el caso donde bajo una misma forma jurídica se integren una empresa separada de generación y una de distribución, las compraventas de energía deberán ser explícitas mediante un contrato público. Asimismo los contratos de compraventa de energía entre generadoras y distribuidoras serán públicos y explícitos.
- El costo de racionamiento que se use para la optimización de la operación deberá ser real.
- Cada empresa será la única responsable de las consecuencias de sus decisiones y por tanto no habrá ayudas obligatorias entre empresas (Ej. repartición de sobrantes).
- Deberá existir una clara separación administrativa entre la operación de las herramientas de despacho de carga, a cargo de la compañía del centro de despacho de carga, y la definición de las reglas del juego o acuerdos operativos y de comercialización, a cargo de las entidades participantes.
- La CNRE avalará los acuerdos y actuará como instancia superior en caso de no existir acuerdo entre generadores.
- En el entendimiento de que el sistema es de libre empresa y que la operación no puede discriminar en contra de los participantes, la CNRE no podrá imponer reglas de operación o comercialización en contra de los acuerdos, pero si vigilará que los generadores no formen carteles o incurran en prácticas monopolísticas en contra de los distribuidores.

#### FINANCIACION

- FEN jugará un papel importante pero no exclusivo en la financiación del sector y deberá asumir los riesgos del mercado de capitales.
- Se deberá promover el ingreso de capitales privados al sector para nuevas inversiones o para privatizar empresas estatales, de modo que el gobierno pueda cumplir su papel complementario en el desarrollo del sector con los recursos liberados.
- Se incentivarán otras fuentes de financiación como pueden ser la emisión de Bonos y Acciones preferenciales o corrientes, la vinculación de los nuevos fondos de cesantías y pensiones y de inversionistas institucionales.
- Se establecerán aportes reembolsables que se podrán cambiar por acciones, pagos anticipados de energía, negociación del servicio de deuda u otros.
- Los subsidios saldrán del presupuesto nacional.

#### GESTION ADMINISTRATIVA

- Las empresas como tales solo darán cuenta de su gestión a sus juntas directivas, a sus accionistas o a sus propietarios. En tal caso solo las empresas estatales tendrán relación con entidades del Gobierno, ya que ellas deberán dar cuenta, cuando pasen a ser filiales de un Holding, a su casa matriz (IFI) o a la entidad fiduciaria que las administre.
- Transitoriamente y mientras se de el saneamiento financiero, en las empresas que así lo requieran, FEN establecerá contratos de gestión con ellas, según parámetros definidos por CNRE y DNP.

CARACTERISTICAS GENERALES DE LA CNRE

FUNCIONES GENERALES DE LA CNRE

- Estudiar y proponer las leyes, reglamentos y normas que permitan establecer la coherencia e incentivos a largo plazo que requiere el sector.
- Calcular y promulgar las tarifas que sean reguladas de acuerdo con los criterios y metodologías definidos por la ley general eléctrica.
- Realizar la planificación indicativa para la expansión del sector en generación e interconexión de sistemas.
- Definir la estructura de las empresas modelo en distribución.
- Asignar las concesiones a empresas distribuidoras, de acuerdo con la ley.
- Promover la competencia y la participación del sector privado.
- Teniendo como premisas la optimización de los recursos según criterios de mínimo costo y una confiabilidad adecuada, los intercambios y las reglas de comercialización de energía serán definidos de común acuerdo entre los participantes y con estricta sujeción a reglas de economía de mercados. En caso de desacuerdo la CNRE será el arbitro.
- Establecer mecanismos efectivos de comunicación con todos los participantes en el sector.

### COMPOSICION DE LA CNRE

- El cuerpo técnico de la CNRE tendrá el mínimo número posible de personas que le asegure una autonomía técnica. Los diferentes estudios de apoyo que ella adelante serán contratados con consultores externos.
- A continuación se presenta el esquema y la composición de la CNRE.

#### **PRESIDENTE DE LA REPUBLICA**

#### **COMISION NACIONAL DE REGULACION ENERGETICA**

#### **SECRETARIO GENERAL**

#### **PROGRAMA ESPECIALES      ENERGIA ELECTRICA      CARBON      HIDROCARBUROS**

- Fuentes no Convencionales
- Medio Ambiente
- Ahorro Energético

La CNRE se financiará mediante el pago de aportes de las empresas del sector energético, proporcionales a sus ingresos brutos.

#### PARTICIPANTES DE LA COMISION

- Ministro de Minas y Energía - Director de la Comisión
- Ministro de Hacienda y Crédito Público
- Jefe del Departamento Nacional de Planeación
- Ministro de Desarrollo Económico
- Secretario Económico de la Presidencia
- Secretario General de la Comisión Nacional de Energía (sin voto, nombrado por el Presidente de la República, depende administrativamente del Ministro de Minas).

REPUBLICA DE COLOMBIA

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION

CONSIDERACIONES PARA UN REPLANTEAMIENTO INSTITUCIONAL DEL

SECTOR ELECTRICO

Documento DNP-2.268-UINF  
Bogotá, Julio 18 de 1.986

Circulación:

Miembros del Consejo Nacional de  
Política Económica y Social.

REPUBLICA DE COLOMBIA

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION

CONSIDERACIONES PARA UN REPLANTEAMIENTO INSTITUCIONAL DEL

SECTOR ELECTRICO

Documento DNP-2.268-UINF  
Bogotá, Julio 18 de 1.986

Circulación:

Miembros del Consejo Nacional de  
Política Económica y Social.

## I. INTRODUCCION

En su sesión del 19 de mayo pasado, el CONPES analizó la situación financiera del sector eléctrico y adoptó un conjunto de soluciones para el presente año, entre las cuales se destacan el diseño de un esquema financiero e institucional que conduzca al saneamiento financiero y a la racionalidad en las inversiones del sector.

En cumplimiento de lo acordado por el CONPES, se ha elaborado el presente documento con el propósito de avanzar en el análisis de este sector y de sentar las bases que permitan establecer soluciones duraderas a una situación que, de no atenderse oportunamente, podrá causar graves traumatismos en el manejo fiscal y de endeudamiento externo del país, dificultando la aplicación de la política macroeconómica.

### A. DIMENSION DEL SECTOR ELECTRICO

Antes de iniciar el análisis de esta problemática, es conveniente dar algunas ideas sobre la dimensión del sector eléctrico y su importancia dentro del contexto nacional.

En 1980, las inversiones del sector eléctrico representaron el 26.2% del total de inversiones del sector público. Esta relación llegó a alcanzar posteriormente niveles del 38.1%. Durante el período 1980-1986 estuvo alrededor del 30%. A su vez, la participación de la inversión del sector eléctrico en el producto interno bruto nacional, ha sido en promedio del 2.6% durante el período en consideración, alcanzando un 3.6% en 1984

(Ver Cuadro No.1). Es de anotar, que la mayor parte de la inversión del sector ha estado orientada hacia las obras de generación eléctrica: 73% en promedio durante el período 80-86 ( en 1984, dicha proporción alcanzó a ser del 80%). Esta concentración de la inversión en generación ha producido un desarrollo desequilibrado de la infraestructura eléctrica, en donde la de transmisión y distribución ha quedado rezagada.

El sector eléctrico aventaja significativamente a otros sectores en materia de inversión pública. En 1976, la inversión ejecutada fué cuatro veces la realizada en educación y seis veces la llevada a cabo en seguridad y asistencia social. En 1985, esta ventaja se aumentó considerablemente, llegando a superar en diecisiete veces la inversión ejecutada en educación y ocho veces la realizada en seguridad y asistencia social. Con relación al sector agropecuario, la inversión del sector eléctrico llegó a ser dieciseis veces superior en 1984 y diez veces en 1985.

#### B. RELEVANCIA MACROECONOMICA DEL SECTOR

No obstante las implicaciones económicas y financieras que para el país tienen las decisiones relacionadas con el sector eléctrico, éste ha venido determinando y ejecutando los planes de desarrollo en forma autónoma. La participación del Gobierno Nacional ha estado centrada fundamentalmente en el diseño y aplicación de mecanismos tendientes a superar sus crisis financieras recurrentes.

En la actualidad, el sector afronta una crítica situación financiera en la que su generación interna de fondos no le permite cumplir sus compromisos de servicio de deuda externa. En 1985, la relación entre el

CUADRO N° 1  
INDICADORES DEL SECTOR ELECTRICO  
(\$ Millones corrientes)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
PRODUCTO INTERNO BRUTO- PIB [1]	1579130	1982773	2501300	3022450	3692520	4614800	5666974
INVERSION TOTAL SECTOR ELECTRICO [2]	30018	44550	57810	76367	135162	137445	144033
INVERSION TOTAL SECTOR PUBLICO [3]	114574	137839	226505	298500	354300	421800	524500
INVERSION TOTAL T. & D. [2]	5992	16979	21010	15664	27032	34361	34023
INVERSION S. ELECTRICO/PIB (%)	1.9	2.2	2.3	2.5	3.6	2.9	2.5
INVERSION S. ELECTRICO/S. PUBLICO (%)	26.2	32.3	25.5	25.5	38.1	32.6	27.5
INVERSION T. & D./S. ELECTRICO (%)	20	38.1	36.3	20.1	20	25.1	27.1

FUENTES ;

[1] Cuentas nacionales DANE-UPG

[2] 1980-82 : "Desarrollo sector eléctrico 1978-1982" DANE-Div.Energía.  
1983-86 : "Proyecciones Financieras Sector Eléctrico - ISA"

[3] 1980-81 : "Colombia-Desarrollo y Políticas de una Economía en Evolución" Banco Mundial, 1984.  
1982-86 : "UIP-DAF"

servicio de la deuda y los ingresos corrientes del sector fue del 52% y se estima que será, en 1986, del 70%. El endeudamiento externo de las entidades del sector con la banca internacional ha alcanzado niveles muy significativos, como se muestra a continuación:

DEUDA EXTERNA CONTRATADA  
( a diciembre 31 de 1985)

<u>EMPRESA</u>	<u>MONTO (US\$Millones)</u>
EEEB	1.300
EPM	920
ISA	706
OTRAS	<u>1.474</u>
TOTAL	4.400

El problema financiero del sector se ha visto agravado por el pago del servicio de la deuda de proyectos que todavía están en etapa de construcción, lo cual no sólo tiene serias implicaciones en el programa de saneamiento de las finanzas públicas consolidadas, sino que restringe las posibilidades de desarrollar con éxito programas prioritarios que demanda el país en otros sectores.

Adicionalmente, la relevancia macroeconómica que tiene la situación financiera del sector eléctrico se resalta al considerar los siguientes aspectos :

- Su deuda externa contratada, a diciembre 31 de 1985, equivale a una tercera parte del total de la deuda pública externa del país .

- En 1985, su déficit representó el 36% del total del déficit del sector público descentralizado y el 76% del déficit del sector público central.
- Para diciembre de 1986, su déficit acumulado será del orden de US\$750 millones.
- En los próximos cuatro años se prevé un déficit acumulado adicional de US\$1.600 millones después de ajustar gastos de inversión en el período de acuerdo con las políticas ya adoptadas.

Lo anterior obligará al Gobierno Nacional a intervenir en forma significativa en la solución de este problema, estableciendo planes rigurosos de financiación para evitar el incumplimiento en el pago de la deuda externa del país. Las soluciones que se adopten llevarán, inevitablemente, a renunciar a inversiones en otros sectores para garantizar unas metas de gasto público y de déficit coherentes con un sano manejo macroeconómico.

#### C. OTROS ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Además de los financieros, existen otros aspectos que caracterizan la problemática actual del sector eléctrico:

##### 1) Exceso de capacidad instalada

El sector tiene en la actualidad una capacidad de generación instalada de 6524 megavatios, para atender una demanda máxima de 4418 megavatios, lo que significa una sobreinstalación del 48%. Para

diciembre de 1988 , cuando se incorporen al sistema eléctrico nacional los proyectos de generación que se encuentran en su fase final de construcción, el excedente de capacidad será del orden del 66%.

Esta situación de sobreinstalación fue consecuencia de los siguientes hechos :

- Se programaron planes de expansión para cubrir un crecimiento esperado en la demanda para la década del ochenta del 10% en promedio anual, tasa similar al comportamiento histórico de la demanda de las décadas anteriores. Sin embargo, el incremento de la misma ha sido del orden del 6% anual, como resultado de la recesión económica vivida por el país y de modificaciones no previstas en el comportamiento de las variables demográficas, entre otras.
- Los planes de emergencia adoptados para resolver el déficit energético de 1980 y 1981 aumentaron la capacidad más allá de lo inicialmente programado.
- El deseo de obtener economías de escala llevó a algunas empresas regionales a programar aumentos <sup>de capacidad</sup> no previstos en algunos proyectos en ejecución.

## 2) Búsqueda regional de generación propia.

Cada vez es mayor la presión de todas las regiones del país por construir sus propios proyectos de generación para cubrir sus demandas. Este fenómeno se debe a la aspiración de las regiones por ser independientes energéticamente y no tener que realizar compras de energía a otras; a la creencia de que la actividad generadora constituye la parte más rentable del servicio de energía eléctrica y a estrategias de desarrollo regional.

## 3) Pérdidas de energía.

El porcentaje de pérdidas de energía eléctrica se ha venido incrementando a través del tiempo, hasta llegar a representar, en 1985, un 25% de la generación total. Con niveles óptimos de eficiencia operativa, las pérdidas no deberían pasar del 13%.

Este alto índice de pérdidas en Colombia se debe al deterioro de las redes de distribución (como consecuencia de su insuficiente mantenimiento y reposición) y al incremento en los fraudes de energía por parte de los usuarios.

4) Saturación tarifaria.

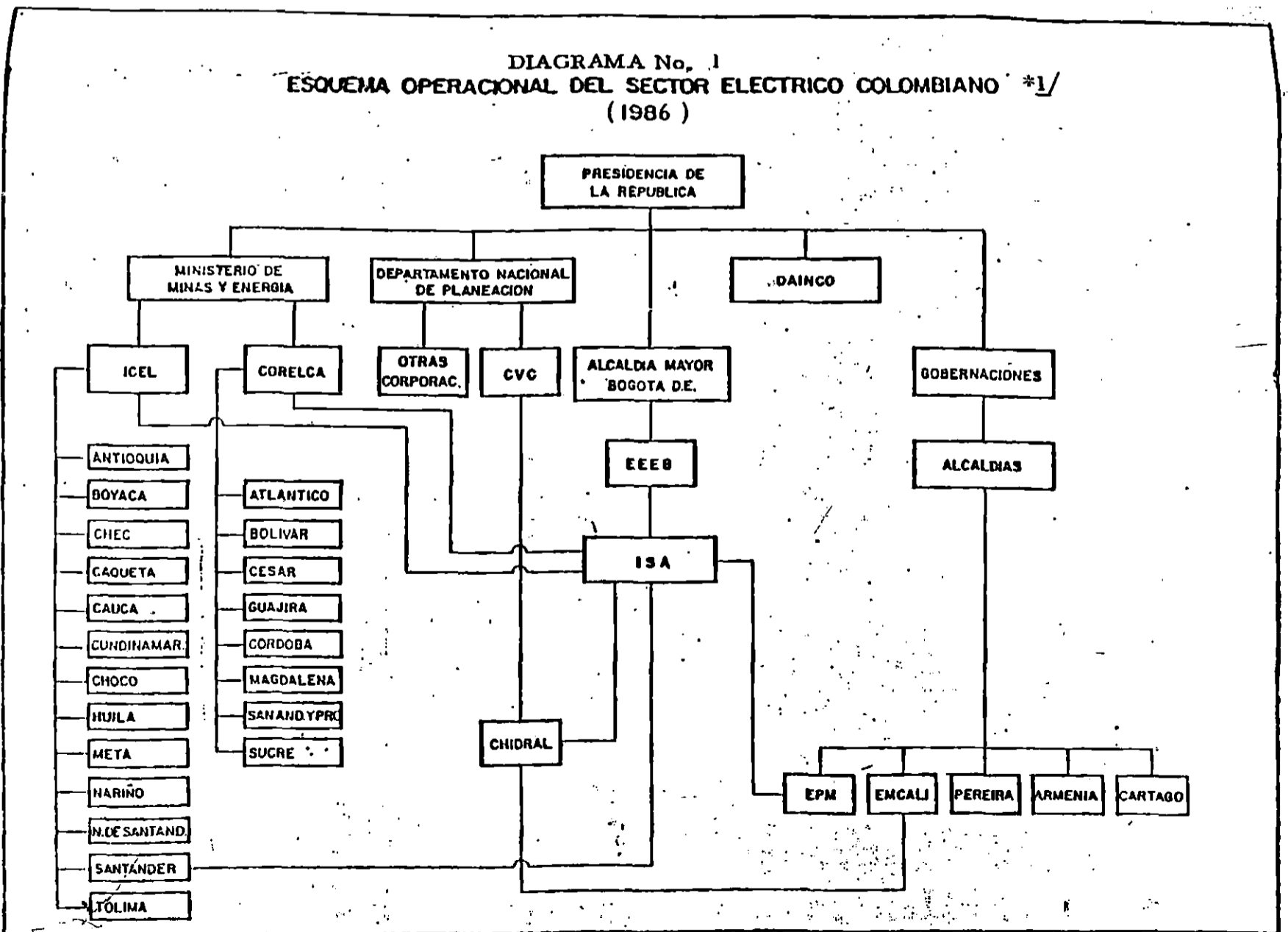
Han empezado a aparecer síntomas de saturación tarifaria en algunas regiones y sectores de consumo. Esto se debe a que, en algunos casos, las tarifas han crecido en forma sostenida a un ritmo muy por encima del crecimiento de la tasa de inflación interna.

Este hecho ha estimulado el robo de energía y ha incentivado la autogeneración en industrias intensivas en el consumo de energía eléctrica.

5) La compleja y heterogénea organización del sector.

La configuración institucional del sector ha sido el resultado, fundamentalmente, de iniciativas regionales y municipales que han predominado durante la mayor parte de su desarrollo. De esta manera, se ha llegado a un esquema organizativo complejo, donde coexisten empresas nacionales, departamentales y municipales, sujetas a regímenes administrativos diferentes (sociedades anónimas, empresas industriales y comerciales del Estado, establecimientos públicos). - Ver Diagrama No. 1 -

DIAGRAMA No. 1  
 ESQUEMA OPERACIONAL DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO \*1/  
 (1986)



\* 1/ No figura aquí la FEN, entidad financiera del sector adscrita al Minminas y Energía.

Uno de los elementos esenciales para entender cómo el sector llegó a esta situación, es el análisis de su desenvolvimiento histórico, del cual se hace una breve descripción.

Posteriormente, se hacen algunas reflexiones sobre dicho proceso y se sugieren ajustes estructurales tendientes a lograr la concordancia del sector eléctrico con las posibilidades de desarrollo del país.

## II. EVOLUCION HISTORICA DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

Los orígenes del sector eléctrico colombiano se remontan a finales del siglo XIX, pocos años después de que se diera el servicio, en 1882, la primera central de generación eléctrica del mundo.

En la evolución histórica de su organización se pueden distinguir cuatro períodos: Un primer período de desarrollo regionalizado, que va desde finales del siglo XIX hasta la década del cincuenta; un segundo período de conformación del sistema interconectado nacional durante la década del sesenta; un tercer período de reformas institucionales y de consolidación de la interconexión nacional, que cubre la década del setenta; y un cuarto período de regresión a la regionalización de las inversiones en generación

eléctrica, que abarca la parte final de la década anterior y lo que va corrido de la década del ochenta.

#### A. DESARROLLO REGIONALIZADO

Durante este período, el proceso de desarrollo del sector eléctrico no contó con una participación del Gobierno, que garantizara la coordinación necesaria de los organismos municipales y departamentales que tomaron bajo su responsabilidad la prestación del servicio.

Apénas en 1928 se dió el primer paso de intervención nacional, con la expedición de la Ley 113 que declaró de utilidad pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica. Siguió una época de normalización y otorgamiento de concesiones para la explotación del servicio eléctrico (Decreto 1551 de 1931). Se estableció la vigilancia y control del Gobierno Nacional sobre las tarifas de energía eléctrica y se dispuso la creación del Departamento de Empresas de Servicio Público para que ejerciera el control técnico y económico de las empresas del sector (Ley 109 de 1936). Sin embargo, este organismo nunca realizó un control efectivo sobre las empresas municipales, ni participó financieramente en su desarrollo, lo que les permitió continuar desarrollándose en forma autónoma.

Los intentos del Gobierno Central por entrar a participar directamente en el desarrollo del sector eléctrico se cristalizaron con la expedición de la Ley 80 de 1946 que ordenaba la creación del Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS), para que asumiera la responsabilidad de estudiar las zonas del país susceptibles de electrificación y de construir y financiar las obras señaladas por dichos estudios. Este Instituto se adscribió, en la parte técnica, al Ministerio de Obras Públicas y, en la parte económica, al Ministerio de Economía Nacional.

Sin embargo, en dicho acto legislativo, no se otorgaron poderes al Gobierno para ejercer la coordinación del sector, el cual siguió desarrollándose por iniciativa autónoma de las empresas regionales.

Entre 1950 y 1962, ELECTRAGUAS impulsó la creación de dieciseis electrificadoras departamentales y de un buen número de empresas con un radio de acción más restringido, que posteriormente han venido siendo absorbidas por dichas electrificadoras. En la creación de estas empresas se buscó la participación de los departamentos, pero las circunstancias llevaron a ELECTRAGUAS a vincular los municipios y aún a inversionistas privados para que asumieran la prestación del servicio de energía en ciertas localidades. La organización jurídica dada a estas empresas fue la de sociedades limitadas, que posteriormente se transformaron en sociedades anónimas. Aunque ELECTRAGUAS era la

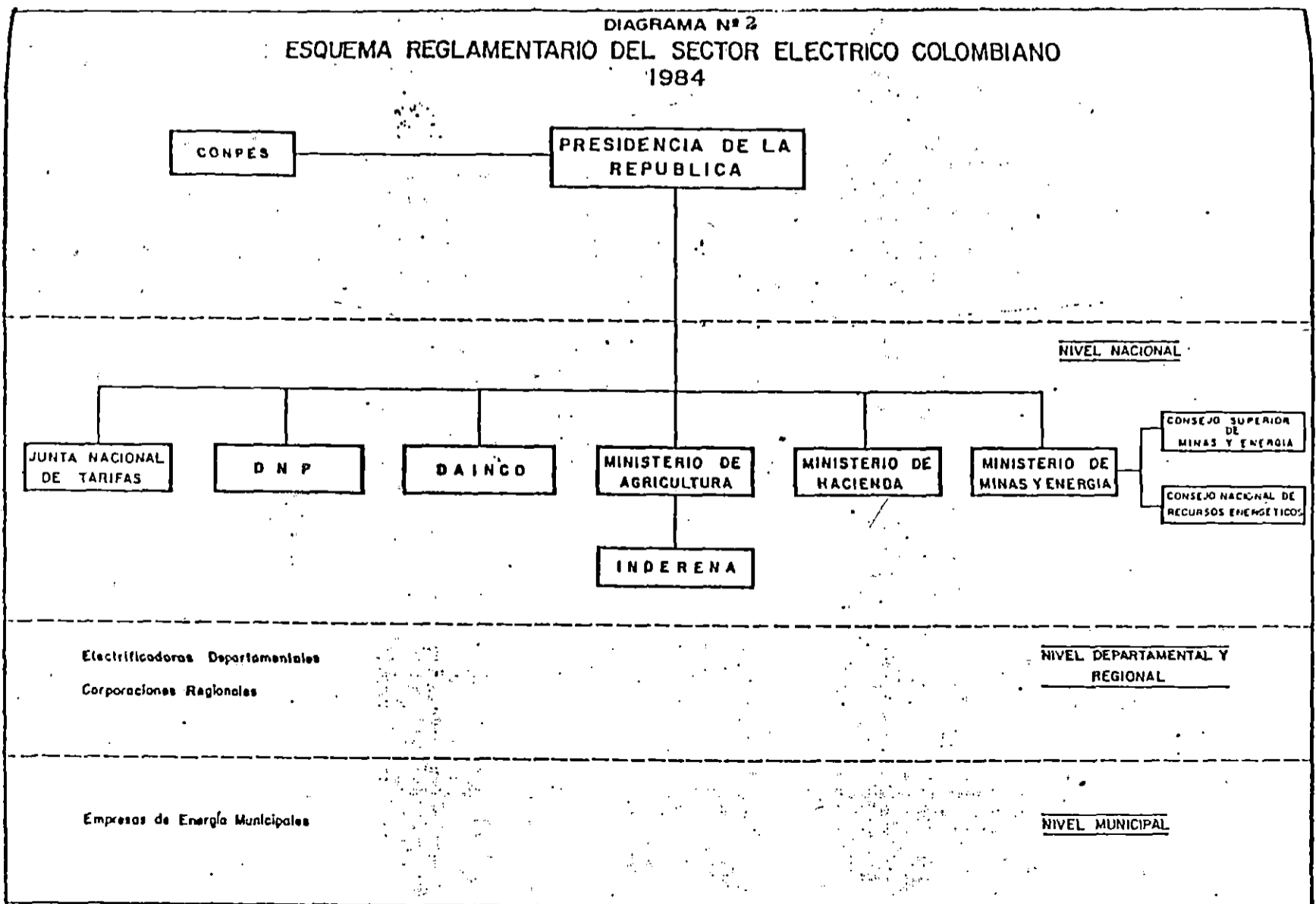
accionista mayoritaria de estas electrificadoras, el desarrollo de su infraestructura seguía siendo determinado por la iniciativa regional.

Durante la década del cincuenta se dan una serie de acciones que sentarían las bases para una reorganización del aparato administrativo del Estado y para que el Gobierno pudiera ejercer una labor de planeación global del país. Entre ellas sobresalen la creación de la Oficina de Planeación en 1951 y la Reforma Constitucional de 1954, que dió vida legal a la formación de empresas descentralizadas de servicios públicos del orden nacional, regional, departamental y municipal, con autonomía y personería jurídica propias. Estas decisiones son la base de la configuración institucional heterogénea que tiene actualmente el sector eléctrico, donde coexisten empresas autónomas municipales, departamentales y nacionales, con diferentes líneas de dependencia gubernamental. (Ver Diagrama No.2)

#### B. CONFORMACION DE UN SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Desde que se conocieron los resultados de la Misión Técnica Eléctrica contratada por el Gobierno en 1954, con un consorcio franco-americano, el tema de la interconexión eléctrica empezó a discutirse en el país. El Gobierno Nacional llegó inclusive a acoger un programa en tal sentido. No

DIAGRAMA N° 2  
 ESQUEMA REGLAMENTARIO DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO  
 1984



FUENTE: ESSE, VOLUMEN VI,  
 INFORME INSTITUCIONAL, 1981

obstante, de manera inmediata, no se avanzó en el proceso, en parte debido a la carencia de un organismo coordinador y , en parte, porque las empresas municipales y regionales creían que la interconexión vulneraba la autonomía que tenían para planear la expansión y la operación de sus sistemas . El Banco Mundial, que empezaba a tener en aquella época ingerencia en el desarrollo del sector a través de préstamos a las principales empresas, incentivó el proceso. Como resultado de ello, las Empresas Públicas de Medellín (EPM), la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB) y la Corporación Regional del Cauca (CYC), crearon , en 1963, un "Comité de Interconexión", para coordinar los estudios de factibilidad de la interconexión de sus sistemas. En 1964, se conocieron los primeros resultados , los cuales resaltaban la conveniencia técnica y económica del proyecto, así como los beneficios de realizar una expansión conjunta, en vez de realizar desarrollos independientes. Debido a que las redes de interconexión cubrirían algunos mercados de ELECTRAGUAS y en vista de que la magnitud del proyecto requería la participación del Gobierno Nacional, se decidió , en 1964 , que ELECTRAGUAS y el Departamento Administrativo de Planeación entraran a hacer parte del citado Comité, quedando , de esa forma representados intereses nacionales y regionales . Estudios adelantados en 1965 permitieron precisar la configuración que tendría la red de interconexión y la conveniencia de realizar una operación integrada del sistema y una coordinación en la definición de los ensanches futuros para lograr los beneficios del proyecto que, en síntesis , eran los siguientes:

- Obtención de economías de escala en la construcción de nuevas centrales destinadas a la satisfacción de una demanda mayor.
- Utilización de una capacidad de reserva conjunta en los embalses, disminuyendo el riesgo de emergencia eléctrica.
- Cubrimiento de los requerimientos de demanda máxima del sistema con una menor capacidad instalada.
- Realización de una operación más económica, utilizando los recursos de generación eléctrica disponibles en las áreas interconectadas.

La interconexión implicaba introducir ajustes en la estructura organizativa del sector. Entre varias alternativas analizadas, se optó por recomendar la creación de una nueva entidad encargada de construir y operar todas las líneas eléctricas de interconexión y las nuevas centrales de generación, así como la coordinación de la operación del sistema interconectado.

A pesar de las ventajas del proyecto, la decisión de llevarlo a la práctica era difícil porque las empresas temían perder la autonomía que disfrutaban.

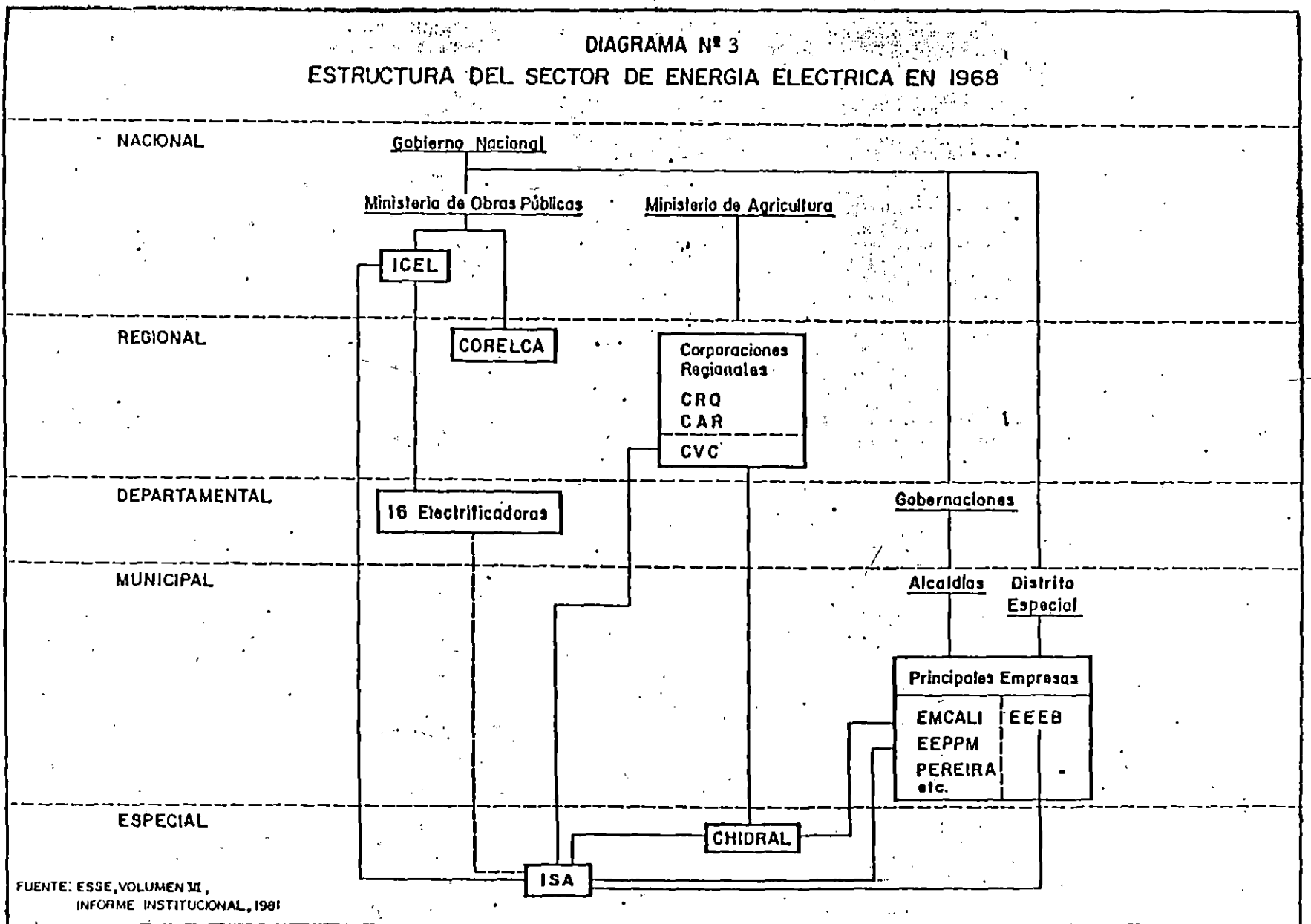
Las discusiones suscitadas, permitieron al Gobierno precisar una política eléctrica en la cual la interconexión nacional era un objetivo central. La actitud que asumió el Gobierno Nacional fue determinante para vencer las reticencias de las empresas de energía eléctrica. En noviembre de 1966, se firmó el "Convenio Sobre Interconexión de los Sistemas Eléctricos y Ensanches de la Capacidad Generadora", en el cual se precisaron los alcances del proyecto y se decidió crear una nueva entidad para ejecutarlo, la Sociedad de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), con una participación accionaria, del 25%, de cada una de las siguientes entidades : EEEB, EPM, CVC -CHIDRAL y ELECTRAGUAS-CHEC.

Esta nueva sociedad tendría las siguientes funciones básicas :

- Interconectar los sistemas de las empresas accionistas
  
- Establecer prioridades en la construcción de nuevas centrales de generación, en función de sus ventajas técnicas y económicas para todo el sistema interconectado.
  
- Programar y construir las futuras plantas de generación
  
- Controlar el despacho diario de energía de los sistemas interconectados
  
- Coordinar las situaciones de emergencia y las formas de resolverlas con la ayuda de las empresas interconectadas .

Hay varios hechos que sobresalen en este proceso: 1) Aunque se comprendió que la única forma viable de obtener los beneficios de la interconexión era concentrando la generación eléctrica en una sola entidad, ISA, las empresas socias se reservaron el derecho de construir, por su cuenta y riesgo, aquellos proyectos que estaban en una fase avanzada de estudio ( EEEB se reservó la construcción de los proyectos de El Colegio y Alto Muña ; CHEC a San Francisco; EPM a Guatapé y CVC a Alto Anchicayá); 2) El Gobierno Nacional no participó como accionista en la constitución de esta Sociedad ; 3) En la conformación de ISA se equilibraron los intereses regionales (representados por EEEB y EPM), con los intereses nacionales (ELECTRAGUAS-CHEC, CVC-CHIDRAL). Otros resultados de la política eléctrica del Gobierno fueron los siguientes: la creación , en 1967 , de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica ( CORELCA ), organismo de orden nacional encargado de coordinar y ordenar el desarrollo del sistema en los departamentos de la Costa Norte del país e interconectar los sistemas locales; la creación de la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos con el objetivo de controlar y fiscalizar las tarifas; la reestructuración de ELECTRAGUAS , que en lo sucesivo se denominaría Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), con funciones de organismo rector del sector. ( Ver Diagrama No.3)

DIAGRAMA N° 3  
ESTRUCTURA DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA EN 1968



FUENTE: ESSE, VOLUMEN II,  
INFORME INSTITUCIONAL, 1981

Sin embargo, la participación del Gobierno a través de los Ministerios de Obras Públicas y de Agricultura era pasiva.\*/ Las decisiones de expansión y operación integrada se tomaban en ISA, empresa en la cual el Gobierno Nacional no tenía participación directa.

El primer paso para hacer posible una mayor ingerencia del Gobierno en las actividades del sector, se dió con la expedición del Decreto Ley 636 de 1974 que reestructuraba el Ministerio de Minas y Petróleos, convirtiéndolo en el actual Ministerio de Minas y Energía. Al Ministerio se le asignaron las siguientes funciones básicas con relación al sector eléctrico:

- "... proponer y adelantar la política nacional... sobre generación, transmisión, interconexión, distribución y establecimiento de normas técnicas en materia de electricidad..." (Artículo 2o.)
- "Orientar, coordinar y evaluar los planes que sobre electricidad se establezcan a nivel nacional, regional, local e internacional" (Artículo 3o., Letra p.)
- "Promover la interconexión de los diversos sistemas eléctricos a fin

\*/ En ese entonces, CVC estaba adscrita al Ministerio de Agricultura.

de atender las deficiencias en áreas donde la capacidad de generación no puede servir adecuadamente la demanda y lograr el mejor aprovechamiento de la capacidad de los sistemas eléctricos." (Artículo 3o., Letra q.)

- "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..." (Artículo 3o. Letra r.)

En síntesis, el Decreto centralizaba las decisiones de expansión y ejecución en el Gobierno Nacional. Este hecho produjo un fuerte rechazo por parte de algunas empresas que veían, de esa forma, reducida su autonomía. Lo anterior llevó a derogar el Decreto Ley 636 de 1974 y a expedir el Decreto Ley 2301 de 1975, que redujo las funciones del Ministerio de Minas y Energía en los siguientes aspectos:

- Se suprimió la posibilidad de proponer y adelantar la política sectorial y se le otorgó un papel pasivo de adopción de la misma.
- Se suprimió la función de fijar las prioridades en la construcción y programación de las futuras fuentes de generación eléctrica.

### C. CONSOLIDACION DEL PROCESO DE INTERCONEXION ELECTRICA

Durante la década del setenta se logró consolidar el proceso de interconexión, básicamente en las áreas técnica y de planeamiento sectorial. En el área técnica se logró la interconexión de la mayor parte del país y se dejó en ejecución la construcción de la línea con la Costa Atlántica. Interconectar el mercado de CORELCA fue una de las decisiones tomadas por el Gobierno y acogida por las empresas socias de ISA, en el denominado "Acuerdo de Sochagota" realizado en Paipa en 1976. El Presupuesto Nacional asumió los costos de construcción de esta línea, como parte del Acuerdo logrado para que CORELCA fuera admitida en ISA como socia. Adicionalmente, se concluyó la construcción de Chivor I, primera central de ISA realizada con el aporte de todas sus empresas socias y se inició la construcción de otros proyectos de propiedad compartida ( Chivor II y San Carlos I ). En el área de planeación, se perfeccionaron los modelos para operar el sistema y para programar la expansión futura. Adicionalmente, se desarrolló el Estudio del Sector de Energía Eléctrica (ESEE), que permitió un mejor conocimiento de los recursos de generación disponibles en el país (1976-1979).

A mediados de la década del setenta, hizo crisis el esquema institucional de ISA, por varios factores :

- La concentración en ISA de la ejecución de los nuevos proyectos de generación eléctrica, despertó una fuerte oposición en sus empresas socias, que veían amenazados sus intereses.
  - La rigidez de sus estatutos que, por no contemplar la admisión de nuevos socios, produjo celo entre las empresas que querían participar en el sistema.
  - El esquema tarifario aplicado a los intercambios de energía eléctrica.
- ← Esta crisis produjo los siguientes efectos:
- Atraso en el pago de las obligaciones de los socios a ISA.
  - EPM se negó a suscribir nuevas acciones reduciendo su participación en la sociedad del 25% al 19%.
  - Se objetó la validez jurídica de que empresas de orden municipal hubieran entrado a participar como socias en empresas de carácter nacional, lo cual cuestionaba la legalidad de ISA.

Coincidente con su crisis institucional, el sector vivió una crisis financiera debida a los siguientes factores: 1) El Gobierno cambió las prioridades respecto a la utilización de recursos del crédito externo, en favor de sectores distintos al eléctrico. 2) El deterioro que sufrieron las tarifas durante la primera parte de la década del setenta (entre 1970

y 1975 las tarifas descendieron en términos reales en un 25%) y 3) El incremento en los costos de los proyectos de generación y transmisión eléctrica.

El cambio en las prioridades del Gobierno, obedeció a que éste consideraba que el sector había alcanzado un grado de desarrollo muy superior a los demás sectores de la economía, por lo que estimó conveniente encausar los recursos del crédito externo hacia los sectores de menor desarrollo. Esta decisión disminuyó el interés de la banca internacional en el financiamiento de proyectos eléctricos, produciendo atrasos en éstos como fue el caso de Chivor II.

El deterioro en las tarifas de energía eléctrica se presentó porque el Gobierno Central dejó en manos de las juntas directivas de las empresas, la iniciativa en el reajuste de los niveles tarifarios.

El incremento en los costos de los proyectos se dió, entre otras razones, por el aumento de la inflación externa, por la recuperación del atraso cambiario y por la inflación interna. Las estadísticas señalan que el índice compuesto de los precios de los insumos en obras hidroeléctricas, que había tenido un incremento promedio anual en el período 67-73 del 6.9%, se elevó al 21.4% en el año 74 y se ubicó en 9.4% en el año 75. La tasa de devaluación del peso con relación al dólar se aceleró, pasando del 8.7% en 1973 al 15.0% en 1974 y en 1975. La

inflación interna también se incrementó, alcanzando tasas del 25% en el 73 y 26.9% en el 74. El atraso en proyectos importantes contribuyó al aumento en sus costos.

Las empresas, que a su vez adelantaban sus proyectos, se atrasaron en sus obligaciones con ISA, ocasionando la suspensión de las inversiones preliminares en San Carlos I y la disminución del ritmo de estudios de nuevos proyectos de generación. Las empresas preferían darle prioridad a sus proyectos y las que dependían del Presupuesto Nacional (CVC e ICEL) presionaban al Gobierno para obtener asignaciones presupuestales suficientes.

Como consecuencia de la crisis anterior, el Banco Mundial suspendió el estudio de financiación del proyecto San Carlos I y los desembolsos de los créditos para los proyectos Chivor I (de ISA) y Guatapé II (de EPM), así como los destinados a financiar algunas líneas de transmisión importantes.

#### D. REGRESO A LA REGIONALIZACION DE LOS PROYECTOS DE GENERACION ELECTRICA

El hecho más importante de destacar, en este período, es la reversión del

proceso de la centralización en la generación eléctrica, al fructificar las persistentes presiones de las empresas regionales para realizar sus propios proyectos.

El período se caracteriza por los graves problemas financieros que ha afrontado el sector y por las medidas que ha tenido que tomar el Gobierno Nacional para superarlos. En esta etapa se presentaron dos situaciones de racionamiento, no obstante los esfuerzos realizados para tratar de evitarlos, con la programación de planes de emergencia, que no entraron oportunamente en operación.

En marzo de 1976, el CONPES analizó las perspectivas financieras del sector para el período 1976-1978 y encontró un faltante de US\$260 millones. Se planteó la necesidad de disminuir este déficit mediante la reprogramación de inversiones, la autorización de reajustes tarifarios, el aumento de los aportes del Gobierno y la refinanciación de la deuda externa del sector. Estas recomendaciones, sin embargo, no se ejecutaron con la rapidez requerida, debido a las resistencias regionales a las alzas tarifarias, a lo dispendioso del proceso de consecución de créditos externos y a la dificultad en el trámite de adiciones al presupuesto nacional.

Con el fin de evitar incumplimientos en el servicio de la deuda externa, el Gobierno creó, con carácter temporal, el Fondo de Desarrollo

Eléctrico (FDE) y puso en marcha las decisiones adoptadas en el Encuentro de Sochagota ya mencionado. En este Encuentro se analizaron detenidamente los programas de generación y transmisión eléctrica y los problemas financieros, tarifarios e institucionales del sector. En el aspecto institucional, se decidió el ingreso de CORELCA a ISA. Para aliviar el déficit energético que se preveía para el período 81-82, se decidió iniciar las obras principales de San Carlos I, impulsar la construcción de otros proyectos de generación y promover la construcción de la línea de interconexión con la Costa Atlántica. Para resolver la situación financiera, se decidió emprender una política tarifaria realista mediante un mecanismo de reajuste automático mes a mes y presentar al Congreso un proyecto de Ley para crear un Fondo Eléctrico Nacional. (Esta iniciativa fracasó, porque en su concepción se preveía transferencias interregionales mediante el establecimiento de una sobretasa nacional a los consumos de energía eléctrica)

En mayo de 1977, el sector adoptó un plan de emergencia para atender faltantes de energía previstos en los primeros años de la década del ochenta, por atrasos en los proyectos en ejecución. Este plan incluía: Las centrales térmicas de Paipa III, Zipaquirá IV, desviaciones de los ríos Rucio, Negro y Tunjita al embalse de Chivor y una adición térmica en CORELCA.

En junio de 1977, la Asamblea de Accionistas de ISA aprobó el plan de

expansión para el período 1984-1988, conformado por los siguientes proyectos: Termotasajero, Betania, Playas, Guavio y Urrá a cargo de ISA, Guadalupe IV de EPM y Termoguajira II de CORELCA.

Las nuevas inversiones, sumadas a las que se venían haciendo en grandes proyectos, provocaron otra crisis financiera en 1979.

En junio de ese año, se le asignó al ICEL el proyecto Betania que había solicitado con el fin de superar la desventaja económica en que se encontraba frente a las demás empresas, al no poseer proyectos de generación importantes, particularmente hidroeléctricos. Como reacción, las demás empresas propiciaron un replanteamiento de la propiedad de los otros proyectos del plan que debía ejecutar ISA.

Después de largas discusiones se formalizó, en octubre de 1979, el denominado "Acuerdo de Cali", en el cual se consagró el debilitamiento del esquema centralizado de generación, con la repartición de los proyectos del plan de expansión 1984-1988, así: Playas a EPM; Guavio a EEEB; Urrá a CORELCA; un proyecto por determinar a CVC; Miel a ICEL y CHEC. ISA entró a participar en los proyectos de Betania y Guavio, ante la insuficiencia financiera de ICEL y EEEB \*/. Adicionalmente, como

\*/ La participación de ISA en Betania se logró con la creación de la Central Hidroeléctrica de Betania (CHB).

proyectos de emergencia programados para evitar los déficit previstos para los años 1981, 1982 y 1983, se acordó la construcción de Termozipaquirá V y Turbogás Chinú de ISA. Es de anotar, que la EEEB adquirió, en ese entonces, el compromiso de comprar a Termozipaquirá IV y V, hecho que no se ha cumplido hasta el momento y que constituye un elemento de la problemática actual.

Sin embargo, las plantas de emergencia no se pudieron construir a tiempo por problemas legales y financieros, lo que obligó al sector eléctrico a programar un prolongado racionamiento de energía eléctrica, desde finales de 1980 hasta diciembre de 1981. Cabe señalar que la distribución del racionamiento entre las empresas afectadas, no obstante ser una de las razones básicas de ISA, tuvo dificultades por la renuencia de las empresas menos deficitarias en apoyar a las más necesitadas. Esto hizo que el racionamiento se sintiera con mayor rigor en las áreas atendidas por EEEB e ICEL.

En 1981 surgió la necesidad de definir un nuevo plan de expansión para el período 1986-1995. En la asignación de la propiedad de los proyectos ~~de~~<sup>Diezalecros,</sup> una vez más, el criterio regional. El plan aprobado por la Asamblea General de ISA, así lo demuestra: Riogrande II a EPM, Miel I a CHEC, Miel II a ICEL-CHEC, Cañama III (sin estudios de factibilidad terminados) a CVC, Termozipa VI a EEEB, Termocartagena IV a CORELCA, Cañafisto y Termoamagá a ISA.

En 1982 se presentaron dos hechos que vale la pena destacar . De una parte, la creación de la Financiera Eléctrica Nacional, con el fin de canalizar recursos de ahorro interno y de crédito externo para financiar programas de inversión del sector\*/; y de otra, la aprobación, ~~por~~ ~~parte~~ del CONPES, de un documento sobre la situación financiera del sector para los años 1983 y 1984. Así mismo, el Gobierno decidió que los planes de expansión del sector eléctrico fueran aprobados por este organismo, dada su implicación sobre la economía del país. Fue así como en mayo de 1983, por primera vez se presentó a consideración del CONPES un plan de expansión para el período 1988-1995, el cual fue ajustado por el Gobierno para tener en cuenta un menor crecimiento de la demanda (7.9% promedio anual). Es importante recordar que para la adopción de el plan anterior, no se contaba, con un número amplio de proyectos con estudios de factibilidad terminados, que permitieran escoger mejores y <sup>real</sup> económicas secuencias de expansión. Esto ha quedado demostrado con la terminación de otros estudios que han permitido identificar alternativas de generación significativamente más económicas que la adoptada desde 1983.

En el Cuadro No. 2 se presentan cinco sendas de expansión factibles ,

\*/ El Gobierno actualmente tiene una participación del 95% del capital de la FEN.

CUADRO No. 2  
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO  
SENDAS DE EXPANSION  
SECUENCIAS DE GENERACION

AÑO	ALTER. No 1	ALTER. No 2	ALTER. No 3	ALTER. No 4	ALTER. No 5
1996	CAÑAFISTO	CALIMA 3		PORCE 3	MIEL 1
1997	MIEL 2	MIEL 1 URRA 1 Y 2	MIEL 1 Y 2 URRA 1 Y 2		URRA 1 MIEL 2
1998				NECHI A SAN JORGE	PORCE 3 NECHI A
1999		CAÑAFISTO	CAÑAFISTO		
2000				MIEL 1 Y 2	SAN JORGE
2001		MIEL 2 PORCE 3	CALIMA 3 PORCE 3	URRA 1 Y 2	URRA 2

EVALUACION ECONOMICA  
VALORES PRESENTES A JUNIO 1986  
( US\$ MILES )

INVERSION * ( V. P. N. )	2294537	1739487	1692572	1582731	1603569
DIFERENCIA	711800 **	156756	109841	0	20838
%	44.97	9.9	6.94	0	1.32
ORDEN	5º	4º	3º	1º	2º

ALTER. No 1 : PLAN VIGENTE, INCLUYE CALIMA 3/93, MIEL 1/93 Y URRAS 1 Y 2/94  
ALTER. No 2 : PLAN VIGENTE CON FECHAS AJUSTADAS A DEMANDA ACTUAL  
ALTER. No 3 : PLAN ANTERIOR CON MEJOR ORDENAMIENTO DE LOS PROYECTOS EN TERMINOS ECONOMICOS

ALTER. No 4 : PLAN DE MINIMO COSTO  
ALTER. No 5 : PLAN OPTIMO PERO MANTENIENDO AL COMIENZO PARTE DE LOS PROYECTOS QUE ESTAN INCLUIDOS EN EL PLAN ACTUAL

\*\* CON EL ESTUDIO DE NUEVAS SENDAS ESTA DIFERENCIA PUEDE LLEGAR A US\$1000 MILLONES

\* VALOR PRESENTE NETO TOTAL : VALOR PRESENTE DE LA INVERSION + VALOR PRESENTE DE OPERACION, MANTENIMIENTO Y COMBUSTIBLE

determinadas por ISA. Una de ellas (la alternativa No. 4 compuesta por los proyectos Porce III, Nechí A, San Jorge, Miel I y II, Urrá I y II) permite lograr ahorros hasta de US\$1.000 millones en relación con el plan vigente.

Sin embargo, la presión de las empresas por conservar los proyectos que les corresponden dentro de este último, y el temor a las reacciones regionales, se han constituido en los principales obstáculos para modificar el plan y adoptar alternativas más económicas para el país.

Adicionalmente, las empresas apresuran la realización de inversiones preliminares en los proyectos que han conseguido, creando situaciones de hecho que hacen más difícil la revisión de los programas de expansión.

La crítica situación financiera de los dos últimos años (1985-1986) obligó al Gobierno a iniciar un proceso de ajuste y de seguimiento financiero de las empresas del sector, particularmente en ICEL, CORELCA, EPM, CHB, EEEB e ISA.

Recientemente (mayo de 1986), el CONPES adoptó las siguientes medidas con el propósito de cubrir el faltante por financiar a diciembre de 1986 y para lograr un saneamiento financiero del sector a mediano plazo:

- Postergar la iniciación de nuevas obras en generación eléctrica.
- Hacer transferencias adicionales del Presupuesto Nacional a ICEL y

CORELCA por \$7.500 millones.

- Otorgar cupos adicionales de crédito a las empresas del sector por \$4.000 millones a través de la FEN.
- Destinar \$15.000 millones de los recursos provenientes del acuerdo firmado con el gremio cafetero a cubrir compromisos vencidos del sector con el ~~EODEX~~<sup>la Nación</sup>, para permitirle a las empresas liberar recursos y cubrir otras acreencias. 7
- Ajustar los presupuestos y gastos de las empresas a las cifras financieras acordadas por el sector con el Gobierno Nacional, inscritas dentro del programa macroeconómico.
- Iniciar el diseño de un esquema financiero e institucional que conduzca a una asignación más eficiente de los recursos con la adopción de planes de mínimo costo.

### III. CONSIDERACIONES PARA UN REPLANTEAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO

Del análisis precedente acerca de la dimensión del sector eléctrico, se pueden extraer algunos elementos de reflexión para la búsqueda de soluciones definitivas a los problemas del sector.

A. EL DESARROLLO DEL SECTOR HA GIRADO EN TORNO A INTERESES REGIONALES.

La historia muestra claramente cómo los intereses regionales han predominado en las decisiones de expansión y en la ejecución de los proyectos de generación. El resultado ha sido una ineficiente asignación de los recursos naturales, económicos y financieros, cuyos sobrecostos recaen, finalmente, sobre la comunidad a través de tarifas e impuestos.

Adicionalmente, esta preeminencia de intereses regionales ha conducido al desarrollo de un sistema eléctrico complejo y heterogéneo que entorpece la fijación y la aplicación de políticas y que dificulta el proceso de toma de decisiones. De otra parte, ha generado un marcado desequilibrio técnico y financiero entre las empresas del sector. El hecho de que los recursos naturales para generación eléctrica no estén distribuidos uniformemente por el territorio nacional, ha favorecido primordialmente a las regiones en donde se encuentran ubicados, a pesar de que dichos recursos constituyen un patrimonio de todos los colombianos. El desequilibrio se ha visto reforzado por la inexistencia de mecanismos de transferencia de recursos financieros interregionales y por la conformación de mercados desiguales, en donde algunas de las empresas que atienden las grandes ciudades generan excedentes,

mientras las que atienden ciudades pequeñas <sup>y áreas rurales</sup> (con costos de distribución más altos) afrontan pérdidas.

Es conveniente observar que el actual esquema institucional del sector impide la solución a estos problemas de desequilibrio regional.

#### B. LOS PROBLEMAS FINANCIEROS DEL SECTOR NO SON RECIENTES.

Las decisiones sobre expansión eléctrica, aunque tuvieron en cuenta herramientas de tipo técnico, no contemplaron suficientemente la variable financiera ni el impacto de sus inversiones en el contexto macroeconómico nacional. Lo anterior ha generado un déficit financiero cuya magnitud ha alcanzado niveles tan elevados, que ha hecho necesaria la intervención del Gobierno en la búsqueda de soluciones, comprometiendo recursos que podrían ser destinados al desarrollo de otros sectores.

La historia del sector demuestra que siempre se han tratado de aplicar esquemas similares de solución, en los que se prevén aportes del Presupuesto Nacional, refinanciación de créditos, ajustes tarifarios y una mayor intervención del Gobierno en el proceso de planeación. El

carácter predominantemente regional del sector se ha constituido siempre en el principal obstáculo para la aplicación completa de estos esquemas. El Gobierno Nacional ha intervenido en las soluciones sin exigir, en la mayoría de las veces, condiciones que ordenen el manejo del sector. Sólo recientemente se han empezado a adoptar políticas que buscan darle una solución coordinada a los problemas.

C. EL GOBIERNO NACIONAL NO HA LOGRADO ASUMIR LA COORDINACION DEL SECTOR.

El Gobierno intentó inicialmente coordinar el sector a través del ICEL, pero este Instituto no fue dotado de una adecuada infraestructura técnica y administrativa. Posteriormente, en 1974, se adscribió el sector al Ministerio de Minas y Energía con el mismo propósito. Sin embargo, las presiones ejercidas por las empresas regionales llevaron al Gobierno a reconsiderar su decisión y a suprimir del Ministerio de Minas y Energía algunas de las funciones que le habían sido asignadas para coordinarlo.

Este vacío de dirección ha sido suplido por las empresas regionales agrupadas en ISA. El Gobierno reconoció esta situación y decidió participar en su Junta Directiva, pero su presencia allí tampoco le

ha permitido ejercer un control suficiente .

D. LA CONFORMACION ACTUAL DE ISA NO ES LA MAS ADECUADA PARA EL PAIS.

El cincuenta por ciento del capital de ISA pertenece a dos empresas municipales que no representan los intereses nacionales. De otra parte, el poder de veto que tienen <sup>algunos de</sup> los socios de ISA impide que se tomen decisiones orientadas hacia el beneficio del país, cuando se ven lesionados sus intereses.

Además, el modus operandi de ISA genera distorsiones en el logro de su objetivo fundamental, cual es la distribución equitativa de los costos y beneficios de la interconexión entre todas las regiones del país. En situaciones de racionamiento, los socios con menores faltantes de energía son renuentes a apoyar los sistemas más deficitarios y en épocas de excedentes energéticos, se resisten a comprar la energía que les corresponde en la sociedad.

Otro síntoma de la inadecuada naturaleza jurídica de ISA, que obstaculiza la participación equitativa de todas las regiones en los costos y beneficios del sector, es la posibilidad que tienen sus

empresas socias de reducir, a través de un complejo mecanismo de acciones y títulos, su participación en los proyectos compartidos de generación.

E. LOS PLANES DE EXPANSION NO OBEDECEN A UN CRITERIO NACIONAL NI CORRESPONDEN A LAS POSIBILIDADES DE PLANEACION DEL SECTOR.

Las pugnas regionales por poseer proyectos de generación eléctrica han dado lugar a la definición de planes de expansión inflexibles con marcado interés regional, que impiden la consideración de planes alternativos de menor costo. Lo anterior ha tenido como consecuencia la pérdida del criterio nacional en el momento de la toma de decisiones.

La historia reciente del sector muestra la dificultad de ajustar los planes de expansión de acuerdo con la disponibilidad creciente de proyectos con estudios de factibilidad terminados. En efecto, los proyectos asignados a las empresas se convierten en banderas regionales difíciles de cambiar. Los elevados costos de las inversiones en el sector y las oportunidades que debe sacrificar el país para emprenderlas, hacen necesario buscar siempre las alternativas óptimas, para lo cual es indispensable crear la posibilidad de ajustar los planes de expansión a la luz de nuevos

estudios.

El sector cuenta con herramientas metodológicas avanzadas para efectuar un planeamiento óptimo, pero las aspiraciones regionales por construir los proyectos ubicados en sus áreas de influencia han impedido su buen aprovechamiento.

Adicionalmente, el afán de las regiones por construir proyectos de generación relega a un segundo plano las obras en transmisión y distribución, produciendo deterioros en la calidad del servicio, no obstante contar con excesos de capacidad instalada.

#### F. NECESIDAD DE UN REPLANTEAMIENTO DEL SECTOR.

La gravedad de la problemática del sector eléctrico hace indispensable replantear el papel del Gobierno Nacional con respecto al sector e introducir los ajustes institucionales necesarios para hacer posibles las soluciones. La actual coyuntura financiera y de sobreinstalación de capacidad facilita su aplicación.

Mientras el Gobierno Nacional no asuma la dirección y control del sector eléctrico, no será posible garantizar la asignación eficiente de

recursos ni la distribución equitativa de los beneficios del desarrollo eléctrico en todo el país. Un primer paso en esta dirección, consistiría en centralizar las decisiones de generación y transmisión eléctrica, buscando los siguientes objetivos :

- Garantizar la ejecución de programas de generación de mínimo costo, concebidos dentro de un planeamiento energético global e integrados a la política macroeconómica nacional.
- Armonizar el desarrollo de la generación y la transmisión con el de la distribución
- Optimizar la operación del sistema eléctrico
- Mejorar la calidad del servicio
- Alcanzar el equilibrio entre las regiones
- Hacer dinámicos los planes de expansión de generación
- Facilitar el proceso de distribución de racionamientos y excedentes de energía
- Reducir las diferencias tarifarias existentes

Sin embargo, no parece factible alcanzar la centralización en las decisiones sin concentrar en una sola entidad la propiedad y ejecución de los proyectos de generación y transmisión. Lo anterior conduciría a que las empresas regionales se especialicen en el proceso de distribución de la energía eléctrica.

#### IV. RECOMENDACION

De acuerdo con las anteriores consideraciones, el Departamento Nacional de Planeación le recomienda al CONPES autorizar la elaboración inmediata de un estudio sobre las reformas institucionales que requiera el sector con base en los lineamientos del presente documento.

Consideraciones generales para la reorganización del sector eléctrico colombiano Documento preliminar Carlos Enrique Moreno Mejía [Et.al.]

333.7932 M843c Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO

PRESTADO A

FECHA DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01002428  
BIBLIOTECA