

**REPUBLICA DEL ECUADOR**  
**SECRETARIA GENERAL DEL CONSEJO**  
**DE SEGURIDAD NACIONAL**  
**INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS**  
**NACIONALES**



**XVII Curso Superior de Seguridad Nacional**  
**y Desarrollo**

**TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL**

LA VENTA DE ENERGIA Y SU INCIDENCIA  
ECONOMICA EN EL INECEL  
ECON. LUIS E. SALAS C.

**1989 - 1990**

LA VENTA DE ENERGIA Y SU INCIDENCIA ECONOMICA EN EL INECEL.-INDICE

	<u>PAGINA</u>
INTRODUCCION .....	I

CAPITULO I

1.- BASE JURIDICA.....	1
1.1. NORMAS CONSTITUCIONALES .....	1
1.2. LEGISLACION DE INECEL .....	1
1.2.1. LEY DE ELECTRIFICACION .....	1
1.2.2. ESTRUCTURA ORGANICA Y FUNCIONAL DEL INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION .....	6
1.3. DISPOSICIONES-LEGALES PARA LA VENTA DE ENERGIA ELEC- TRICA .....	9
1.3.1. DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS.....	9
1.3.2. DECRETO EJECUTIVO 478 .....	11
1.3.3. NORMAS DE APLICACION .....	13
1.4. DISPOSICIONES LEGALES PARA LA FIJACION Y DEFINICION DE TARIFAS ELECTRICAS .....	15
1.4.1. DEFINICION Y TIPOS DE TARIFAS .....	19
1.4.1.1. DEFINICION .....	19
1.4.1.2. TIPOS DE TARIFAS ELECTRICAS .....	19

CAPITULO II

2.- DESCRIPCION DEL SECTOR ELECTRICO .....	26
2.1. DESARROLLO DEL SECTOR ELECTRICO .....	26
2.2. ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELECTRICO .....	31
2.2.1. ENTIDADES PRODUCTORAS DE ENERGIA .....	31
2.2.2. EL INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION..	31
2.2.3. EMPRESAS ELECTRICAS REGIONALES .....	32
2.2.4. EMPRESAS ELECTRICAS LOCALES .....	33
2.2.5. COOPERATIVA DE ELECTRIFICACION RURAL SANTO DO MINGO .....	34

2.2.6. SISTEMAS MENORES .....	34
2.2.7. SISTEMAS DE AUTOCONSUMO .....	34
2.3. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO .....	35
2.3.1. HITO HISTORICO .....	35
2.3.2. CAPACIDAD INSTALADA .....	39
2.3.3. ENTIDADES REGIONALES SERVIDAS POR EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO .....	39
2.4. POTENCIAL ELECTRICO DEL ECUADOR .....	43

### CAPITULO III

3.- VENTA DE ENERGIA ELECTRICA A LAS EMPRESAS .....	46
3.1. BASE LEGAL .....	46
3.2. ENERGIA FACTURADA.....	50
3.3. MONTOS DE RECAUDACION .....	54
3.4. AMPLIACION DEL MERCADO INTERNO Y EXTERNO .....	57
3.4.1. MERCADO INTERNO .....	57
3.4.2. MERCADO EXTERNO.....	62

### CAPITULO IV

4.- INCIDENCIA ECONOMICA EN EL INECEL .....	64
4.1. ESTUDIO DEL COSTO DEL SERVICIO Y COSTO PROMEDIO..	64
4.1.1. ANTECEDENTES .....	64
4.1.2. COSTO DEL SERVICIO .....	65
4.2. SITUACION FINANCIERA .....	68
4.3. CARTERA VENCIDA Y CONVENIOS DE PAGO .....	71

### CAPITULO V

5.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	77
5.1. CONCLUSIONES .....	77
5.2. RECOMENDACIONES .....	79

CAPITULO VI

6.- GLOSARIO DE TERMINOS

BIBLIOGRAFIA

INDICE DE ANEXOS

<u>No.</u>		<u>PAGINA</u>
1	DESARROLLO HISTORICO DEL SECTOR ELECTRICO (DATOS GENERALES).....	81
2	DESARROLLO HISTORICO DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO- CONSUMO FINAL POR SECTORES (MWH).....	82
3	DESARROLLO HISTORICO DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO- POTENCIA INSTALADA (MWH).....	83
4	DESARROLLO HISTORICO DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO- POTENCIA INSTALADA-POTENCIA FIRME-DEMANDA MAXIMA(MW) .	84
5	DESARROLLO HISTORICO DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO- GENERACION BRUTA- CONSUMO FINAL POR SECTORES Y PERDIDAS (GWH) .....	85
6	SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO A 1989 .....	86
7	ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO- 1989 POTENCIA INSTALADA (KW) .....	87
8	ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO- 1989 POTENCIA INSTALADA (%)......	88
9	ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO-% POBLACION SERVIDA-URBANA Y RURAL .....	89
10	ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO 1989- POTENCIA FIRME (KW) .....	90
11	ENERGIA FACTURADA A LAS EMPRESAS ELECTRICAS- PERIODO - 1985- 1989 .....	91
12	SISTEMA NACIONAL-PRONOSTICO DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA CARACTERISTICA (1989- 2010) .....	92
13	SISTEMA NACIONAL-RESUMEN DEL PRONOSTICO DE LA DEMANDA - ELECTRICA TOTAL (1989- 2010) .....	93
14	SISTEMA NACIONAL- CONSUMO (GWH) .....	94
15	SISTEMA NACIONAL- DEMANDA MAXIMA (MWH) .....	95

## INTRODUCCION

El único rubro que se puede considerar como ingreso propio de mayor significación para INECEL, es la venta de energía de su Sistema Nacional Interconectado, al cumplir con la fase de distribución y comercialización de la energía eléctrica, como un servicio público y de beneficio a la comunidad a través de los sistemas eléctricos regionales existentes en el país.

Este ingreso más el proveniente de las regalías del petróleo permite al Instituto financiar la ejecución de obras y, por ende, el desarrollo eléctrico del país y de su aparato productivo.

Además se considera como ingreso los saldos por recaudar de venta de energía de años anteriores, que deben ser recuperados, caso contrario el presupuesto de INECEL estaría desfinanciado permanentemente y tendría que recurrir a préstamos a entidades crediticias internacionales o contar con una asignación en el Presupuesto General del Estado y priorizar la ejecución de las obras previstas en el Plan Maestro de Electrificación.

La crítica situación que vive el sector energético, sujeto a precios internacionales para la compra del petróleo y a la política tarifaria de los gobiernos de turno, han deteriorado la situación económica del sector eléctrico.

Esta crisis se refleja también en las empresas eléctricas lo cual repercute en la falta de pago y, consecuentemente, en el incremento de la cartera vencida con el Instituto que afecta a su liquidez.

Este estudio sobre la venta de energía y su recaudación me permitirá plantear, en conjunto, la situación de INECEL y establecer las causas para el incumplimiento de las obligaciones que tienen con INECEL las empresas eléctricas, éstas pueden ser de organización, administración y legal, impacto que ocasiona la crisis que tiene el Instituto.

## II

Las Empresas Eléctricas no cumplen con sus estipulaciones contractuales y con los convenios de pago suscritos con INECEL, que lleva a incrementar considerablemente la cartera vencida por planillas no canceladas por el suministro de energía.

A fin de observar, en forma global, el problema de la recaudación del Instituto, en este estudio se analizará el suministro de energía de las Empresas Eléctricas interconectadas al Sistema Nacional.

Se analizarán la venta de energía y su recaudación durante el período 1985- 1989, las proyecciones para el futuro, de acuerdo a las políticas tarifarias que se adopten. El estudio comprenderá:

- Examinar cuantitativamente el monto de las recaudaciones de INECEL en dicho período, sus fallas y las posibles medidas para mejorar esta situación.
- Analizar el grado de liquidez de INECEL, las causas de la cartera vencida y el impacto económico que ocasiona en el desarrollo del Instituto.
- Establecer algunas conclusiones y recomendaciones que permitan al Instituto salir de la crisis actual.

## C A P I T U L O I

### 1.- BASE JURIDICA:

#### 1.1. NORMAS CONSTITUCIONALES

#### 1.2. LEGISLACION DE INECEL

##### 1.2.1. Ley de Electrificación

##### 1.2.2. Estructura Orgánica y Funcional del Instituto Ecuatoriano de Electrificación

#### 1.3. DISPOSICIONES LEGALES PARA LA VENTA DE ENERGIA ELECTRICA

##### 1.3.1. De las Empresas Eléctricas

##### 1.3.2. Decreto Ejecutivo 478

##### 1.3.3. Normas de Aplicación

#### 1.4. DISPOSICIONES LEGALES PARA LA FIJACION DE TARI - FAS ELECTRICAS

##### 1.4.1. Definición y Tipos de Tarifas

##### 1.4.2. Pliegos Tarifarios para el Servicio E- léctrico del Ecuador.

## CAPITULO I

### 1.- BASE JURIDICA.-

#### 1.1. NORMAS CONSTITUCIONALES.-

Para desarrollar la temática del presente trabajo de investigación es necesario partir de una base jurídica dentro de la cual se desenvuelve el sector eléctrico, distinguiéndose los sectores público y privado, cual es la función legal que caracteriza a cada uno de ellos para el ejercicio de las actividades asignadas.

La Constitución Política de la República del Ecuador, en su Art.# 45 de la disposición general, establece la organización y funcionamiento de la economía del país, considera que los recursos energéticos constituyen su patrimonio, que deben ser administrados en función de los intereses nacionales y responder a los principios de eficiencia y justicia social, para proporcionar a los habitantes, sin discriminación alguna, una existencia digna, con iguales derechos y oportunidades frente a los medios de producción y consumo. Además, propenderá al incremento de la producción y tenderá hacia un proceso de mejoramiento y progreso integral de todos los ecuatorianos. Por otra parte el sector público esta formado por empresas que se dedican a la explotación económica de las áreas reservadas exclusivamente al Estado. Por ello el suministro de energía eléctrica es potestad y atribución privativa del Estado conforme lo establecen la Constitución y la Ley Básica de Electrificación, como un servicio comunitario fundamental desde el punto de vista social y económico.

#### 1.2. LEGISLACION DE INECEL.-

##### 1.2.1. Ley de Electrificación.-

El servicio eléctrico público en el Ecuador se inicia en el año 1987, con la conformación de la Empresa Eléctrica "Luz y Fuerza", en la ciudad de Loja y la instalación en el río Malacatos de dos turbinas hidráulicas de 12 KW. cada

una, en Quito se formó la Empresa "Jijón Gangotena y Urritia", disponía de 50 KW luego se transformó en The Quito Electric- Light & Power Co. En el período 1940- 1960, la provisión de servicios de energía eléctrica estuvo a cargo de los Municipios, dentro de las áreas geográficas de sus jurisdicciones, dirigiendo sus normas de acción por la "Ley de Régimen Municipal".

Debido al carácter aislado e inconexo de la organización Municipal en Electrificación, no permitió un desarrollo y expansión de la actividad eléctrica, por falta de una planificación adecuada y técnica, ahondada esta circunstancia por la carencia de recursos humanos y financieros dedicados a esta actividad.

Es por ello que bajo este contexto, que el Estado Ecuatoriano se vió precisado a orientar y fortalecer el sector hacia un alcance nacional, mediante la creación de un organismo que se encarga del desarrollo eléctrico con criterio nacional, es así que, para lograr este objetivo, el 23 de mayo de 1961 mediante Decreto Ley de Emergencia # 24 publicado en el R.O. # 227 de mayo 31 de 1961, se expide la "Ley Básica de Electrificación" que establece el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), como un organismo encargado de ejecutar la política de electrificación integral del país, así se empieza por primera vez a formular planes y estrategias de mediano y largo plazo para el sector eléctrico y se ejerce algún control en las empresas productoras de electricidad.

Además, es necesario resaltar que, tomando en consideración la situación de crisis por la que atraviesa el sector eléctrico en el país, era imperiosa la necesidad de que el Estado tome para sí la responsabilidad de realizar acciones que permitan su desarrollo y se establecen normas por la cuales, bajo su cargo y exclusiva responsabilidad, asume la atención económica para la ejecución de obras inherentes al desarrollo eléctrico que cubra las necesidades de la población ecuatoriana, propenda su integración para brindar con eficiencia servicio, mejorar técnicamente y lograr una correcta distribución de la energía.

Consecuentemente como el suministro de energía eléctrica constituye un servicio de utilidad pública y de interés nacional, bajo la premisa fundamental de que el Estado tiene que satisfacer de este servicio básico, se encarga a INECEL la gran tarea de planificar, ejecutar y controlar, todo lo concerniente a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Creado INECEL, su trabajo responde a la ejecución y puesta en marcha de las políticas que en esta materia dicta el Ejecutivo a través del Ministerio respectivo en coordinación con el Ministerio de Defensa Nacional, en todo lo relacionado con la Seguridad Nacional ya que se trata de un sector esencialmente estratégico.

La formulación del Plan Nacional de Electrificación tiene que ver con la participación del Estado en la conformación de las diferentes empresas eléctricas con el fin de lograr la meta propuesta de la integración eléctrica nacional conforme preve la Ley.

Asimismo INECEL se encarga de la ejecución de las diferentes obras previstas en el Plan Nacional de Electrificación y asume la facultad de negociar créditos internos y externos con las cuales se impulsaría la construcción de todas las obras que contempla el Plan anotado.

Más tarde, mediante Ley de Energía # 12 (R.D. # 149 de mayo 5 de 1962) se reforma el Decreto Ley de Energía # 24, de mayo 23 de 1961 que creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

En el año 1972, se dinamiza la economía nacional con la explotación petrolera y en septiembre 10, de 1973 se dicta la nueva "Ley de Electrificación" que le otorga a INECEL personería jurídica de derecho público con patrimonio y recursos propios, establece la participación en el 47% de las regalías provenientes del petróleo de la Región Oriental y se constituye el "Fondo Nacional de Electrificación", le otorga autonomía económica y administrativa, fija la sede de la Empresa en la Capital de la República, adscrita al Ministerio de Energía y Minas.

En concordancia con esta legislación, las principales funciones que le corresponden cumplir son las siguientes:

Programar, coordinar, ejecutar y supervisar el desarrollo de todas las fases de electrificación del país, de conformidad con la política energética propuesta por el Estado.

Inventariar los recursos energéticos del país, con fines de producción de energía eléctrica.

Planificar, financiar, construir, adquirir y operar obras de generación, de transmisión y de distribución de energía eléctrica.

Gestionar y obtener recursos financieros, dentro y fuera del país, para dar cumplimiento a los proyectos propuestos.

Incentivar la constitución de Empresas Eléctricas Regionales mediante la integración de las entidades de suministro de energía eléctrica aisladas del país.

Explorar los sistemas eléctricos de su propiedad, bajo los principios de eficiencia técnica, administrativa y financiera.

Vender, intercambiar, comprar energía eléctrica o autorizar su negociación, dentro del territorio nacional y fuera del país con la aprobación del Presidente de la República.

Contribuir a la formación de especialistas, ingenieros, técnicos, administradores y obreros calificados para el sector eléctrico del país.

Coordinar la cooperación entre los sectores y capitales, públicos y privados, para el desarrollo del suministro y utilización de la energía eléctrica.

Las demás funciones que le asigna la Ley y los Reglamentos.

La dirección y ejecución de la política de electrificación es de responsabilidad de la Función Ejecutiva, para cuyo desarrollo y ejecución en la aplicación de la Ley Básica, actuaría a través del Ministerio de Energía y Minas, del Instituto Ecuatoriano de Electrificación y del Ministerio de Defensa Nacional en lo concerniente a la Seguridad Nacional. 1/.

Con la expedición de la Ley Básica de Electrificación se han dictado algunos decretos y reglamentos que modifican, sustituyen y aclaran algunos artículos de la base legal existente, los mismos que guardan relación con el desarrollo gradual de las necesidades modernas y permiten establecer normas que aumenten la Estructura Orgánica y Funcional del INECEL.

Con el objeto de brindarle una mayor consistencia de dirección y control se le autoriza al INECEL participar en la compra de acciones y aportes de capital de las empresas eléctricas provinciales, unifica las entidades que suministran energía y conforman las empresas eléctricas regionales.

El INECEL, con el propósito de cumplir con su programa a nivel nacional como es aquel de la compra de acciones de otras empresas en por lo menos el 50% del capital social, recibe el apoyo del gobierno, mediante el otorgamiento de garantías, para que gestione créditos externos, para lo cual dicta un reglamento de alcance nacional sobre las condiciones de financiamiento de los préstamos para normalizar el pago de los servicios de energía eléctrica recibida por medio del Sistema Nacional Interconectado por generación y transmisión.

El Decreto de Ley # 13 publicado en el Registro Oficial # 257, de agosto 26 de 1986, establece una serie de reformas a la Ley Básica de Electrificación. El Directorio de INECEL asume para sí la función de dirección; se crea una Subgerencia General; se fija

---

1/. LEY BÁSICA DE ELECTRIFICACION , D.S. # 1042, Reformada , de XI-73

las facultades económicas del Gerente General para la contratación de obras, adquisiciones de bienes y prestación de servicios, y la base legal en que tiene que desenvolverse el Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

Reafirmando INECEL es una Institución de derecho público, adscrita al Ministerio de Energía y Minas y sus actividades están sometidas a las normas que rigen para el sector público, por tanto está sujeto al control de la Contraloría General del Estado, en uso de las facultades que señala la Ley Orgánica de Administración Financiera y Control.

1.2.2. Estructura Orgánica y Funcional del Instituto Ecuatoriano de Electrificación.-

En base a lo que dispone el Art. # 9 Título III de la Ley Básica de Electrificación, "INECEL contará en su estructura funcional y orgánica con el Directorio, la Gerencia General y las demás Dependencias que determine el Reglamento Orgánico y Funcional." 3/.

De conformidad a lo dispuesto en el Art. # 10 de esta misma Ley el Directorio es el organismo máximo y está conformado por los siguientes representantes:

- a) El Ministro de Recursos Naturales y Energéticos, quien lo presidirá y tendrá voto dirimente;
- b) El Ministro de Finanzas o su delegado;
- c) El Ministro de Industrias y Comercio o su delegado;
- d) El Presidente de la Junta Nacional de Planificación y Coor-

dinación Económica o su delegado;

- e) El Jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas o su delegado;
- f) Un representante por las Empresas Eléctricas del país;
- g) Un representante por los Colegios de Ingenieros Eléctricos del país; y
- h) Un representante por los Trabajadores de las Empresas Eléctricas del país. 4/.

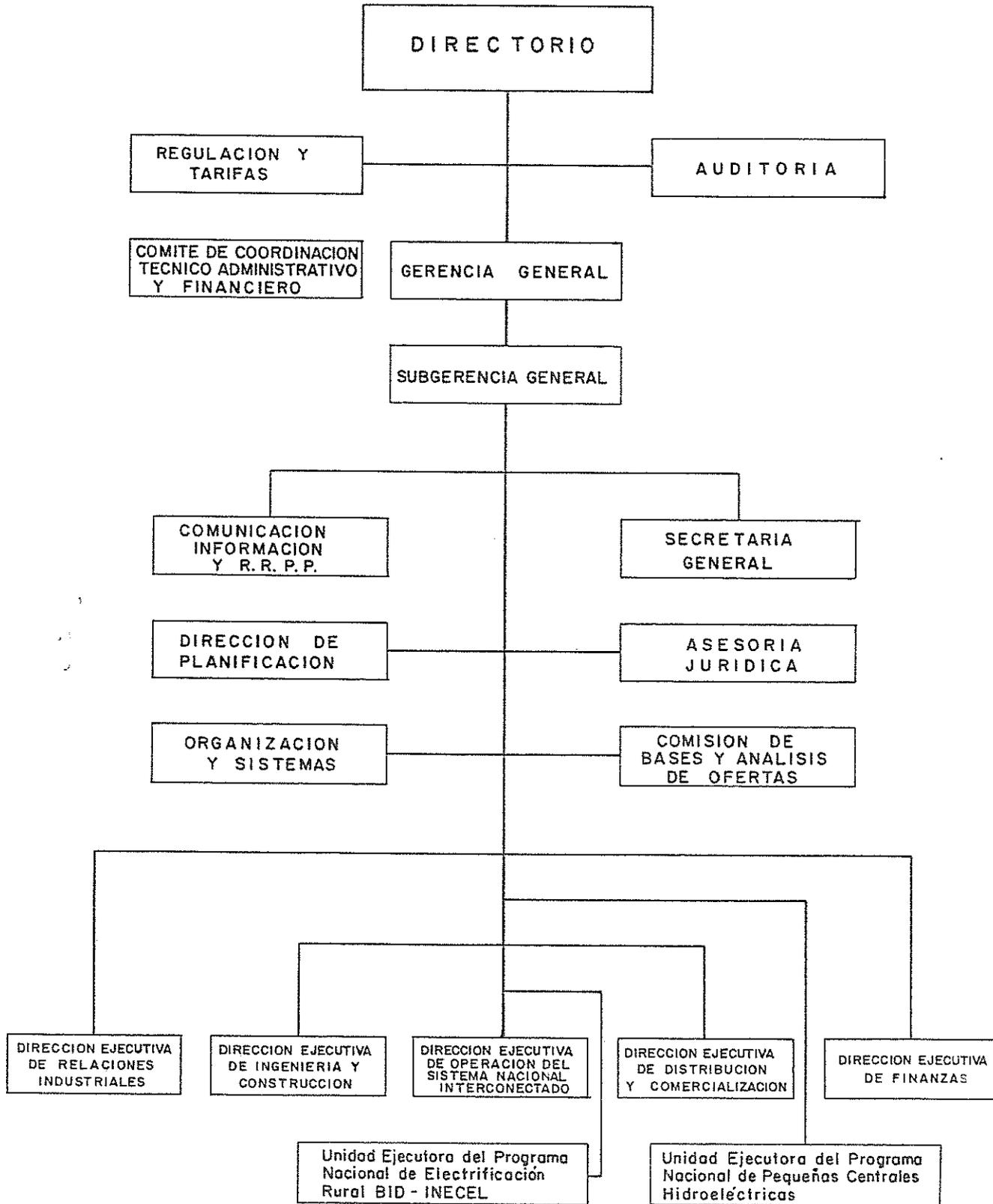
En caso de empate en las votaciones de los Miembros del Directorio, tendrá voto dirimente el Ministro de Recursos Naturales y Energéticos o quien lo represente. 4/.

El Gerente General actuará como Secretario, sin derecho a voto.

Por disposición del Art. # 1 del Reglamento Orgánico Funcional, INECEL tiene la siguiente estructura orgánica:

- 1.- El Directorio del cual depende <sup>publico</sup> la Comisión de Regulación y Tarifas;
- 2.- La Gerencia General de la que dependen las siguientes unidades administrativas:
  - a) Subgerencia General;
  - b) Comité de Coordinación Técnico, Administrativo y Financiero;
  - c) Departamento de Comunicaciones, Información y Relaciones Públicas;

**ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL DE INECEL**  
( a Diciembre de 1989)



- d) Secretaría General;
- e) Dirección de Planificación;
- f) Dirección de Asesoría Jurídica;
- g) Desarrollo Institucional;
- h) Comisión de Bases y Análisis de Ofertas;
- i) Dirección de Relaciones Industriales;
- j) Dirección de Finanzas;
- k) Dirección de Ingeniería y Construcción;
- l) Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado;
- m) Dirección de Distribución y Comercialización.

La Ley Básica de Electrificación en su Art. # 12 señala que son atribuciones del Directorio las siguientes:

- Determinar la política del Instituto en concordancia con con la política de electrificación;
- Aprobar y modificar los reglamentos internos de INECEL;
- Aprobar y modificar el presupuesto del Instituto presentado por el Gerente General y someterlo a consideración del Presidente de la República para su expedición;
- Nombrar al Gerente General del Instituto, de la terna que presentará el Ministro de Recursos Naturales y Energéticos, y removerlo de acuerdo con la Ley; así como designar al personal que debe reemplazarlo en los casos de ausencia o impedimento temporal;
- Aprobar las bases para las licitaciones y los concursos de ofertas que convoque INECEL, estableciendo fórmulas y reajustes especiales de precios; y autorizar la contratación correspondiente;
- Autorizar, de conformidad con la Ley, la realización de

gastos e inversiones, la contratación de servicios, la concesión de préstamos para actividades de la electrificación nacional y, en general, cualesquier acto financiero o mercantil que comprometan fondos de INECEL, cuando estas operaciones tomadas por separado, excedan de S/. 48'978.045 y siempre que la negociación no provenga de adjudicación hecha por el Comité de Licitaciones, o por el Comité de Concurso de Ofertas. 5/.

- Nombrar al Auditor del Instituto, a pedido del Ministro de Recursos Naturales y Energéticos, y al Tesorero y a los Directores Departamentales del mismo Instituto.
- Y las demás funciones que establezcan la Ley y los Reglamentos.

El Gerente General es la máxima autoridad de ejecución del INECEL, y según el Art. # 13 de la Ley Básica de Electrificación "es el representante legal y el responsable del desenvolvimiento administrativo, técnico, económico y financiero del mismo".

En los Art. #s. 14 y 15 de la mencionada Ley se establecen los requisitos para ser Gerente General, así como de las atribuciones y funciones, los cuales deberán establecerse en el Reglamento Orgánico Funcional del Instituto, y ser aprobada por el Directorio en razón de así disponer el literal b) del Art. # 12 de la Ley Básica de Electrificación.

### 1.3. DISPOSICIONES LEGALES PARA LA VENTA DE ENERGIA ELECTRICA.-

#### 1.3.1. De las Empresas Eléctricas.-

En base al literal e) del Art. # 8 de la Ley Básica de Electrificación corresponde al INECEL: "promover la constitución

de Empresas Eléctricas Regionales, mediante la integración de las entidades de suministro de energía eléctrica del País", complementándose con el Art. # 30 de la Integración Eléctrica Regional de la misma Ley, que faculta al Instituto integrar a las Empresas, Cooperativas y demás entidades de suministro de energía para servicio público en el país, con el objeto de formar empresas eléctricas regionales que cubran áreas de servicio cada vez mayores de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

El Instituto por ser el principal exponente de la electricidad en el país, es quien presta asistencia técnica y económica a las diferentes entidades eléctricas que se encuentran constituidas en el país, las mismas que se han conformado como sociedades anónimas sujetas a la Ley de Compañías, sin embargo son sociedades que, en diferentes aspectos, tienen dependencia del sector público particularmente del INECEL, sobre todo en aspectos técnico- administrativos.

Cabe mencionar que las Empresas Eléctricas constituidas como sociedades anónimas tienen exclusivamente como accionistas a entidades del sector público, como los Consejos Provinciales y el Concejo Municipal, y en mayor grado al Instituto Ecuatoriano de Electrificación, razón por lo que el INECEL se constituye en el accionista mayoritario de todos y cada uno de las Empresas Eléctricas.

Siendo accionistas de las Empresas Eléctricas las diferentes entidades que forman parte del sector público, los aportes en cada una de las empresas por parte de estas entidades, están sujetos al control de la Ley Orgánica de Administración Financiera y Control por lo que la Contraloría General del Estado tiene la facultad para proceder a realizar actividades de fiscalización relacionados con los recursos que forman parte del capital de las empresas.

Sin embargo estas empresas por ser de carácter privado, no necesariamente deben sujetarse a las disposiciones que rigen para el sector público en lo que tiene relación a construcción de obras, adquisición de bienes o prestación de servicios, ya que dentro de sus estatutos están previstas disposiciones que, de alguna forma, norman sus actividades.

1.3.2. Decreto Ejecutivo 478.-

En la Administración del Abogado Jaime Roldos Aguilera, Presidente Constitucional de la República del Ecuador se pública el R.O. # 265 de septiembre 2 de 1980, mediante el cual se encarga al Instituto Ecuatoriano de Electrificación, a través de la Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado- DOSNI; la generación y transmisión de energía eléctrica proveniente de sus centrales ubicadas en diversos sitios del país. Energía que se la suministra a empresas y entidades eléctricas, conforme a los términos que se establezcan:

"Que en virtud de lo dispuesto en el literal d) del Art. # 31 de la Ley Básica de Electrificación, las empresas y entidades eléctricas están obligadas a cancelar el valor de la energía recibida del Sistema Nacional Interconectado y, en ejercicio de la facultad que le concede el literal c) del Art. # 78 de la Constitución: DECRETA: El siguiente Reglamento de aplicación al literal d) del Art. # 31 de la Ley Básica de Electrificación.

Art.1.- Las empresas y entidades eléctricas a través del Sistema Nacional de Generación y Transmisión de INECEL reciban por compra- venta potencia y energía eléctricas, están obligadas a cancelar el valor correspondiente a sus consumos mensuales en forma oportuna.

Art.2.- La facturación de la energía eléctrica que realicen las empresas y entidades eléctricas del país al consumidor, constará de dos rubros: el uno, correspondiente al valor imputable a la generación y transmisión efectuadas por INECEL, el otro, el valor imputable a la distribución y comercialización que básicamente realizan las empresas y entidades eléctricas, considerando cuando sea el caso, la parte correspondiente a su propia generación.

Art.3.- En base a los contratos de suministro de energía eléctrica, INECEL indicará mensualmente a las empresas y

entidades eléctricas del país, el valor promedio del KWh correspondiente a generación y transmisión que deberá aplicarse en la planilla del consumidor.

Art.4.- La recaudación de los valores correspondiente al concepto mencionado en el Art.# 3, se efectuará simultáneamente con el cobro de la respectiva planilla de consumo de energía eléctrica a los usuarios, elaborada por la empresa o entidad eléctrica receptora de la energía del Sistema Nacional de Generación y Transmisión.

Dichas empresas y entidades eléctricas serán responsables del depósito diario de la totalidad de los fondos recaudados por concepto de la generación y transmisión del Sistema Nacional Interconectado, de que se habla en el inciso indicado por INECEL y en una de las sucursales del Banco Nacional de Fomento de la localidad.

Art.5.- Al término de cada mes y en base a la facturación que INECEL realice por la energía entregada a las empresas y entidades eléctricas según los contratos vigentes, se realizará la reliquidación correspondiente, para lo cual la empresa efectuará un depósito complementario dentro del plazo previsto en el contrato para la cancelación total de las planillas o INECEL acreditará la diferencia, si fuere del caso.

Art.6.- Se establece un plazo máximo de 90 días contados a partir del presente Reglamento, para que las empresas y entidades eléctricas adecuen sus sistemas de facturación para dar cumplimiento a lo establecido en los artículos 2 y 3 del presente Decreto.

Hasta que se establezca el nuevo sistema de facturación, las empresas y entidades eléctricas del país depositarán en la cuenta indicada por INECEL, el porcentaje de recaudaciones diarias que INECEL y dichas entidades establezcan en virtud de los contratos

de compra-venta de energía". 6/.

### 1.3.3. Normas de Aplicación.-

A fin de facilitar la aplicación del Decreto 478, INECEL con la participación de los representantes de las Empresas Eléctricas Quito, Ambato, Riobamba, en octubre de 1980, elaboraron las Normas de Aplicación del Reglamento según Decreto # 478. Las principales normas que se establecieron son las siguientes:

1.- COEFICIENTE DE APLICACION.- El Coeficiente que la Empresa deberá aplicar a la planilla del usuario y que servirá para determinar la cantidad que le corresponde a INECEL en concepto de la Generación y Transmisión efectuadas por el Sistema Nacional Interconectado, se calculará de la siguiente manera: .

a) Durante el último trimestre del año anterior para el cual se va a calcular el coeficiente de aplicación, INECEL en coordinación con las empresas, considerando los diferentes tipos de energía entregada por el S.N.I., determinará en base a las tarifas vigentes el total de la energía entregada a la empresa durante los nueve primeros meses de dicho año, así como también los ingresos que por el suministro de energía al usuario tuvo la empresa en este mismo período.

b) El coeficiente de aplicación se establecerá dividiendo el valor total de la energía entregada por el Sistema Nacional Interconectado durante los 9 primeros meses mencionados en el literal anterior para los ingresos obtenidos por la Empresa durante este mismo período.

c) El valor del coeficiente establecido como se indica en el literal b) de este numeral se multiplicará por el valor

total de la recaudación diaria obtenida por la empresa por venta de energía al usuario, determinándose de esta manera la cantidad que será depositada a favor de INECEL.

d) La empresa imprimirá en cada una de las planillas mensuales que emita por la venta de energía al usuario, el valor del coeficiente aquí establecido.

2.- COMUNICACION A LA EMPRESA.- INECEL, a través de la DOSNI, mediante comunicación escrita remitirá a la Empresa y/o Entidad Eléctrica durante el último trimestre anterior a un año determinado, el valor del coeficiente de aplicación que la empresa deberá incluir en la planilla del consumidor.

3.- CUENTAS CORRIENTES.- INECEL abrirá una cuenta corriente a su nombre en el Banco Nacional de Fomento de la localidad, a fin de que cada Empresa y/o Entidad Eléctrica deposite diariamente la totalidad de los Fondos recaudados que corresponden a INECEL, que serán determinados de acuerdo al literal d) del numeral 2 de estas normas.

4.- CUMPLIMIENTO.- El cumplimiento de los depósitos diarios serán de responsabilidad de la Empresa.

5.- LIQUIDACION DE LA PLANILLA EMITIDA POR INECEL.- La liquidación de la planilla mensual emitida por INECEL se realizará hasta el 15 del mes subsiguiente al que corresponde la facturación. La diferencia que existiere a favor de INECEL o de la Empresa deberá ser cancelada dentro de los plazos establecidos en cada uno de los respectivos contratos.

6.- DISPOSICIONES GENERALES.- El detalle de los depósitos realizados en la cuenta corriente de INECEL serán enviados por la Empresa quincenalmente a las oficinas de la Dirección Ejecutiva de Operación del Sistema Nacional Interconectado, ubicadas en la calle la Granja # 112 y Ave. Amazonas de la ciudad de Quito, información que servirá de base para

la liquidación mensual respectiva.

- Con el propósito de verificar los valores depositados en la cuenta de INECEL, la Dirección Ejecutiva de Operación del Sistema Nacional Interconectado, cuando creyere conveniente enviará un representante para realizar el correspondiente arqueo. (Actualmente estas actividades se los realiza en la Dirección Ejecutiva de Finanzas).

#### 1.4. DISPOSICIONES LEGALES PARA FIJACION Y DEFINICION DE TARIFAS ELECTRICAS.-

En base al literal d) del Art.# 12 de la Ley Básica de Electrificación, le corresponde al Directorio de INECEL aprobar las tarifas para los servicios de energía eléctrica, estos deben cubrir los costos directos de operación y mantenimiento, cuotas de depreciación y una rentabilidad sobre la base tarifaria conforme lo establece el reglamento para fijación de tarifas de servicios eléctricos; esto le permitirá los siguientes objetivos:

- Tender al autofinanciamiento del Sector Eléctrico, en base a una política tarifaria, que permita generar ingresos para cubrir los costos del suministro de energía, el servicio de la deuda y una adecuada contribución a la inversión.

- La estructura tarifaria deberá contemplar niveles de precios reales. Sin embargo, el Estado podrá asignar aportes que permitan tarifas especiales para los usuarios de escasos recursos, o desarrollo de zonas prioritarias.

En base a la Resolución de Directorio # 39 de Febrero de 1983, se acogió la política tarifaria a ser aplicada en el sector eléctrico.

La política tarifaria en rasgos generales, contiene los siguientes términos:

a) Los precios medios de venta deben cubrir los costos de producción del servicio, más la indispensable aportación a la inversión que le permita el crecimiento del sector de acuerdo a la demanda.

b) Establece una estructura tarifaria única a nivel del país, dando un mismo trato al sector rural y al sector urbano además es el único pliego de tarifas que se aplica a las ventas en bloque del Sistema Nacional Interconectado.

c) Implanta un tratamiento prioritario para los consumidores de bajos recursos económicos.

d) Impulsa la utilización óptima de los recursos energéticos renovables disponibles.

e) Promueve el consumo de energía a través de los estímulos contenidos en las tarifas en horas de menor demanda, buscando disminuir el precio del consumidor.

f) Admite reajustes de tarifas en función del incremento de costos.

g) Las tarifas se establecen bajo el concepto de una eficiente gestión empresarial.

Definida esta política tarifaria, se emite el Reglamento de Tarifas mediante Decreto # 2310 en R.O. # 644 de diciembre 21 de 1983 con el fin de dictar normas específicas, a las cuales deberán sujetarse todas las entidades que suministran energía eléctrica, considerando que la naturaleza del suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública e interés nacional.

El literal b), del Art. # 5 de la Ley Básica de Electrificación y el literal c), del Art. # 78 de la Constitución de la República del Ecuador, establecen que corresponde al Ministro de Energía y Minas someter a consideración del Presidente de la República

para su aprobación, los reglamentos necesarios para la buena marcha del sector eléctrico del país.

Las Empresas Eléctricas, presentarán anualmente a INECEL el informe correspondiente al último ejercicio financiero, que contendrá: El Balance de Situación, Estado de Ingresos y Gastos debidamente legalizados y la información estadística que requiera INECEL, para cuya Contabilidad se aplicará el Sistema Uniforme de Cuentas; el inventario y avalúo de los bienes afectados al servicio eléctrico, aprobado bajo las normas y criterios del Directorio de INECEL; además de mantener actualizado el registro continuo de las unidades de propiedad, con los bienes que se hayan incorporado o retirado del servicio eléctrico.

Determinación de los costos de los servicios: Para la determinación de los costos de los servicios se considera los siguientes conceptos:

1.- INGRESOS DE EXPLOTACION.- Son ingresos de explotación las sumas de dinero que perciban las empresas eléctricas por la venta de energía y los provenientes de arriendo de transformadores, postes, líneas, ajustes tarifarios vigentes y por contratos de suministros especiales y demás que tengan relación con la prestación del servicio eléctrico.

2.- GASTOS DE EXPLOTACION.- Aquellos dados por sueldos, jornales, beneficios sociales y otros por servicios prestados por los empleados y obreros de las empresas eléctricas; combustibles y lubricantes utilizados para la generación potencia y energía adquirida de terceros; materiales y repuestos destinados a la operación y mantenimiento; dirección y asesoría técnica que tenga que ver con la explotación del servicio, gravámenes, impuestos, tasas, contribuciones fiscales y, demás gastos generales y administrativos.

3.- COSTOS DEL SERVICIO.- Constituyen los gastos de explotación, dotación anual a las reservas para la depreciación;

los seguros especiales por riesgos de bienes y la rentabilidad anual establecida para ellas.

4.- RENTABILIDAD ANUAL.- La rentabilidad a que tienen derecho todas las empresas eléctricas para obtener una adecuada contribución a la inversión, cuyo porcentaje será determinado para cada empresa por el Directorio de INECEL, dentro del primer trimestre del año. Es la razón entre ganancias netas de explotación del ejercicio y el promedio del capital neto invertido.

Defínese como "contribución a la Inversión" a las sumas de las "ganancias netas de explotación" más la dotación anual a las "reservas para depreciación" y menos el servicio de la deuda: amortización e interés de créditos y contribuciones legales.

Ganancias Netas de Explotación.- Diferencia entre el total de los ingresos de explotación por venta de energía, menos los gastos directos de explotación y la dotación de recursos para depreciación anuales.

5.- BASE TARIFARIA.- Para cualquier año Capital Neto Invertido, comprende la suma del valor revaluado de los bienes físicos: obras, instalaciones, muebles afectados al servicio eléctrico; el valor revaluado de los bienes intangibles: gastos de estudio, organización y financiamiento de las empresas eléctricas; el capital de trabajo de explotación constituido por dos veces el promedio mensual de los gastos directos de operación y mantenimiento deducido a la reserva para depreciación revaluada a costo de reposición de los bienes y el promedio del capital neto invertido.

6.- REVALDRIZACION DE BIENES.- Los bienes afectados al servicio eléctrico serán revalorizados por las empresas eléctricas mediante el inventario y avalúo, para determinar su valor de reposición, con frecuencia de una vez cada 5 años.

7.- RESERVA PARA DEPRECIACIONES.- Deberá integrar los capitales invertidos en bienes percederos, ya por desgaste, ya como resultado de los adelantos técnicos o por el crecimiento mismo de la demanda del servicio. La actualización se realiza en base a porcentajes de depreciación analizados y autorizados por el Directorio de INECEL.

CLASES DE SERVICIOS.- Para efectos de aplicación de las tarifas, los servicios se dividirán en:

- a) Residencial
- b) Comercial
- c) Industrial
- d) Entidades Oficiales ; e) Alumbrado público
- f) Entidades de asistencia social y de beneficio público
- g) Otros que no estén contemplados en las clases anteriores como por ejemplo el bombeo de agua potable para el servicio público, bombeo de agua para riego, etc..

#### 1.4.1. Definición y tipos de tarifas.-

##### 1.4.1.1. Definición.-

Se define a la tarifa como un pago a un servicio público, en electricidad la tarifa es similar al precio por un KWh consumido.

La tarifa es considerada como un pago, de una parte fija y una variable, cuya proporcionalidad actúa de conformidad a la cantidad de servicio consumido, va implícito el concepto de marginal.

##### 1.4.1.2. Tipos de Tarifas Eléctricas.-

a) Tarifa Plana.- consiste en un pago fijo por una carga conectada. No hay cargo por la tarifa consumida.

Esta tarifa generalmente es aplicada por algunas empresas eléctricas para establecer el precio del servicio por alumbrado público. El cargo mensual es fijo, depende del número de lámparas públicas conectadas más que el número de wátios consumido.

b) Tarifa lineal.- Cobra un determinado precio por cada KWh de energía consumida.

c) Tarifa escalonada.- Establece el cobro en base a escalones de consumo, a las cuales les va fijando precios por KWh progresivamente decrecientes.

d) Tarifa de bloques.- No existe específicamente un cargo por demanda (potencia) ni por consumo (uso), los costos correspondientes se recuperan por tramos de servicio.

e) Tarifa Binomia o de Hopkinson.- Divide los costos de la energía eléctrica en dos partes:

Costo Variable y Costo Fijo, este último representa el costo de estar en condiciones de suministrar energía cuando el usuario lo requiera, y el costo variable es directamente proporcional al número de KWh suministrados. En otras palabras, el componente fijo viene de la financiación y operación del equipo necesario, para la generación y distribución de la energía eléctrica, en última instancia determinada por la capacidad en KW de los equipos.

#### 1.4.2. Pliegos Tarifarios para el servicio eléctrico del Ecuador.-

El Art. # 17 del Reglamento para la fijación de tarifas del servicio de energía eléctrica, emitido con R.O. # 644 de diciembre 21 de 1983, determinó la aprobación de pliegos tarifarios que sirvieron para la facturación de la energía entregada,

mes a mes, a las Empresas Eléctricas, en los años anteriores. Para su vigencia debió contar con la aprobación previa del Directorio del Instituto Ecuatoriano de Eléctricación.

Actualmente, los nuevos pliegos tarifarios aprobados para la venta de energía de INECEL a las Empresas Eléctricas, fueron dados con resolución de Directorio del Instituto # 352 de diciembre 27 de 1988. ✓

Dichos pliegos sirvieron para la facturación de la energía entregada durante el mes de diciembre de 1988 a las Empresas Eléctricas y así sucesivamente.

Entre los principales aspectos del mencionado pliego tarifario tenemos:

1.- Precio medio e inicio de aplicación.- Los cargos tarifarios especificados para la entrega de potencia y energía eléctrica de parte del Sistema Nacional Interconectado de INECEL (S.N.I.) a las Empresas Eléctricas (E.E.), buscan obtener luego de los descuentos correspondientes un precio medio de S/. 7.50 /KWh para el mes de enero de 1989. Su aplicación se iniciará en la emisión de tal mes con la cual se facturará el consumo del mes de diciembre de 1988.

2.- Reajuste de los cargos.- Los cargos tarifarios que luego se señalan serán reajustados a partir de la emisión del mes de febrero de 1989 con un porcentaje acumulativo mensual del 3%.

3.- Cargos Tarifarios nominales para el S.N.I..-

3.1. Nivel de voltaje de entrega: 46- 69 KV

Cargos por demanda:

S/. 870.00/KW de potencia contratada

S/. 1.218.00/KW de potencia de exceso

Cargos por Energía:

Primeros 250 KWh/KW	S/. 6.53/KWh
Segundos 250 KWh/KW	S/. 7.55/KWh
Exceso de energía	S/. 5.81/KWh

3.2. Nivel de voltaje de entrega: 138 KV

Cargos por Demanda:

S/. 845.00/KW de potencia contratada
S/. 1.183.00/KW de potencia de exceso

Cargos por Energía:

Primeros 250 KWh/KW	S/. 6.33/KWh
Segundos 250 KWh/KW	S/. 7.32/KWh
Exceso de energía	S/. 5.64/KWh

4.- Forma de aplicación de los cargos tarifarios: Para cumplir con lo establecido por el Directorio de INECEL tanto en la política tarifaria como en los pliegos tarifarios referenciales, el precio al que venda el S.N.I. su energía a las Empresas Eléctricas será diferenciado para cada una de ellas, con la finalidad que al regularse sus costos del servicio, se viabilice que el precio a nivel de usuario final tienda a ser único a nivel nacional.

Para el caso de las emisiones correspondientes al primer trimestre de 1989 se aplicaron los siguientes descuentos a las Empresas Eléctricas:

<u>NOMBRE DE EMPRESAS ELECTRICAS</u>	<u>DESCUENTO UNITARIO</u>
	<u>S/./kwh</u>
Regional Norte	2.19
Quito	0.30
Cotopaxi	0.90
Ambato	3.31
Riobamba	0.80
Bolívar	6.47
Azogues	4.93
Centro Sur	0.50
Regional del Sur	5.03
Esmeraldas	3.24
Santo Domingo	3.67
Manabí	3.65
Santa Elena	3.72
EMELGUR	2.73
Milagro	3.58
Los Ríos	3.01
El Oro	3.70
EMELEC	0.00

En el transcurso de dicho trimestre se definirán los valores de descuento definitivos que regirán durante el resto del año.

5.- Programación Operativa.- INECEL formulará, a través de la Dirección de Operación y Mantenimiento del S.N.I., la programación de la operación conjunta de los recursos de generación del S.N.I. y Empresas Eléctricas en base a un aprovechamiento óptimo de los recursos del país, y considerando las restricciones técnicas de las instalaciones del Sector Eléctrico, en base a lo cual se establecerán los requerimientos de potencia y energía eléctrica de la Empresa, el suministro de el Sistema Nacional deba entregar, y la generación propia que la Empresa deba realizar.

6.- Potencia Contratada.- La Empresa contratará una magnitud de potencia para el período anual de que se trate, cuyo valor será determinado entre INECEL- DOSNI y la Empresa, en base a la

programación operativa.

Sin embargo, las Empresas Eléctricas que tengan generación hidráulica propia o variaciones estacionales importantes de carga, pueden fijar hasta dos valores de potencia contratada al Sistema Nacional, dentro de cada año, en función de la hidrología de sus sistemas o de las variaciones estacionales de carga.

7.- Demanda Facturable.- Se entiende por demanda facturable en un mes, dentro del período de contratación determinado, la demanda máxima de potencia integrada en un período de 15 minutos sucesivos y registrada en el lapso comprendido entre el inicio y el último día del mes para el cual se realiza la facturación.

8.- Reajuste a la Demanda Facturable.- Para casos no programados, y salvo causas de fuerza mayor si INECEL, por alguna razón pese a que la Empresa requiera la potencia contratada, no pudiera entregar dicha potencia por más de cuatro días consecutivos, se aplicará un factor de corrección a la demanda máxima entregada para determinar la demanda facturable en ese mes.

9.- Suministro de Energía de Sustitución:

9.1. Suministro de Energía de Sustitución durante las horas de demanda máxima.- Si la Empresa, debido a su programación operativa técnico-económica anual, requiere hacer funcionar grupos térmicos para no aumentar la potencia contratada al Sistema Nacional e INECEL, está en capacidad de reemplazar esa generación, por mutuo acuerdo de las partes y por así convenir a los intereses del país.

10.- Suministros Especiales.- Si la empresa no pudiese generar la potencia y energía previstas de acuerdo a la programación operativa realizada por INECEL y aceptada por la Empresa, debido a razones de estricta emergencia, comprobados por INECEL o por mantenimiento, el suministro adicional de potencia y energía que entregue el Sistema Nacional se considerará como servicio especial.

11.- Cancelación de Planillas.-

- Las empresas y sistemas eléctricos cancelarán los valores correspondientes a la potencia y energía eléctrica suministradas por INECEL, sujetándose a las regulaciones pertinentes.

- INECEL suscribirá con las entidades del servicio eléctrico, nuevos contratos de suministro de energía eléctrica a partir de enero de 1989.

## C A P I T U L O    I I

### 2.- DESCRIPCION DEL SECTOR ELECTRICO

#### 2.1. DESARROLLO DEL SECTOR ELECTRICO

#### 2.2. ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELECTRICO ,

2.2.1. Entidades productoras de energía

2.2.2. El Instituto Ecuatoriano de Electrificac  
ción.

2.2.3. Empresas Eléctricas Regionales

2.2.4. Empresas Eléctricas Locales

2.2.5. Cooperativa de Electrificación Rural Sanu  
to Domingo

2.2.6. Sistemas Menores

2.2.7. Sistemas de autoconsumo

#### 2.3. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

2.3.1. Hito Histórico

2.3.2. Capacidad Instalada

2.3.3. Entidades Regionales Servidas por el -  
Sistema Nacional Interconectado

#### 2.4. POTENCIAL ELECTRICO DEL ECUADOR

## CAPITULO II

### 2.- DESCRIPCION DEL SECTOR ELECTRICO.-

#### 2.1. DESARROLLO DEL SECTOR ELECTRICO.-

Los inicios del servicio eléctrico en el Ecuador, se sitúan en el año 1897, cuando un grupo de lojanos progresistas forma la Empresa Eléctrica "Luz y Fuerza" en la ciudad de Loja y la instalación en el Río Malacatos de 2 turbinas hidráulicas de 12 KW cada una adquiridas en Lima- Perú; en Quito se formó la Empresa Eléctrica "Jijón Gangotena y Urrutia" que disponía de 50 KW que, posteriormente, se transformó en "The Quito Electric-light & Power Co."

En las décadas de 1920 y 1930, por acción de los poderes públicos en materia de electrificación, suscribieron contratos con compañías norteamericanas como la "American Foreign Power Co.", para abastecer de energía a las ciudades de Guayaquil y Riobamba y otra similar para Quito.

En la década de los años 40, de conformidad con la Ley de Régimen Municipal, los municipios se convierten en responsables del suministro eléctrico en áreas geográficas de su jurisdicción, lamentablemente, el carácter aislado e inconexo de la organización municipal no permitió el cumplimiento de la citada Ley. La actividad eléctrica se llevó a cabo sin planificación, descuido de recursos humanos y financieros, existieron también consideraciones localistas y afanes proselitistas.

Esta situación se extiende por el lapso de 20 años, al cabo de los cuales, el Estado Ecuatoriano a inicios de los años 60, plantea la necesidad imperiosa de reorientar el servicio eléctrico a los ecuatorianos.

La voluntad de reorientar esta situación caótica, se debió a:

- La necesidad de poner soluciones a la gran atomización y dispersión en que se había sumido el sector eléctrico.
- Requerimientos de mejorar la calidad del ya crónico y deficiente servicio y la conveniencia de reducir los altos costos de operación establecidos por la actividad independiente de los municipios.

Por ello, el gobierno decidió crear un organismo que se encargue del desarrollo futuro del sector eléctrico con criterio nacional.

Es así como el 23 de mayo de 1961, mediante decreto de Ley de Emergencia No. 24, se estableció la Ley Básica de Electrificación y a través de ella, se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación- INECEL, organismo encargado de llevar el proceso de electrificación en el Ecuador, adquiriendo personería jurídica, autonomía económica y administrativa. Y considera a la electrificación como una obra de carácter nacional, asume actividades de planificación, ejecución y control bajo la responsabilidad del Gobierno Nacional.

El INECEL inicia su acción planificadora y desarrolla las siguientes actividades:

- Elabora el primer "Plan Nacional de Electrificación", en el año 1966, que sirvió para definir objetivos y establecer políticas para el desarrollo eléctrico y presentar un programa de obras a nivel nacional.

- Establece dos puntos básicos:

- La creación de un Sistema Nacional Interconectado; y
- La Integración Eléctrica Regional.

El primer punto, propuso establecer un sistema de generación formado por grandes centrales y un sistema de transmisión, constituido por un anillo básico y ramales hacia todas las Provincias.

El segundo punto, definió una estrategia para la consecución

de la integración eléctrica del país, la misma que recomendaba que se estructuren Empresas Eléctricas a nivel provincial y la integración regional.

- Es sólo en el año 1970, que se crea el Fondo Nacional de Electrificación, con la asignación del 47% de las regalías de la producción del petróleo, aporte que constituyó una contribución sustancial para la ejecución de los proyectos.

- Se promulga la Ley Básica de Electrificación (reformada), expedida con Decreto Supremo # 1042 de septiembre de 1973, en la cual se reconoce definitivamente a INECEL como persona jurídica de derecho público, con patrimonio y recursos propios y con autonomía económica y administrativa.

La ejecución progresiva de los planes de electrificación ha permitido a INECEL, ejecutar las siguientes obras de generación:

C E N T R A L	POTENCIA INSTA LADA HIDRAULICA	(MW) TERMICA	ENTRADA EN OPERACION
Gas- Guayaquil	-	25.6	1976
Diesel- Guangopolo	-	31.2	1977
Pisayambo	69.2	-	1977
Estero Salado # 2	-	73.0	1978
Estero Salado # 3	-	73.0	1980
Gas- Quito Sta. Rosa	-	47.7	1981
Esmeraldas	-	125.0	1981
Paute- Fases A y B	500.00	-	1983
Agoyán	156.00	-	1987

FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 1989- 2000

En 1977, después de 21 años de trabajo, la primera gran obra que inició INECEL es el Proyecto Hidroeléctrico Pisayambo, con una capacidad de potencia instalada de 69.200 kilovatios, el mismo que permitió solucionar la mayor parte de los problemas que sobrellevaban las provincias de Tungurahua, Cotopaxi, Pichincha e Imbabura en el orden de abastecimiento, en aquella época.

Pisayambo ha ido extendiendo su beneficio de servicio eléctrico, alcanzando cada día a los sectores más amplios de la población, dando origen a la conformación del Sistema Nacional Interconectado y a la iniciación de la operación por venta de energía en bloque a Quito, Guayaquil y Ambato.

Las Centrales Térmicas de Santa Rosa y Estero Salado, con una potencia instalada de 47.700 y 73.000 kilovatios, respectivamente, constituyen parte de uno de los nuevos logros del Instituto, a los que se añade los objetivos alcanzados en la Electrificación Rural y de los diferentes proyectos contemplados en el Plan Maestro de Electrificación.

El INECEL en su afán de ampliar sustancialmente las reservas de energía en los últimos años, ha situado su esfuerzo en la construcción de centrales hidroeléctricas, permitiendo así que el país ahorre ingentes cantidades de dinero en la sustitución de la energía térmica por la hidráulica.

Dentro de este campo, sobresale por su extensión el Proyecto Hidroeléctrico Paute en sus Fases A y B, cuya primera fase permite que el país cuente con 500.000 kilovatios, entrando en funcionamiento desde el año 1983.

Otro de los proyectos más importantes del país es la Central Hidroeléctrica Agoyán ubicada en la provincia del Tungurahua, que entró en operación en el año 1987 con una capacidad de 156.000 kilovatios.

La Central Térmica Esmeraldas, es la más grande Unidad turbo-

generadora que dispone el país, generando desde el año 1981 150.000 kilovatios y se integra al Sistema Nacional Interconectado.

Se espera entonces, que al aunar estas centrales al Sistema Nacional interconectado se cubra gran parte de la demanda nacional de energía eléctrica.

En la práctica, el crecimiento del Sector Eléctrico se refleja en la evolución que han tenido los diferentes indicadores eléctricos en el período 1965- 1987 y son: (anexos # 1 al 5)

INDICADORES ELECTRICOS	UNIDAD	1965	1987	Tasa de crecimiento %
Potencia Instalada	MW	141	1812	12.3
Demanda Máxima	MW	117	1013	10.3
Generación Bruta	GWh	492	5391	11.5
Consumos Finales	GWh	411	4206	11.2
Población total	miles	5162	9923	3.0
Población Servida	miles	878	6341	9.4
Número de Abonados	miles	161	1160	9.4
Tarifa de Venta al Usuario (media anual)	sucres	0.546	6.52	11.9
Energía generada por habita.	KWh/hab.	95	543	8.2

FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 1989-2000

El Sector Eléctrico se ha desarrollado en relación a la situación económica del país, de tal manera que estos crecimientos que han tenido en el período conviene analizar con mayor atención.

Las etapas de desarrollo con respecto al consumo final del usuario han sido las siguientes:

PRIMERA ETAPA: 1965- 1973, con un crecimiento del 10.1% en que INECEL realiza pequeñas obras.

SEGUNDA ETAPA: 1974- 1980, con un crecimiento del 16.7% en que INECEL inicia la construcción y operación de grandes centrales.

TERCERA ETAPA: 1981- 1987, con un crecimiento del 7.0% debido especialmente a las críticas condiciones socio-económicas del país, en que se encuentra hasta ahora.

## 2.2. ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELECTRICO.-

### 2.2.1. Entidades Productoras de Energía.-

Principalmente tienen que ver con la generación misma de la energía, así como su intervención en los procesos de construcción, producción y distribución de la electricidad, operando con las unidades actualmente en explotación, proyectos hidroeléctricos Paute Fase C y Daule Peripa, que se encuentran en construcción, el primero, y el segundo por inciar.

### 2.2.2. El Instituto Ecuatoriano de Electrificación.-

El gobierno del Ecuador tiene como organismo responsable del desarrollo de las diferentes fuentes de energía al Ministerio de Energía y Minas. Para la planificación y desarrollo de la electrificación, el Ministerio cuenta con el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL, que funciona como entidad adscrita al mismo, que en su actividad de planificador proyecta las obras a realizarse a corto, mediano y largo plazo para cubrir la demanda interna.

Para una mejor organización el Instituto ha dividido al

sector en dos grandes áreas: la de operación y mantenimiento de las grandes centrales, de las líneas y subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión, que la administra directamente y la de distribución y comercialización de la energía eléctrica, para esto INECEL cuenta con 17 Empresas Eléctricas jurídicamente organizadas como sociedades anónimas, siendo el mayor accionista, con excepción de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.- EMELEC, conformada con capitales extranjeros, que atiende al mercado de la ciudad de Guayaquil y que, actualmente, se encuentra en un proceso de reversión al Estado Ecuatoriano.

El Sistema Nacional de Generación y Transmisión Interconectado está constituido, en primer lugar, por las centrales hidroeléctricas y térmicas y, en segundo lugar, por el sistema de transmisión tipo anillo de 230 kv y líneas radiales de 138 kv que transportan la energía a todo el país.

### 2.2.3. Empresas Eléctricas Regionales.-

Como resultado de la política de INECEL, en mantener el criterio de integrar los servicios eléctricos existentes que se encontraban diseminados como, empresas, cooperativas y demás entidades de suministro de energía, ha conformado las Empresas Eléctricas Regionales que cubren áreas de servicio cada vez mayores de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación:

Las Empresas Eléctricas que se constituyen, conforme a lo previsto en el Art. # 30 inciso primero de la Ley Básica de Electrificación, se sujetarán para su organización y funcionamiento al Reglamento Especial que expide el Directorio del Instituto. 5/.

Este significativo avance en la integración de los sistemas eléctricos del país permite al INECEL, adquirir acciones y hacer aportes de capital en las Empresas Eléctricas. 3/.

---

3/. D.S. # 135, R.O. 492 de febrero 12 de 1974

5/. D.S. # 1104, R.O. 673 de noviembre 4 de 1974

El Sistema de Integración constituye uno de los objetivos principales del INECEL a fin de realizar obras que cumplan con mejor servicio a nivel nacional, situación que las empresas como entidades dependientes no están en capacidad de realizar, debido a las grandes inversiones y técnicas que demanda el subsector.

Las empresas que se hallan integradas son:

- EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL NORTE(EMELNORTE)
- EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.
- EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.
- EMPRESA ELECTRICA REGIONAL MANABI (EMELMANABI)
- EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS LOS RIOS (EMELGUR)
- EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO (EMELORO)

#### 2.2.4. Empresas Eléctricas Locales.-

Constituídas bajo el control de la Superintendencia de Compañías, reguladas por el literal m) Art.# 31 de la Ley Básica de Electrificación, entidades del sector privado establecidas como sociedades anónimas, sujetas a las normas y disposiciones dictadas por el Directorio de INECEL.

En cuanto a su capital está conformado por las aportaciones de los Consejos Provinciales, Municipales y del Instituto Ecuatoriano de Electrificación y son:

- EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.
- EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
- EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.
- EMPRESA ELECTRICA AZOGUES S.A.
- EMPRESA ELECTRICA ESMERALDAS S.A.
- EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
- EMPRESA ELECTRICA PENINSULA DE SANTA ELENA C.A.
- EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS S.A.
- EMPRESA ELECTRICA BOLIVAR S.A.

- EMPRESA ELECTRICA COTOPAXI
- EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR Inc.

**2.2.5. Cooperativa de Electrificación Rural Santo Domingo.-**

Es la única Cooperativa que trabaja bajo la administración de INECEL.

**2.2.6. Sistemas Menores.-**

Con el propósito de dotar del servicio eléctrico a las zonas o regiones del país que no serán beneficiados en forma inmediata por el S.N.I. o por los sistemas eléctricos regionales, que se encuentran bajo la responsabilidad de las empresas eléctricas que operan en el país INECEL orienta su acción en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas que generan potencias inferiores a 10.000 kilovatios en los lugares generalmente periféricos que, por lo general, no cuentan con adecuadas vías de comunicación y son financiados con fondos provenientes del Decreto 124, organismos seccionales y aportes del Gobierno Nacional a través de INECEL y son:

- SISTEMA ELECTRICO ZONA ORIENTAL
- SISTEMA ELECTRICO ARCHIPIELAGO DE GALAPAGOS

**2.2.7. Sistemas de autoconsumo.-**

Forman parte de este sistema, las industrias particulares que generan y consumen energía y que no están vinculadas al Sistema Nacional Interconectado, pero con el desarrollo de este sistema será más rentable incorporarlas, por el costo de combustible (bunker C y diesel). Entre estas empresas de autoconsumo se encuentran, en especial, las empresas de Cemento Rocafuerte, Guapán, Chimborazo y Selva Alegre.

El INECEL con el propósito de cumplir sus funciones de operación, mantenimiento, administración y de su comercialización crea la Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado (DOSNI).

### 2.3. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.-

#### 2.3.1. Hito Histórico.-

El primer paso de la Interconexión Eléctrica Nacional marca un hito histórico en el progreso del sector eléctrico ecuatoriano, por los efectos técnicos y económicos que se producen, tiene la ventaja de integrar las reservas de las diferentes empresas aisladas, poniéndolas al servicio común, superando emergencias y evitando racionamientos de energía.

En definitiva, la Interconexión Eléctrica requiere de un cambio de mentalidad de las empresas, que hoy tienen la responsabilidad de suministrar el servicio a sus respectivas áreas de concesión, las nuevas premisas de los recursos energéticos nacionales para cumplir con el propósito que el país se ha impuesto, que es el de un mayor y mejor incremento y uso de la producción petrolera y, por otro lado, realizar un esfuerzo paralelo igualmente intenso para tratar de disminuir el consumo de hidrocarburos en generación eléctrica, reemplazándolos con recursos renovables provenientes del gran potencial hídrico.

Esta interconexión constituye un reto para los profesionales ecuatorianos de llevar adelante el funcionamiento adecuado de las instalaciones que han requerido grandes inversiones.

En suma, no puede dejarse de mencionar el gran significado

de la interconexión como un vínculo de fraternidad y solidaridad y un mancomunado esfuerzo hacia metas de progreso integral.

El objetivo principal del Plan Maestro de Electrificación es el de construir e instalar todo el equipo que requiere el Sistema Nacional Interconectado, que constituye la columna vertebral del Sistema de Electrificación Nacional.

El sistema de supervisión y control para la operación del Sistema Nacional Interconectado se implantará por etapas y está constituido por el conjunto de centrales de generación eléctrica-hidroeléctrica y térmica- y las líneas de transmisión a través de las cuales se entrega dicha energía.

La conformación del Centro Nacional de Control de la Energía tiene como propósito llegar a disponer de un sistema de manejo de la energía conforme a los requerimientos de eficiencia y seguridad que precisa el sistema eléctrico del país.

El Sistema Nacional Interconectado se ha convertido en la fuente mayoritaria del suministro del fluido energético en el país ya que satisface el noventa por ciento de las necesidades de energía eléctrica.

La expansión experimentada por el sistema eléctrico nacional conlleva una operación crecientemente compleja y obliga a implantar un sistema de supervisión y control que garantice una adecuada operación del Sistema Nacional Interconectado en corto, mediano y largo plazos.

Las principales Centrales Hidroeléctricas que conforman el Sistema Nacional Interconectado aparecen en el anexo # 6

- PISAYAMBO.- Ubicada en la provincia del Tungurahua con una potencia instalada de 69.200 Kw y una generación

anual de energía del orden de los 270 millones de Kwh, la Central es subterránea y tiene en 4 niveles sus equipos de bombas, turbinas, generadores y "excitatrices".

El costo del Proyecto fue de 72 millones de dólares y constituyó la primera obra de envergadura que afrontó INECEL. Entró en operación en 1977.

- PAUTE FASES "A Y B".- Está ubicada en el límite provincial del Cañar, Azuay y Morona Santiago, a 125 km. al nor-orienté de Cuenca. Es la Central de mayor envergadura construída por INECEL y la obra más grande que se ha ejecutado en el Ecuador.

Consiste de la presa "Daniel Palacios" -construcción de hormigón de 170 m. de altura y una longitud de coronación de 420 m. que forma un reservorio de 120 millones de metros cúbicos; un túnel de 5 m. de diámetro; una tubería de presión de 860 m.; una casa de máquinas subterránea con 5 generadores de 100.000 Kw de capacidad cada uno. El costo de construcción de la obra ascendió a 766 millones de dólares, valor que incluye los escalamientos de costos y gastos financieros. Entró en operación en 1983 y genera un promedio anual de 3.700 gwh.

- AGOYAN.- Ha sido considerado como parte del aprovechamiento integral de la cuenca media del río Pastaza y se halla ubicado a 5 km. de la ciudad de Baños en la Provincia del Tungurahua.

Cuenta con una presa de hormigón gravedad, un túnel, tubería de presión y casa de máquinas subterráneas que alberga 2 grupos de 78 MW cada uno.

Entrò en operación en el año de 1987 con 156 MW, el costo de su ejecución asciende a ciento trece millones de dólares.

Las más importantes Centrales Térmicas son:

- ESTERO SALADO No. 1.- Ubicada frente a las instalaciones de EMELEC en Guayaquil, funciona en base de gas y genera una potencia de 25.600 Kw. La generación promedio es de 19.500 GWh. Fue construída a un costo de 4.4 millones de dólares y entrò en operación a fines de 1976.
  
- ESTERO SALADO No. 2.- Es una turbina a base de vapor con una potencia de 73.000 KW, funciona a base de combustible pesado "Bunker C" y genera anualmente 600.000 GWh fue construída a un costo de 40 millones de dólares y entró en operación en 1978.
  
- ESTERO SALADO No. 3.- Es una turbina a vapor de iguales características que la anterior, ubicada a continuación de la misma. Fue construída a un costo de 39 millones de dólares y opera desde 1980.
  
- GUANGOPOLO.- Ubicada a 20 Km de Quito funciona a base de diesel y tiene una potencia de 31.200 KW. Fue construída a un costo de 21.3 millones de dólares y entró en operación a mediados de 1977.
  
- ESMERALDAS.- Ubicada frente a la Refinería Estatal de Esmeraldas y tiene una capacidad de 125.000 Kw, con una turbina a vapor. Utiliza los residuos de la refinería. El costo de construcción, incluido el sistema de transmisión Santo Domingo-Esmeraldas a 138 Kv, fue de 79.5 millones de dólares. Opera desde 1981.

- CENTRAL A GAS QUITO.- Ubicada a 17 km. de Quito, en el sector llamado Santa Rosa. La componen 3 grupos de 15.900 cada uno. Utiliza para su combustión kerex. fue construída a un costo de 13.2 millones de dólares y entró en operación en el primer trimestre de 1981.

### 2.3.2. Capacidad Instalada.-

INECEL ha realizado obras de gran magnitud de generación hidroeléctrica y termoeléctrica, las mismas que han permitido abastecer la demanda de potencia y energía a nivel nacional, estas obras que forman parte del Sistema Nacional Interconectado, en conjunto, tienen una potencia instalada de 1.100,7 MW, divididos de la siguiente manera: 2/.

Hidráulica	725.2 MW	equivalente al 65.89%
Térmica	375.5 MW	equivalente al 34.11%
TOTAL:	1.100,7 MW	100 %

(anexos # 7 y 8)

### 2.3.3. Entidades Regionales Servidas por el S.N.I.-

Desde 1977, de acuerdo a la estrategia adoptada por INECEL, la distribución y comercialización de la energía eléctrica es ejecutada a través de 17 empresas eléctricas y una cooperativa de electrificación rural, con esto se pretende integrar las reservas de las diferentes empresas aisladas, poniéndolas al servicio común, superando emergencias y evitando racionamientos de energía.

---

Así, técnicamente, la interconexión de dos sistemas aumenta su solidez eléctrica y ocasiona una mayor seguridad y confiabilidad en el abastecimiento del servicio.

La población servida a través de las empresas filiales de INECEL a 1989 alcanza a:

POBLACION TOTAL: 7'202.000 habitantes

POBLACION URBANA: 5.105.000 habitantes

POBLACION RURAL: 2'097.000 habitantes

(anexo # 9)

En resumen las Empresas Eléctricas que sirven al país y que también disponen de generación propia son:

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE.- (EMELNORTE), tiene como área de concesión a las provincias de Carchi e Imbabura, a los Cantones Cayambe y Pedro Moncayo de la Provincia de Pichincha, con 480.700 habitantes. Recibió la energía proveniente del Sistema Nacional Interconectado en 1980.

EMPRESA ELECTRICA QUITO.- Sirve a los cantones Quito, Rumiñahui y Mejía de la Provincia de Pichincha, con una población de 1.413.000 habitantes. Recibe energía del Sistema Nacional Interconectado desde el año 1977.

EMPRESA ELECTRICA COTOPAXI.- Da servicio a la provincia de Cotopaxi con 304.000 habitantes, recibiendo energía del Sistema Nacional Interconectado desde 1977.

EMPRESA ELECTRICA AMBATO.- Tiene la concesión para la provincia de Tungurahua y el área del cantón Puyo de la provincia del Pastaza con 404.000 habitantes; entra en interconexión desde el año 1977.

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA.- Sirve a la provincia de Chimbo-

razo con 365.000 habitantes, recibe energía del Sistema Nacional Interconectado desde el año de 1979.

**EMPRESA ELECTRICA BOLIVAR.**- Provee servicio a la Provincia de Bolívar con 183.000 habitantes, entra en interconexión desde el año 1980.

**EMPRESA ELECTRICA AZOGUES.**- Sirve a los cantones Cañar y Azogues de la prónncia del Azuay, con una población de 10.300 habitantes, entra en interconexión en el año de 1980.

**EMPRESA ELECTRICA CENTRO SUR S.A.**- Sirve a las provincias del Azuay y Cañar, con una población de 666.000 habitantes. Recibe energía del S.N.I. desde el año de 1983.

**EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.**- Sirve a las provin-  
cias de Loja y parte de Zamora Chinchipe con 424.000 habitan-  
tes. Entra en interconexión desde el año de 1987.

**EMPRESA ELECTRICA ESMERALDAS.**- Sirve a la provincia de Esmeraldas con una población de 288.500 habitantes, se encuentra recibiendo energía desde el año de 1981.

**SISTEMA ELECTRICO REGIONAL MANABI (SERM).**- Sirve a la provin-  
cia de Manabí con excepción del cantón El Carmen, cubriendo  
una población de 976.000 habitantes, recibe energía del  
Sistema Nacional Interconectado desde el año de 1982.

**EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS S.A.**- Sirve al Cantón Babahoyo con 225.300 habitantes, recibe energía del Sistema Nacional Interconectado desde 1984.

**EMPRESA ELECTRICA MILAGRO S.A.**- Sirve a la zona de Milagro, Naranjal y parte de la provincia de Cañar con 301.800 habi-  
tantes, entra en interconexión desde el año de 1983.

**EMPRESA ELECTRICA GUAYAS LOS RIOS.-** Sirve a Durán, Daule, Balzar y Quevedo y el área rural del cantón Guayaquil con 653.100 habitantes, entrando en interconexión en el año de 1982.

**EMPRESA ELECTRICA PENINSULA DE SANTA ELENA.-** Sirve a la Península del mismo nombre de la provincia del Guayas, con una población de 29.500 habitantes, recibe energía del Sistema Nacional Interconectado desde 1987.

**EMPRESA ELECTRICA EL ORO S.A.-** Sirve a la provincia del mismo nombre con 415.000 habitantes, es la última en haberse incorporado al conjunto de empresas eléctricas, entrando en interconexión desde 1987.

**COOPERATIVA DE ELECTRIFICACION RURAL SANTO DOMINGO LTDA.-** Sirve a los cantones Santo Domingo de los Colorados y el Carmen de la Prov. de Manabí con una población de 211.600 habitantes. Cooperativa en liquidación cuyos bienes pasarán a la Empresa Eléctrica, ya constituida, entra en interconexión desde 1983.

**EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR (EMELEC).-** Formada por capitales provenientes del exterior, sirve únicamente a la ciudad de Guayaquil, con 1'462.800 habitantes, recibe energía del Sistema Nacional Interconectado desde el año de 1977.

## 2.4. POTENCIAL ELECTRICO DEL ECUADOR.-

A fin de tener un conocimiento global de lo que constituye el potencial eléctrico del Ecuador, es necesario analizar la situación actual del sector en relación a las diferentes fases como son: generación, transmisión, subtransmisión, distribución, comercialización y la situación económico financiera.

En primer término, tenemos al Sector Eléctrico Público que dispone de 1741 MW de potencia instalada, del cual sólo es posible disponer de la potencia firme en "bornes" de generador<sup>2/</sup> que es de 1325 MW que avaliza el servicio, compuesta tanto por equipos hidráulicos y térmicos, que dispone el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), las Empresas Eléctricas del país, los Municipios y los Sistemas Menores de Oriente y Galápagos.

<u>POTENCIA FIRME (MW)</u>		
S.N.I.	894.8	67.53%
EMPRESAS ELEC. Y OTROS	430.3	32.47%
TOTAL:	1.325.1	100.00%
-----		
HIDRAULICOS	653.60	49.3%
TERMICOS	671.97	50.7%
TOTAL:	1.325,10	100.0%
-----		

FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 1989-2000

ANEXO # 10

<sup>2/</sup>La potencia firme a nivel de "bornes" de generador excluye a los equipos instalados que están fuera de operación y sólo toma en cuenta la potencia garantizada de las centrales hidráulicas y la potencia efectiva de las centrales térmicas.

El Sistema Nacional Interconectado está conformado por grandes centrales de generación con una potencia instalada de 1.100,7 MW de los cuales el 66 % es hidráulico y el 34 % térmico y un Sistema de Transmisión conformado por líneas a 230 KV, (615 km), tendientes a conformar un anillo troncal y líneas radiales a 138 KV (1.147 Km) y sus correspondientes subestaciones de transformación sirviendo de esta manera a todas las Empresas Eléctricas del país.

Las líneas de subtransmisión correspondientes a las Empresas Eléctricas tienen una longitud de 3.167 km, de los cuales 2.048 km, operan a 69 KV; 174 km a 46 KV; 455 km a 34.5 KV; y 490 km a 22 KV. (datos a 1988).

Los índices de electrificación a diciembre de 1989, son los siguientes:

POBLACION TOTAL	10'490.000 habitantes	
POBLACION SERVIDA	7'202.000 habitantes	
% POBLACION SERVIDA	68.7 %	
POTENCIA INSTALADA	1'741.300	KW
DEMANDA MAXIMA	1'086.400	KW
ENERGIA GENERADA BRUTA	5'770.000	MWh
ENERGIA GENERADA POR HAB.	166	KWh/hab.
NUMERO DE ABONADOS	1'303.000	ab.
ENERGIA GENERADA POR HAB.	550	KWh/hab.
ENERGIA CONSUMIDA POR HAB.	421	KWh/hab.

Uno de los hechos más importantes en el desarrollo del sector, constituye la sustitución de energía térmica por hidráulica al haber intensificado la construcción de centrales hidráulicas y poner en práctica la operación optimizada de estas centrales, obteniendo como resultado que la energía hidráulica, que el año de 1988 llegó al 85%, pese a ser la base de generación de energía eléctrica a nivel nacional, y consecuentemente haber conseguido minimizar el consumo de combustibles.

## CAPITULO III

### 3.- VENTA DE ENERGIA A LAS EMPRESAS.-

3.1. BASE LEGAL

3.2. ENERGIA FACTURADA

3.3. MONTOS DE RECAUDACION

3.4. AMPLIACION DEL MERCADO INTERNO Y EXTERNO

3.4.1. MERCADO INTERNO

3.4.2. MERCADO EXTERNO

### CAPITULO III

#### 3.- VENTA DE ENERGIA ELECTRICA A LAS EMPRESAS.-

##### 3.1 BASE LEGAL.-

En el capítulo I relacionado con la base Jurídica se anotaron las disposiciones legales para la venta de energía eléctrica, concretamente al Decreto Ejecutivo # 478 del Reglamento de aplicación al literal d) del Art. # 31 de la Ley Básica de Electrificación, mediante el cual se establecen las obligaciones que tienen las empresas y entidades eléctricas para con el INECEL por el suministro de energía eléctrica a través del Sistema Nacional Interconectado; en el mencionado decreto se establece, entre otros, la importancia de suscribir un contrato de servicio de intercambio de potencia y energía eléctrica entre el INECEL con cada una de las empresas eléctricas.

Estos contratos de intercambio y potencia de energía eléctrica, en su forma son iguales para todas las empresas eléctricas y contienen las siguientes cláusulas:

##### 1.- ANTECEDENTES.

2.- OBJETO DEL CONTRATO.- Determinar las condiciones específicas bajo las cuales se realizan las transferencias de potencia y energía eléctrica entre el INECEL y la Empresa.

2.- DURACION.- El período que durará el contrato, por lo general es de 4 años, pudiendo ser renovado por períodos iguales.

4.- SUMINISTRO DE POTENCIA Y ENERGIA FIRMES.- Significa la disponibilidad de potencia y energía eléctrica que una parte pone al servicio de la otra.

4.1. Potencia firme contratada.- Determinar por cada

año la potencia firme contratada mínima y máxima, indicando la Empresa en el último trimestre de cada año la potencia firme que contratará para el próximo año, mediante cruce de comunicaciones.

**4.2. Condiciones del suministro de potencia y energía eléctrica.-** La potencia firme contratada podrá ser utilizada por la Empresa hasta el "factor" que en la tarifa de este servicio se determine.

**4.3. Factor de Potencia.-** El valor del factor de potencia que será determinado de las lecturas que se harán cada media hora exacta.

**4.4. Tarifa.-** La tarifa que se aplicará por el suministro de potencia y energía firmes será la que se encuentre en vigencia.

**4.5. Demanda Facturable.-** Se entiende por demanda facturable para un período determinado, la demanda máxima de potencia integrada en un período de 15 minutos y registrada en el lapso comprendido entre enero y el mes para el cual se realiza la facturación.

**4.6. Servicio de energía económica.-** Aunque las dos partes tienen la suficiente capacidad generadora y las reservas de capacidad respectivas para atender su propia demanda, pueden convenir en realizar intercambios de potencia y energía adicionales.

**4.6.1. Suspensión de este suministro.-** Cualquier suministro de energía económica por cualquiera de las partes quedará automáticamente suspendido si una de las partes sufre una falla que le ponga en condiciones de emergencia.

**5.- SERVICIO DE EMERGENCIA.-** Significa la potencia y energía eléctricas suministradas por una parte (vendedora) a la otra (compradora), en razón de estricta emergencia, bajo cuyas condiciones el comprador es incapaz de obtener la potencia y energía que requiere desde las fuentes de generación usualmente disponibles.

**5.1. Procedimiento.-** El método como la empresa solicitará el servicio de emergencia.

**5.2. Tratamiento económico.-** Para la energía suministrada bajo el servicio de emergencia las partes definirán las condiciones de suministro de este servicio.

**6.- DISPONIBILIDAD DE GENERACION.-** La Empresa e INECEL, coordinarán y definirán para el año calendario los programas de mantenimiento de sus unidades generadoras y de sus instalaciones complementarias, en cuanto se refiere al tiempo necesario para ejecutar el trabajo y la oportunidad de realizarlo.

**7.- RECARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA.-** Si el factor de potencia es menor al establecido, INECEL recargará la planilla mensual, aplicando la fórmula determinada para el efecto.

**8.- SERVICIO DE ENERGIA DE MANTENIMIENTO.-** El servicio de potencia y energía eléctrica suministradas por una parte a la otra por razones de mantenimiento de las unidades generadoras de la Empresa.

**8.1. Procedimiento.-** Determinar los programas de mantenimiento.

**8.2. Tarifa.-** La tarifa que se aplicará a este servicio será determinado en S./KWh durante el período de vigencia del contrato.

**9.- COMITE DE OPERACION.-** Se establece conformar un Comité

a fin de coordinar los aspectos operacionales de este contrato.

10.- **PLANILLA MENSUAL.**- El valor de la planilla mensual será el resultado de la aplicación de las tarifas indicadas en la Cláusula Segunda para los diferentes tipos de servicio.

11.- **COMPENSACION.**- Del valor de las planillas correspondientes por los servicios prestados por INECEL, no podrá ser deducida o compensada cualquier deuda que INECEL debiere a la Empresa.

12.- **REAJUSTE POR COMBUSTIBLE.**- Si los costos por combustible que son utilizados para determinar los precios por concepto de entrega de energía económica sufrieren variación estarán sujetos al reajuste correspondiente.

13.- **FACTURACION Y PAGO.**- INECEL presentará a la Empresa o viceversa, si este fuere el caso, durante los 10 primeros días de cada mes, la planilla correspondiente a los consumos registrados en el mes anterior, debidamente clasificados por cada uno de los tipos de suministro que hayan ocurrido en cada mes.

La Empresa dará cumplimiento a lo establecido en el Reglamento de aplicación al literal d) del Art. # 31 de la Ley Básica de Electrificación, según Decreto # 478, así como también, a las Normas de Aplicación a dicho Reglamento aprobado por las Empresas Eléctricas.

En caso de incumplimiento en el pago del valor de las planillas, de acuerdo a lo establecido en el Decreto # 478, y sus Normas de Aplicación, esto es, una vez realizada la liquidación de la planilla, la Empresa abonará el saldo deudor correspondiente, si fuere el caso, dentro de los cinco días siguientes.

Si INECEL o la Empresa presentan su planilla después del

décimo día de cada mes, los días de demora se prorrogarán para el pago por parte de la Empresa o INECEL de la planilla.

**14.- GASTOS NOTARIALES.-** Los gastos notariales y otros que sean necesarios realizarlos para la legalización del presente Contrato, correrán a cargo de la Empresa.

**15.- PROCEDIMIENTO.-** Para el caso de controversias, las partes se sujetarán a los jueces competentes.

### **3.2. ENERGIA FACTURADA.-**

Entre las principales funciones del Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL, consta la de vender, intercambiar, comprar energía eléctrica y autorizar su negociación, dentro del territorio nacional y fuera de él, previa aprobación del Presidente de la República.

A través de la Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado- DOSNI se ha suministrado energía a Empresas y Entidades eléctricas.

En materia de energía vendida y facturada tenemos que en 1977 estuvieron interconectadas al INECEL cuatro entidades eléctricas, habiéndose facturado en esa ocasión 133'501.000 Kwh que representaban S/. 97'069.000 sucres a un precio medio de S/. KWH de 0.72.

Para el período 1985- 1989 que es objeto de análisis en nuestro trabajo se han facturado los siguientes montos:

FACTURACION POR SUMINISTRO DE ENERGIA A LAS

EMPRESAS ELECTRICAS

(en miles de sucres)

<u>PERIODO</u>	<u>V/ FACTURACION</u>
1985	S/. 5'685.374
1986	8'190.573
1987	11'529.422
1988	16'582.378
1989	39'945.244
	-----
TOTAL:	S/. 81'932.991
	=====

FUENTE: INECEL

ELABORACION: AUTOR

Como se puede apreciar en el cuadro y en el anexo # 11 para 1985 se facturaron 5.685 millones de sucres a trece entidades eléctricas interconectadas al Sistema Nacional, destacándose que las Empresas Eléctricas Quito y Ecuador Inc. (EMELEC) adquirieron sobre el 68% del total vendido y el 32% corresponde al resto de Empresas Eléctricas.

En 1986 se facturaron 8.190 millones de sucres, incrementándose 2.505 millones de sucres con relación a 1985 que representa un 44% más.

Para 1987 sigue el incremento en la facturación del INECEL-DOSNI a las Empresas, se llega al monto de 11.529 millones de sucres

es decir un 40.7% más que 1986, a este año se habían interconectado las Empresas Eléctricas: El Oro, Regional del Sur y Península de Santa Elena.

A 1988 la facturación llegó a 16.582 millones de sucres que representa un incremento del 43.8% más que el año de 1987, habiéndose interconectado al Sistema Nacional, la Empresa Eléctrica Bolívar S.A.

Por último para 1989, las Empresas Eléctricas del país compraron energía eléctrica al INECEL- DOSNI por un monto de 39.945 millones de sucres, que equivalen al 140.8% más que en el año anterior, en ese año, también se interconectó al Sistema la Empresa Eléctrica Azogues C.A., con la cual ya suman 18 Empresas Eléctricas que compran la energía eléctrica al Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

Al comparar, entre los años 1985- 1989, puede establecerse que, en ese período, ha habido un incremento significativo en la facturación por venta de energía a las Empresas Eléctricas en el orden del 602 % (34.259 millones de sucres).

Como se puede observar en el anexo No. <sup>11</sup> de la energía facturada a las Empresas Eléctricas, en los años que se está tomando como período de análisis, claramente se puede notar que, básicamente, dos entidades eléctricas, la Empresa Eléctrica Quito y Empresa Eléctrica del Ecuador, juntas han adquirido un 67% del total facturado y el 33% adquirieron las 16 empresas eléctricas restantes que conforman el sector eléctrico interconectado del país; inclusive, algunas de esta últimas no representan ni el 1% del total vendido, como es el caso de las Empresas Eléctricas Bolívar, Azogues y Empresa Impregilo; entre el 1% y 2%, constan las Empresas Eléctricas Santo Domingo Ltda., Milagro, Cotopaxi, Riobamba, Regional del Sur y Península de Santa Elena; entre el 2 y 5% están ubicadas las Empresas Eléctricas Ambato, Centro Sur, Esmeraldas, Emelgur, Regional del Norte, Manabí y El Oro.

Se puede anotar que las variaciones dependen de varios factores, como el caso de que algunas Empresas Eléctricas generan su propia energía, sea ésta por medio hidráulico o térmico y complementan con la energía comprada al Sistema Nacional Interconectado. La Empresa Eléctrica Santo Domingo, Azogues C.A., Los Ríos y Milagro C.A., son las únicas que no autogeneran energía eléctrica, el resto de empresas eléctricas compran y generan su propia energía, las que sumadas dan un disponible para la facturación, por el consumo de sus abonados, sean de tipo residencial, comercial, industrial, entidades oficiales, alumbrado público y otros.

A manera de ilustración del 1 de enero al 30 de septiembre de 1989 se tienen los siguientes datos:

ENERGIA GENERADA NETA EN LAS EMPRESAS ELECTRICAS:	867.610 MWH
COMPRA DE ENERGIA AL S.N.I.	3'164.441 MWH
DISPONIBLE:	4'032.051 MWH
FACTURACION:	3'271.011 MWH
EN MILES DE SUCRES:	S/. 48'289.071
PRECIO MEDIO S/.KWH	14.76
No. ABONADOS:	1'312.274
(EMPRESA ELECTRICA QUITO 294.284 abonados; ECUADOR Inc. 242.020 abonados, 40.8% del total).	

FUENTE: DIRECCION DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION- INECEL

ELABORACION: AUTOR

Durante el año 1989, el mercado eléctrico se segmentó de la siguiente manera:

CONSUMO RESIDENCIAL	1.743 GWh	30.2%
CONSUMO INDUSTRIAL	1.421 GWh	24.6%
CONSUMO COMERCIAL	702 GWh	12.2%
OTROS	547 GWh	9.5%
PERDIDAS DE ENERGIA Y CONSUMOS PROPIOS	1.357 GWh	23.5%
<hr/>		
T O T A L :	5.770 GWh	100%

FUENTE: PLAN MESTRO DE ELECTRIFICACION -  
DIRECCION DE PLANIFICACION

NOTA: Datos a diciembre de 1989

### 3.3. MONTOS DE RECAUDACION.-

Para referirnos a la recaudación por la venta de energía eléctrica a las empresas a través del Sistema Nacional Interconectado del INECEL, es necesario mencionar la aplicación del Decreto Ejecutivo # 478 publicado en el R.O. # 265 de septiembre 2 de 1980, que tiene el propósito de Reglamentar la aplicación del literal d) del Art. # 31 de la Ley Básica de Electrificación; mediante el cual las empresas y entidades eléctricas están obligadas a cancelar el valor de la energía suministrada por el Sistema Nacional Interconectado.

En el Decreto en mención se señala que las empresas y entidades eléctricas serán responsables del depósito diario de los fondos recaudados por concepto de la generación y transmisión del Sistema Nacional Interconectado, depósito que lo hará en la cuenta corriente indicada por INECEL, en una de las sucursales del Banco Nacional de Fomento de la localidad, o en sucursales del Banco Central del Ecuador.

En el Art. # 5 del Decreto Ejecutivo 478, se indica que al término de cada mes y en base a la facturación que INECEL realice por la energía entregada a las empresas y entidades eléctricas según los contratos vigentes, se realizará la reliquidación correspondiente, para lo cual la empresa efectuará un depósito complementario dentro del plazo previsto en el contrato para la cancelación total de las planillas o INECEL le acreditará la diferencia si fuere del caso.

A continuación consta un cuadro demostrativo de los montos de recaudación por venta de energía en el período de 1985 a 1989:

-----  
MONTOS DE RECAUDACION POR VENTA DE ENERGIA  
A LAS EMPRESAS ELECTRICAS  
(en miles de sucres)  
-----

PERIODO	RECAUDACION POR AÑOS ANTERIORES	RECAUDACION DEL AÑO	RECAUDACION TOTAL
1985	S/. 1.228.239	3.061.305	4.289.545
1986	859.389	4.100.549	4.959.939
1987	1.394.796	5.519.192	6.913.988
1988	1.953.523	6.890.998	8.844.521
1989	2.885.792	16.281.305	19.167.098
TOTAL:	S/. 8.321,739	35.853.349	44.175.091

-----

FUENTE: INECEL

ELABORACION: AUTOR

Existen dos tipos de recaudaciones que constan en el cuadro anterior: una recaudación de saldos de años anteriores y una recaudación por la facturación del año; en los 5 años se han recaudado por concepto de saldos de años anteriores 8.321 millones de sucres y por recaudación de facturaciones de los 5 años 35.853 millones con un total de recaudación de 44.175 millones de sucres.

En el cuadro siguiente, aparecen los porcentajes de recaudación por venta de energía:

---

VENTA DE ENERGIA- PORCENTAJES DE RECAUDACION

(en miles de sucres)

PERIODO	SALDO DEUDOR ANTERIOR	AÑO	% RECAUDA CION	FACTURACION	% RECAUDA CION	% TOTAL DE RECAU CION
1985	2.312.726		53%	5.685.374	54%	54%
1986	3.708.098		23%	8.190.573	50%	42%
1987	6.938.732		20%	11.529.422	48%	37%
1988	11.554.166		17%	16.582.378	41%	31%
1989	19.292.023		15%	39.945.244	41%	32%

---

FUENTE: INECEL

ELABORACION: AUTOR

Se puede establecer que en 1985, el porcentaje de recaudación del saldo deudor de años anteriores es del 53%; de la facturación del mismo año un 54% y, el porcentaje total de recaudación es del 54%.

Para 1986 el porcentaje de recaudación de años anteriores es del 23%, de lo facturado el 50%, el porcentaje total de recaudación el 42%.

En 1987 baja al 20% la recaudación de los años anteriores, de la facturación baja al 48% y el porcentaje total de recaudación llega al 37%.

A 1988 se recauda de los años anteriores el 17%, de la facturación de ese año el 41%, el total de recaudación es el 31%.

En 1989 de los años anteriores apenas pagan el 15%, de la facturación del año el 41% y del total de la recaudación es el 32%.

Se puede concluir en el decrecimiento constante que ha tenido la recaudación de los saldos de años anteriores, de igual manera hay un decrecimiento de la recaudación de lo facturado año a año. El porcentaje total de recaudación en 1985 fue del 54%, y para 1989 apenas se ha recaudado el 32%, quedando un saldo pendiente a recuperarse del 68%, a ese año.

### 3.4. AMPLIACION DEL MERCADO INTERNO Y EXTERNO.-

#### 3.4.1. Mercado Interno.-

Hasta antes de la entrada en funcionamiento el Proyecto Hidroeléctrico Paute, a fines de 1983, la producción de energía eléctrica en su mayoría era a través de equipos térmicos con un alto consumo de hidrocarburos, esta situación se agudizó por la elevación de los precios de los combustibles, mediante Acuerdo Ministerial # 1637, de mayo 18 de 1983, con el consiguiente aumento en los costos de la generación térmica para INECEL y para las Empresas Eléctricas, sin embargo persistía el incremento de la demanda eléctrica. Todo esto lleva a la consideración de que

el país debía ahorrar el consumo de productos no renovables y emprender su mira hacia los recursos naturales disponibles renovables a menor costo, con la consideración de que el Ecuador en Latinoamérica es uno de los países con un gran potencial hídrico, con sus vertientes del Pacífico y al Amazonas, en la primera tenemos las cuencas hidrográficas de Mira, Esmeraldas, Guayas, Cañar, Jubones, Puyango y Catamayo en un área de 82.880 km<sup>2</sup>, y en la segunda vertiente encontramos las cuencas de Napo- Coca, Napo, Pastaza, Santiago- Namangoza, Santiago- Zamora y Mayo con un área de 83.018 km<sup>2</sup>.

INECEL tiene establecido en sus objetivos, el fomentar la electrificación del país a través de la planificación del sector basándose fundamentalmente en un equilibrio armónico de las leyes de oferta y demanda.

Por esta razón INECEL ha implementado el Sistema Integrado de Planificación -SIP- como herramienta de la planificación del sector eléctrico; permite optimizar las características de los aprovechamientos identificados en el inventario, seleccionar las mejores alternativas, estudiar el mercado eléctrico futuro, escoger el programa de obras óptimo para atender el crecimiento de la demanda y definir las políticas financieras para la implementación del mismo. Además permite mantener permanentemente actualizado el Plan Maestro de Electrificación.

El estudio de la oferta contempla, principalmente, la revisión e implementación del inventario de recursos hidroeléctricos, la optimización de un programa de obras que represente el mínimo costo, un plan financiero que haga viable la ejecución de este programa de obras y que permita un reajuste de las inversiones de acuerdo a las circunstancias políticas, económicas y sociales que se presenten en el país.

El estudio de la demanda se realiza en base a la información histórica disponible en términos de indicadores macroeconómicos y de mercado eléctrico, así como de las disponibilidades de análisis

y procesamiento existentes, con la ayuda de un modelo computacional que tiene como variables explicativas al PIB y al consumo total del año anterior.

El Plan Maestro de Electrificación del Ecuador para el período 1989- 2000 ha considerado la implementación apropiada del programa de Rehabilitación Financiera, que hará factible el saneamiento de la situación económico- financiera del sector.

Los planes de electrificación propuestos, tienen fundamentos que se resumen entre otros en los siguientes puntos:

- Existe el criterio de planificar las inversiones del sector eléctrico considerando la demanda de energía eléctrica correspondiente al escenario del menor crecimiento económico (que el PIB alcance el 3% a 1990 y permanezca constante el resto del período de proyección.)
- Al aplicar la nueva política tarifaria aprobada por el Directorio del Instituto, permitirá el mejoramiento en la generación interna de fondos del Sector Eléctrico, dando lugar a una conveniente estructuración de su esquema de financiamiento, que lo coloca en una mejor posición en su capacidad de pago, adecuada captación de recursos para la expansión del sector.
- Estudios de mercado a fin de establecer las necesidades de energía.
- Determinar la existencia de recursos naturales y la disponibilidad de ellos para ejecutar las obras propuestas.
- Establecer los objetivos, políticas y estrategias globales que se trata de alcanzar en el corto, mediano y largo plazos.
- Realizar el programa secuencial de obras que son indispensa-

bles para cubrir la demanda ubicada en los estudios de mercado con su debido equipamiento para cumplir el programa propuesto.

- Para llevar a cabo el plan propuesto, debe definirse la factibilidad económica y financiera que le permita ejecutar el plan propuesto, conciliando los objetivos y metas del Plan Maestro de Electrificación y el Plan Nacional de Desarrollo.

Tomando en consideración las variables de población, número de abonados, viviendas electrificadas, consumos por vivienda, y reducción de las pérdidas de energía, etc., se ha determinado que para el año 2010, la demanda de potencia (MW) llegarían a 3.100 MW, en la hipótesis del escenario favorable; y, a 2.500 MW en la hipótesis del escenario menos favorable lo que representa una tasa de crecimiento en el período 1989- 2010 del 5% en el primer escenario y del 4% en el segundo.

Para atender esta demanda, INECEL ha definido el siguiente equipamiento hasta el año 2.000.

PROYECTO	POTENCIA	FECHA DE ENTRADA EN FUNCIONAMIENTO
PAUTE C	575 MW (H)	Abril de 1991 (*)
REHAB.PARQUE TERM.	134 MW (T)	Octubre de 1993
DAULE- PERIPA	130 MW (H)	Octubre de 1995
GAS-DIESEL	85 MW (T)	Octubre de 1996
SAN FRANCISCO	230 MW (H)	Octubre de 1997
CHESPI	167 (H)	Octubre de 1999

(\*) Inicia la operación el primer grupo

(H) = Hidroeléctrico

(T) = Termoeléctrico

FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 1989- 2000

Para el período 2000- 2013, los proyectos que aparecen en la solución del costo mínimo, son los siguientes:

Sopladora	400 MW (H)	Octubre 2000
Gas Diesel	100 MW (T)	Octubre 2002
Codo Sinclair (1)	491 MW (H)	Octubre 2003
Codo Sinclair (2)	491 MW (H)	Octubre 2008
Lliga Mullo	100 MW (H)	Octubre 2013

De los proyectos indicados, el Paute- Fase C, es el único que se encuentra en construcción, el San Francisco, dispone de estudios de Diseño, listos para licitación y el Daule- Peripa, esta a cargo del CEDEGE.

Es importante impulsar los estudios de diseño del Proyecto Chespi, factibilidad de los Proyectos Sopladora y Coca-Codo Sinclair; y prefactibilidad del Proyecto Ligua-Mullo.

El Sistema de Transmisión, está orientado a completar el anillo central de transmisión, y sus líneas radiales; además de los sistemas asociados a los proyectos de generación.

Establécense, asimismo, posibilidades de construcción de centrales termoeléctricas a gas, diesel o bunker, con capacidad de generación que varía entre los 25 y los 300 megavatios (un megavatio equivale a mil kilovatios). Esto, sin perder de vista que las políticas de electrificación apuntan a un máximo aprovechamiento del potencial hídrico del país y otros de sus recursos renovables.

#### ESTUDIOS DE MERCADO ELÉCTRICO.-

La previsión del consumo de energía eléctrica, es requisito para el dimensionamiento de futuras expansiones de los sistemas de generación, transmisión y distribución, por tal motivo, INECEL implementó varias metodologías que permitan conocer el comportamiento futuro del mercado. para la expansión del Sistema Eléctrico de Poten-

cia , la herramienta de pronóstico de demanda eléctrica, constituye el método analítico sectorial, en el cual se consideran los factores determinantes de la demanda para cada sector de consumo: residencial , comercial, industrial y otros; y los parámetros macroeconómicos obtenidos de Organismos de Planificación a nivel nacional como el CONADE, El Banco Central, etc.; de acuerdo con la situación económica-social presente del país y su posible evolución.

El análisis y proyección de la demanda se realiza en los diferentes niveles:

- Nacional
- Regional
- Subestación principal

En el anexo # 12 se presentan los pronósticos del consumo de energía eléctrica, para los escenarios favorables y menos favorables.

En el anexo # 13 muestra un resumen en períodos quinquenales de las demandas de energía y potencia eléctricas totales, esto es incluyendo cargas especiales y sus tasas de crecimiento para los dos escenarios.

Y en los anexos #s 14 y 15 se representan las curvas de consumo y demanda máxima correspondientes a los dos escenarios.

#### **3.4.2. Mercado Externo.-**

El Plan Maestro de Electrificación para el período 1989-2000 establece como política impulsar la integración eléctrica a nivel internacional, y como meta realizar los estudios técnico-económico-financieros de las interconexiones eléctricas internacionales.

La venta de energía o intercambio de energía a nivel interna

cional tendrá como fundamento la integridad e interés nacional y propenderá a incrementar la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Si el país utilizara eficientemente los recursos naturales mediante las ventajas comparativas y de mercado, le permitirían obtener el bienestar óptimo en el campo de la electricidad y poder comercializar internacionalmente su excedente.

La unión de los pueblos a través de la integración eléctrica sería una de las ventajas favorables en el campo social, otra sería el hecho que para la interconexión cada país debe realizar obras que permitan su utilización, infraestructura que en el caso de nuestro país permitiría el desarrollo de la región sobre todo industrial.

## C A P I T U L O   I V

### 4.- INCIDENCIA ECONOMICA EN EL INECEL

#### 4.1. ESTUDIO DEL COSTO DEL SERVICIO Y COSTO PROMEDIO

##### 4.1.1. Antecedentes

##### 4.1.2. Costo del Servicio

#### 4.2. SITUACION FINANCIERA

#### 4.3. CARTERA VENCIDA Y CONVENIOS DE PAGO

## CAPITULO IV

### 4.- INCIDENCIA ECONOMICA EN EL INECEL.-

#### 4.1. ESTUDIO DEL COSTO DEL SERVICIO Y COSTO PROMEDIO.-

##### 4.1.1. Antecedentes.-

El Sistema Nacional Interconectado inició el suministro de potencia y energía eléctrica en mayo de 1977. Suministro que se efectuó con una tarifa para energía firme, cuyo valor medio para un factor de carga de 54% se estableció en la fecha señalada en S/. 0.810 /KWh (\*).

El gobierno nacional decidió en 1981 y 1983, elevar el precio de los combustibles, esto significó un incremento del 97% aproximadamente en relación a los precios vigentes hasta marzo de 1983. Se aprobó un ajuste acumulativo mensual del 2% al precio de la energía entregada por la DOSNI, la cual era compatible con el proceso de inflación que soportaba el país y el sector eléctrico.

El reajuste tarifario vigente (2% mensual) no producía los ingresos suficientes para cubrir el costo del servicio del Sistema Nacional Interconectado, ni de las Empresas Eléctricas. Por ello resolvió un cambio en el incremento mensual del 2 al 3% acumulativo mensual en las tarifas, esto se difirió por más de dos años y medio hasta tener un estudio de tarifas actuales del S.N.I..

En el período anotado el sector eléctrico experimentó un agravamiento de su situación financiera, producto de una drástica reducción de sus Ingresos<sup>B/</sup>, como el brusco incremento de sus costos<sup>g/</sup>, produciéndose déficit financiero en el INECEL que pone en peligro la construcción de nuevos proyectos y la normal operación de los

---

<sup>B/</sup> Debido a: caída de precios del petróleo y liquidación de regalías a S/. 66.5/barril; insuficiente autogeneración de fondos vía tarifas y encarecimiento de crédito internacional.

<sup>g/</sup> Por aplicación de tasas arancelarias a las importaciones, variaciones de la tasa de cambio, incrementos salariales, aumento del precio de los combustibles, etc..

(\* ) UNIDAD DE ESTUDIOS TARIFARIOS DE INECEL

sistemas en servicio.

En Junio de 1988 se suspenden los incrementos tarifarios que se venían aplicando y se dió un plazo para que el sector eléctrico presente un estudio de costos y análisis tarifario que permitan la adopción de medidas por parte del nuevo gobierno ante la crisis económica del país, evitando el agravamiento del sector eléctrico.

Situación que se concreta con los nuevos pliegos tarifarios aprobados para la venta de energía de INECEL a las Empresas Eléctricas, aprobadas por Resolución del Directorio de diciembre de 1988 y que sirve para la facturación de la energía entregada durante el mes de diciembre de 1988 a las Empresas eléctricas y así sucesivamente.

El precio medio e inicio de aplicación luego de los descuentos correspondientes es de S/. 7.50/KWh para enero de 1989 y a partir del mes de febrero los cargos tarifarios señalan un porcentaje acumulativo mensual del 3%.

#### 4.1.2. Costo del Servicio.-

De acuerdo con el Art. # 14 del Reglamento de Tarifas, los costos del servicio son los siguientes:

- a) Los gastos directos de explotación;
- b) La reserva anual de depreciación;
- c) Los seguros; y
- d) La rentabilidad anual.

-----

a) Los gastos directos de explotación se componen de:

##### 1. GENERACION:

- 1.1. Hidráulica
- 1.2. Termoeléctrica

1.3. Combustible

2. TRANSFORMACION Y TRANSMISION

3. INVERSIONES GENERALES

Para 1986 se determinaron en 2.488 millones de sucres, para 1987 en 3.308 millones, 1988 6.711 millones y para el año de 1989 en 11.980 millones de sucres.

b) La reserva anual para depreciación se lo ha calculado en base a los porcentajes correspondientes en el Reglamento de Tarifas.

c) Los seguros en base a los porcentajes que representó su contratación para los años estudiados, frente al activo.

d) La definición de la rentabilidad anual se ha basado en lo que dice el Reglamento de Tarifas en su Art. # 12, es decir que será aquella que permita obtener una adecuada contribución a la inversión, la cual está definida como la suma de: las ganancias netas de explotación más las reservas anuales para depreciación menos el servicio de la deuda y contribuciones legales.

Se ha considerado que tal contribución deberá ser como mínimo igual a cero, es decir que las ganancias de explotación más la reserva anual para depreciación deben alcanzar a cubrir unicamente el pago del servicio de la deuda.

Definidos así lo parámetros señalados se ha establecido los costos anuales del servicio que se muestran a continuación:

---

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO  
COSTO DEL SERVICIO Y COSTO PROMEDIO  
(en millones de sucres)

---

	1986	1987	1988	1989
1. GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	2488	3308	6711	11980
2. CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION	5151	6608	14233	23556
3. SEGUROS	340	540	1150	1900
4. RENTABILIDAD	7855	12970	14894	30757
PORCENTAJE (%)	(5.10)	(6.66)	(4.64)	(5.00)
5. COSTO DEL SERVICIO	15834	23426	36988	68193
6.- GENERACION VENDIDA	3486	3929	4785	4872
7. COSTO PROMEDIO (S./KWh)	4.54	5.96	7.73	14.00

---

FUENTE: UNIDAD DE ESTUDIOS TARIFARIOS- INECEL

De lo cual se desprende lo siguiente:

- Los costos del servicio evolucionan desde 15.834 millones de sucres en 1986 hasta 68.193 millones de sucres en 1989.

- Los costos totales obtenidos y su relación con la energía a venderse, se obtiene en base a los costos unitarios o costo promedio expresados en S./KWh

<u>AÑO</u>	<u>S./KWh</u>
1986	4.54
1987	5.96
1988	7.73
1989	14.00

Vale comentar que para los años históricos 1986 y 1987 los costos unitarios fueron 4.54 y 5.96/KWh, sin embargo los precios medios de venta fueron 2.35 y 2.89 sucres/KWh, respectivamente; de igual manera para los años 1988 y 1989 los costos unitarios son: 7.33

y 14.00 sucres/KWh, en cambio, los precios medios de venta fueron 3.96 y 8.89.

Para establecer una relación entre los costos del servicio de INECEL y los costos del servicio de las Empresas Eléctricas tenemos:

	<u>COSTOS UNITARIOS</u> <u>(S./KWh)</u>	<u>PRECIO MEDIO</u> <u>(S./KWh)</u>
<u>1986</u>		
EMPRESAS ELECTRICAS	7.29	4.78
INECEL	4.54	2.35
<u>1987</u>		
EMPRESAS ELECTRICAS	9.39	6.64
INECEL	5.96	2.89
<u>1988</u>		
EMPRESAS ELECTRICAS	11.86	8.47
INECEL	7.73	3.96
<u>1989</u>		
EMPRESAS ELECTRICAS	18.26	9.15
INECEL	14.00	8.89

FUENTE: UNIDAD DE TARIFAS- DOSNI- INECEL

ELABORACION: AUTOR

#### 4.2. SITUACION FINANCIERA.-

Partiendo de los Balances de Situación y de Resultados del INECEL, desde 1984 a 1988, existe una evolución constante de sus activos ya que en el año de 1984 sumaron 154.184 millones de sucres y para el año de 1988 alcanza a 769.506 millones de sucres; el rubro más importante está compuesto por la revalorización de Bienes e Instalaciones; los otros activos del INECEL se estructuran a base de los activos corrientes, acumulados y otros.

Dentro de los activos corrientes el saldo al 31 de diciembre es significativo con relación al año 1984 debido a la incidencia de la cartera por venta de energía.

En 1984 el saldo de la cartera por venta de energía es de 2.317 millones de sucres, para el año 1988 llega a 19.292 millones de sucres y alcanzando para el 31 de diciembre de 1989 40.070 millones de sucres.

En base al Balance de Resultados del Instituto y tomando en consideración el período 1984- 1988 vemos que todos los años arrojan déficits. Los tres primeros años se mantiene en un promedio alrededor de 4.600 millones de sucres de déficit, para 1987 se incrementa a 8.387 millones y para el año 1988 su déficit es de 27.462 millones de sucres. Por lo que el Instituto ha debido recurrir al endeudamiento o financiamiento para poder cubrir las necesidades de recursos, que se han destinado casi en su totalidad a inversiones en bienes de capital.

Existen indicadores financieros que permiten visualizar la situación del sector eléctrico e INECEL, entre los que podemos anotar los siguientes:

**SOLVENCIA.-** Se mide a través de la relación del Activo Corriente/Pasivo Corriente y muestra la capacidad que tienen las Empresas o INECEL para cubrir sus obligaciones en el corto plazo.

Para el caso de las Empresas 0.73 y de INECEL 0.69 se considera como índices bajos, efecto de alto endeudamiento, especialmente en el caso de INECEL.

**LIQUIDEZ.-** Mide la relación entre Activos Corrientes (-) Inventarios/Pasivos Corrientes. En el caso de las Empresas Eléctricas el resultado de esta relación es bajo 0.46 así como el de INECEL 0.32.

Cabe señalar que dentro de los Activos Corrientes de INECEL

y Empresas Eléctricas, la Cartera Vencida que mantienen es alta.

**RENTABILIDAD: Utilidad Neta de Explotación/venta de energía.-** Este índice muestra el beneficio que proporciona cada sucre facturado e indica además la sensibilidad de la Empresa ante la variación de los precios de cada KWh facturado. En el caso de las Empresas Eléctricas este coeficiente es del 2% y en el de INECEL del 16%, lo que demuestra un ligero superávit en operación.

**APROVECHAMIENTO DEL CAPITAL.-** Este indicador relaciona el producto de la Venta de Energía/Activo Total e indica el grado de participación de estos recursos con relación a dichos activos. En el caso de las Empresas Eléctricas es apreciable 27%; no así en el caso de INECEL 2%.

**CAPITAL DE TRABAJO.-** Activo Corriente (-) Pasivo Corriente, indica el saldo resultante entre disponibilidad de Corto Plazo contra obligaciones de Corto Plazo. El Capital de trabajo que dispusieron tanto las Empresas Eléctricas como INECEL fueron desfavorables y no permitió la realización de obras con recursos propios, viéndose obligados a recurrir al endeudamiento.

**CAPACIDAD DE PAGO.-** La capacidad de pago en promedio de las Empresas Eléctricas, calculado como la relación de Generación de Recursos Internos para el servicio de la deuda, muestra un valor de 2.74 índice mayor al establecido por el BID (1.5) para organismos del sector eléctrico, lo que demuestra la capacidad de pago que tienen las Empresas Eléctricas. En el caso del Instituto éste es de 0.77 y su capacidad de pago es desfavorable.

**TASA DE RENTABILIDAD.-** La tasa de rentabilidad de conformidad a lo dispuesto en el Reglamento Nacional de Tarifas, a nivel del Sector Empresas Eléctricas, es de 0.40% y en el caso de INECEL, de 0.61%. Situación que en ambos casos no permite una adecuada generación de recursos para reinversiones en el propio sector.<sup>11/</sup>.

---

<sup>11/</sup>. BOLETIN ECONOMICO FINANCIERO DEL SECTOR ELECTRICO 1987- 1988

#### 4.3. CARTERA VENCIDA Y CONVENIOS DE PAGO.-

Para tratar el tema de la Cartera Vencida que mantienen y han mantenido las Empresas Eléctricas Interconectadas, por el suministro de energía a través del Sistema Nacional Interconectado, es necesario partir de los saldos deudores totales desde 1985 a 1989 y que se presentan así:

<u>AÑOS</u>	<u>SALDOS DEUDORES TOTALES</u> (en millones de sucres)
1985	3.078
1986	6.938
1987	11.554
1988	19.292
1989	40.070

FUENTE: DIRECCION DE FINANZAS- INECEL

En las normas generales de aplicación del Reglamento al Decreto # 478, regula la forma de recaudación de los valores correspondientes a la potencia y energía que entrega INECEL a las Empresas Eléctricas y/o Entidades Eléctricas.

Una de las normas establece que en las cuentas corrientes de los Bancos que determine el Instituto de acuerdo a la localidad de cada Empresa, depositará diariamente la totalidad de los fondos recaudados que corresponden a INECEL; el incumplimiento de esto será de responsabilidad de la Empresa.

Una vez que la Empresa haya recibido la planilla o factura después del día 10 de algún mes, ésta tiene que proceder a su liquidación hasta el 15 del mes subsiguiente al que corresponde la facturación, la diferencia que existiere a favor de INECEL o de la Empresa deberá ser cancelada dentro de los plazos establecidos en cada uno de los respectivos contratos, generalmente dentro de los cinco días siguientes; pasado este plazo la Empresa o Entidad Eléctrica presenta la cartera vencida, la misma que se añade a la cartera vencida de años anteriores.

Con lo expuesto, se puede establecer que al 31 de diciembre de 1985, existe un saldo deudor a favor de INECEL de las Empresas Eléctricas por 3.708 millones de sucres de los cuales 2.614 millones de sucres corresponden al saldo de la cartera vencida por facturación, y al saldo vencido de convenios de pago 28 millones de sucres, más los saldos no vencidos de la facturación de diciembre de 1985 por S/. 563 millones, y el saldo de los convenios de pago por 528 millones de sucres completan el saldo deudor total.

En vista de que la cartera vencida de las Empresas Eléctricas, se había incrementado considerablemente, INECEL, con el propósito de brindar facilidades para el pago y conseguir la disminución de los saldos vencidos en 1985, suscribió Convenios de Pago y compensación con las siguientes Empresas Eléctricas:

<u>ENTIDAD</u>	<u>FECHA DE SUSCRIPCION</u>
E.E. AMBATO S.A.	Octubre 29 de 1985
E.E. ESMERALDAS S.A.	Noviembre 21 de 1985
E.E. GUAYAS LOS RIOS	Octubre 7 de 1985
E.E. REGIONAL NORTE	Octubre 7 de 1985
E.E. RIOBAMBA S.A.	Octubre 7 de 1985
E.E. REGIONAL MANABI	Octubre 17 de 1985
E.E. LOS RIOS C.A.	Octubre 6 de 1985

La Cartera vencida de las siete Empresas Eléctricas que suscribieron los Convenios sumaban un total de 680 millones de sucres, se compensaron 117 millones, quedando un saldo deudor para la suscripción de los convenios de 562 millones de sucres.

Los valores vencidos que constan en los convenios, corresponden a saldos acumulados al 30 de junio de 1985, excepto la cartera vencida de la Empresa Eléctrica Esmeraldas cuyo saldo es a octubre de 1985. Cada una de estas Empresas se comprometió a cancelar los valores establecidos en los Convenios de Pago como los valores mensuales por facturación.

Las compensaciones consideradas en los Convenios, se tomaron de conformidad a un Acuerdo Ministerial de mayo de 1985, por el cual se le asignaron a INECEL 248 millones de sucres a ser distribuidos entre las diferentes Empresas, el saldo se iría compensando conforme se suscriban los convenios de pago con las restantes Empresas Eléctricas.

Para 1986 también suscribieron Convenios de Pago con las Empresas Eléctrica del Ecuador Inc (EMELEC), Empresa Eléctrica Quito y un segundo convenio con la Empresa Eléctrica Ambato por incumplimiento del primero.

El total de la cartera vencida al 31 de diciembre de 1986 alcanza la suma de 3.824 millones de sucres, incluido el saldo vencido por convenios por 100 millones de sucres, el resto de saldos deudores no son vencidos a esa fecha, porque la facturación de diciembre de 1986, cancelan en enero de 1987, más los valores no vencidos que corresponden a los Convenios de Pago, juntos tienen un saldo de 3.114 millones de sucres, con un saldo deudor total de 6.938 millones de sucres.

En 1987 fueron suscritos Convenios de Pago con la entonces Cooperativa de Electrificación Rural Santo Domingo Ltda., Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi y Empresa Eléctrica Manabí, esta última es el segundo convenio por incumplimiento del primero.

Para ese año 1987, los saldos exigibles no recuperados es de 7.874 millones de sucres, incluido los saldos vencidos de los convenios; más la facturación de diciembre de 1987 por 1.198 millones y los saldos de Convenios de Pago al 31 de diciembre de 1987 de 2.480 millones de sucres. El saldo deudor total de las Empresas Eléctricas al INECEL es de 11.554 millones de sucres.

Del saldo deudor total a 1988 de 19.292 millones de sucres, 12.541 millones corresponden al saldo vencido por facturación incluidas las cuotas por convenios de pago; el resto 6.751 millones corresponde a saldos no vencidos por convenios de pago y facturación de

noviembre y diciembre de 1988.

Para 1989, el saldo deudor total de las Empresas Eléctricas al INECEL, por concepto de venta de energía al Instituto es de 40.070 millones de sucres, de este valor, 28.802 millones de sucres corresponde a la cartera vencida al 31 de diciembre de 1989, incluidas las cuotas de los convenios. Con relación a 1988, el incremento de cartera vencida es del 129.66%. Haciendo una relación, en este año 1989 se puede indicar que el 66.98% de cartera vencida corresponde a la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.; y el 33.02% corresponde a las otras empresas eléctricas, en donde la Empresa Eléctrica Guayas los Ríos representa el 7.99% de cartera vencida, la Empresa Eléctrica Quito el 4.79%, Empresa Eléctrica Esmeraldas el 3.80%, Empresa Eléctrica Los Ríos 2.79%, Empresa Eléctrica Península de Santa Elena 2.21%, las restantes 12 empresas tienen una relación de 0.08% al 2% de cartera vencida.

Esta relación del porcentaje que adeudan por cartera vencida las Empresas Eléctricas al Instituto, no varía significativamente en el período analizado 1985- 1989.

En 1987, el INECEL recuperó el 98% de los saldos exigibles por Convenios de Pago y recuperó el 45% de los saldos exigibles por facturación de suministro de energía, el porcentaje total de recaudación alcanzado en 1987 es de 47%.

En 1988, el INECEL recuperó el 77% de los saldos exigibles por convenios de pago y el 38% de los saldos exigibles por la facturación de suministro de energía. El porcentaje total de recaudación de saldos exigibles alcanzado en 1988 fue 39%, tanto por facturación como por convenios de pago.

Para 1989 de los saldos exigibles por facturación se recuperó el 39.24%, de los saldos exigibles por convenios de pago el 79%; el porcentaje total de recaudación alcanzó el 39.55%.

---

CARTERA VENCIDA POR VENTA DE ENERGIA  
A LAS EMPRESAS ELECTRICAS 10/.  
(en millones de sucres)

---

AÑOS	V.VENCIDO	VARIACION	%
1985	2.628		
1986	3.824	1.196	45.50
1987	7.874	4.050	105.91
1988	12.541	4.667	59.27
1989	28.802	16.261	129.66

---

FUENTE: DIRECCION DE FINANZAS -INECEL

ELABORACION:AUTOR

En el cuadro se observa una evolución de la cartera vencida en forma constante, así tenemos que para 1985 la cartera vencida por facturación más el saldo vencido de los convenios de pago es de 2.628 millones de sucres; para 1986 se incrementa la cartera en 1.196 millones que representa un 45.5%; entre 1987 y 1986 hay un incremento de 4.050 millones de sucres que responde al 105.91 de incremento; para 1988 y 1987 el incremento de cartera vencida es del 59.27%; para 1989 la cartera vencida es de 28.802 millones de sucres, que en relación con el año anterior se incrementa en 16.261 millones de sucres que equivale a un 129.66%. Y relacionando la cartera vencida entre 1985 y 1989 está se incrementa en 5 años, en 26.174 millones de sucres que en términos de porcentaje equivale al 995.96 %.

---

10/ Corresponde a la cartera vencida por facturación y a los saldos -  
vencidos por Convenios de Pago.

Esto obedece a que las Empresas Eléctricas Interconectadas, pese a los continuos requerimientos de pago, no cancelaron en su totalidad las planillas mensuales emitidas por la DOSNI e incumplen con los compromisos estipulados en los convenios de pago.

El incremento de la cartera vencida se debe, entre otras razones a las siguientes:

- La crítica situación financiera de las Empresas Eléctricas, producto de una iliquidez por el incumplimiento de pago por parte de las entidades del sector público a las mencionadas entidades eléctricas por consumo de energía.
- Los elevados gastos de operación que tienen que afrontar las Empresas Eléctricas.
- La falta de una adecuada y permanente gestión de cobro por parte de estas entidades.
- El incremento en las tarifas eléctricas, debido al aumento de los precios de los combustibles que encarece la generación de energía eléctrica.
- El no cumplimiento del decreto # 478 que tiene relación con el coeficiente de aplicación que regula la forma de pago de la energía eléctrica suministrada por INECEL a las Empresas Eléctricas Interconectadas.

## C A P I T U L O V

### 5.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES

#### 5.2. RECOMENDACIONES

## CAPITULO V

### 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.-

#### 5.1. CONCLUSIONES.-

- El sector eléctrico tiene como objetivo "suministrar potencia y energía eléctrica en las mejores condiciones técnicas y económicas a toda la nación ecuatoriana". Es decir, busca servir a todos los ecuatorianos sin regionalismos ni divisiones geopolíticas, mediante la utilización racional y nacional de los recursos energéticos disponibles y de la integración eléctrica de nuestro territorio, al poner a disposición de los ecuatorianos, al menor costo la energía producida en las grandes centrales de generación hidráulica y térmica. .

- La situación financiera del INECEL y de las Empresas Eléctricas del país, no presentan signos de mejoría en un futuro, al contrario las tendencias señalan persistencia en sus problemas.

- El financiamiento externo se hace cada vez más necesario para el INECEL y las Empresas Eléctricas, a través de créditos o transferencias gubernamentales.

- La mayoría de las Empresas Eléctricas Interconectadas, no aplican los coeficientes señalados por el Sistema Nacional Interconectado, lo que equivale a decir que no cumplen con las disposiciones del Decreto Ejecutivo # 478.

- El excesivo acumulamiento de la cartera vencida de EMELEC, origina una considerable distorsión en los informes periódicos de recuperación de la cartera vencida, con el consiguiente deterioro de la liquidez del Instituto.

- El nuevo contrato tipo de suministro de potencia y energía eléctricas en las empresas interconectadas, fue aprobado sin incluir

la cláusula del cobro de intereses por mora en el pago de las planillas, cláusula que, en los anteriores contratos, si se estipulaba.

- La no inclusión de la cláusula de intereses fue uno de los factores que repercutió en el incremento de la cartera vencida, puesto que al no estipularse una sanción por incumplimiento, hizo que las empresas dejaran de pagar la totalidad de las planillas, acumulando saldos vencidos sobre los cuales no se ha cobrado valor alguno por intereses.

- De las Empresas Eléctricas que tienen suscritos con el INECEL convenios de pago, algunas no cumplen razonablemente con los términos establecidos, siendo los casos más preocupantes de las empresas Esmeraldas, EMELEC y Santa Elena.

- Sin duda la crítica situación económica que afrontan las Empresas Eléctricas y, en general, el sector eléctrico es otro de los factores importantes que repercute en la falta de pago y consecuentemente en el incremento de la cartera vencida.

- El decrecimiento constante que ha tenido la recaudación de los saldos de años anteriores, sumado al decrecimiento de la recaudación de lo facturado año a año conllevan a una elevada cartera vencida.

- El Plan Maestro de Electrificación para el período 1989-2000 señala que no será necesario ejecutar nuevas obras de generación hasta el año 1995, pues el país estará abastecido con los proyectos hidroeléctricos que actualmente funcionan y con los que operará en los próximos años, además de las centrales de generación térmica que serán rehabilitadas, con lo cual la demanda del S.N.I. estará cubierta hasta el año 1995.

- Dado el bajo nivel de ingresos de la población y la politización al sector eléctrico, no es posible aplicar tarifas a nivel de costo marginal que aconseja la técnica, sino que el sector se ve obligado a aplicar tarifas con cierto nivel de subvención.

- El ingreso total que produce la aplicación del pliego tarifario, no permite cubrir en promedio los costos del servicio del INECEL y Empresas Eléctricas, ya que la tarifa del Ecuador, cubre el 50% del costo real.

- La crisis fiscal del Gobierno, hace que las transferencias del Estado al Sector sean cada vez menores, lo cual limita los planes de expansión.

- El Sector eléctrico, sobre todo a nivel de distribución, tiene un alto porcentaje de pérdidas eléctricas.

## 5.2. RECOMENDACIONES.-

- A fin de solucionar, en forma definitiva, la considerable cartera vencida que mantiene EMELEC, es necesario que el Ministerio de Energía y Minas y las autoridades competentes, adopten los mecanismos legales y oportunos que permitan a EMELEC cancelar la deuda vencida y los valores de las planillas que emite el S.N.I..

- Es necesario que se establezca un addendum al contrato tipo, en el cual conste una cláusula de intereses por mora en el pago de las planillas por suministros de energía, o establecerse algún tipo de sanción que evite el incremento de cartera vencida.

- Es necesario realizar en todas y cada una de las Empresas Eléctricas Interconectadas, estudios y análisis económicos y financieros que demuestren la verdadera situación financiera de las mismas, lo que hará factible determinar con precisión su capacidad de pago, para los casos en que amerite suscribirse convenios, a la vez que permitirá al INECEL exigir la cancelación de las obligaciones a las Empresas Eléctricas.

- Es conveniente cumplir con lo establecido en el Plan Maestro de Electrificación, y que se concluyan los proyectos PAUTE-FASE C y DAULE-PERIPA, que están en construcción a fin de que

operen en los años 1991- 1995 respectivamente y complementar con la rehabilitación de los grupos termoeléctricos de los sistemas regionales.

- Conviene reformar el Decreto # 478 para introducir sanciones para las empresas que no depositen los valores que corresponden al INECEL. Las reformas deberán, además, contemplar que el Ministerio de Finanzas adoptará las medidas necesarias para que las instituciones públicas cancelen oportunamente a las empresas eléctricas el consumo de energía.

- Al aplicarse una nueva política tarifaria, vinculada con la fijación y actualización periódica, permitirá el mejoramiento en la generación de fondos del sector eléctrico, para que mejore su estructura de financiamiento con una mejor posición en su capacidad de pago y una adecuada captación de recursos para la expansión del sector.

La expedición de normas legales y reglamentarias que permitan a las empresas, el control del contrabando y la recuperación apropiada de su cartera con el pago oportuno por parte de las instituciones del sector público y del gobierno de las obligaciones contraídas.

Deberán introducirse tarifas diferenciadas según la calidad del servicio. La estructura tarifaria debería permitir que los usuarios en actividades productivas tengan la opción de pagar una tarifa más alta que garantice una mayor regularidad y calidad de servicio.

Es indispensable un mayor control de los gastos operativos y la adopción de medidas destinadas a mejorar la eficiencia operativa en las empresas eléctricas.

Es necesario que se adopten políticas tarifarias que permitan cubrir los costos del sector eléctrico en el largo plazo, recuperar la cartera y el control de las pérdidas por contrabando y reducir sus costos de operación, sin reducir la inversión para superar los desequilibrios y déficits del INECEL y del sector eléctrico en general.

## DESARROLLO HISTORICO DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO

(Datos Generales)

AÑOS	POBLACION TOTAL 1/ (mlles)	No. ABON. TOTALES (mlles)	POBLACION SERVIDA (mlles)	POTENCIA INSTALADA (MW)		DEMANDA MAXIMA (MW)	ENERGIA GENERADA (GWh) 2/		PARAMETRO ELECTRICO W/HAB. kWh/hab		
				HIDRAUL.	TERMICA		HIDRAULICA	TERMICA		TOTAL	TOTAL
1965	5.162	161	878	60.4	80.2	140.6	248.8	243.2	492	27	95
1966	5.330	175	959	81.5	83.2	164.7	265.5	268.5	534	31	100
1967	5.503	189	1040	91.5	89.3	180.8	286.5	300.5	587	33	107
1968	5.682	213	1171	88.6	105.0	193.6	309.0	359.0	668	34	118
1969	5.865	234	1290	98.0	110.0	208.0	338.0	416.0	754	35	129
1970	6.051	253	1368	99.0	141.3	240.2	372.5	449.5	822	40	136
1971	6.240	281	1516	98.0	166.0	264.0	407.0	498.5	905	42	145
1972	6.432	305	1640	98.1	186.3	284.4	408.5	585.5	994	44	155
1973	6.629	356	1916	95.6	206.6	302.2	406.1	673.9	1080	46	163
1974	6.829	398	2138	127.1	264.8	391.9	509.0	748.0	1257	57	184
1975	7.035	437	2343	128.5	304.8	433.3	620.0	838.0	1458	62	207
1976	7.243	484	2608	130.6	355.0	485.6	598.0	1098.0	1696	68	234
1977	7.455	537	2900	203.6	457.6	661.2	551.1	1452.9	2008	89	269
1978	7.671	594	3199	211.8	571.3	783.1	781.7	1598.3	2380	102	310
1979	7.893	651	3512	214.9	598.4	813.3	699.2	2042.8	2742	104	347
1980	8.123	712	3842	214.9	745.6	960.5	856.0	2245.0	3101	118	382
1981	8.361	783	4247	228.8	827.4	1056.2	764.0	2645.0	3409	126	408
1982	8.606	848	4613	225.2	961.8	1187.0	873.1	2950.9	3824	138	444
1983	8.857	904	4916	727.2	954.8	1682.0	1688.8	2332.2	4021	190	454
1984	9.115	954	5186	725.1	919.4	1644.5	3207.2	1012.8	4220	180	463
1985	9.378	1022	5561	736.6	919.4	1656.0	3254.0	1295.9	4549	177	485
1986	9.647	1089	5933	736.6	919.4	1656.0	3977.9	997.1	4975	172	516
1987	9.923	1160	6341	892.6	919.4	1812.0	4544.8	845.9	5391	183	543

SECTOR ELECTRICO PUBLICO = SNI + SR + MUNICIPIOS

1/ Población tomado del boletín ESTIMACIONES Y PROYECCIONES DE POBLACION (1950-2000), emitida por el INEC, en diciembre de 1984

2/ Generación a nivel de bornes de generador  
FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 1989- 2000

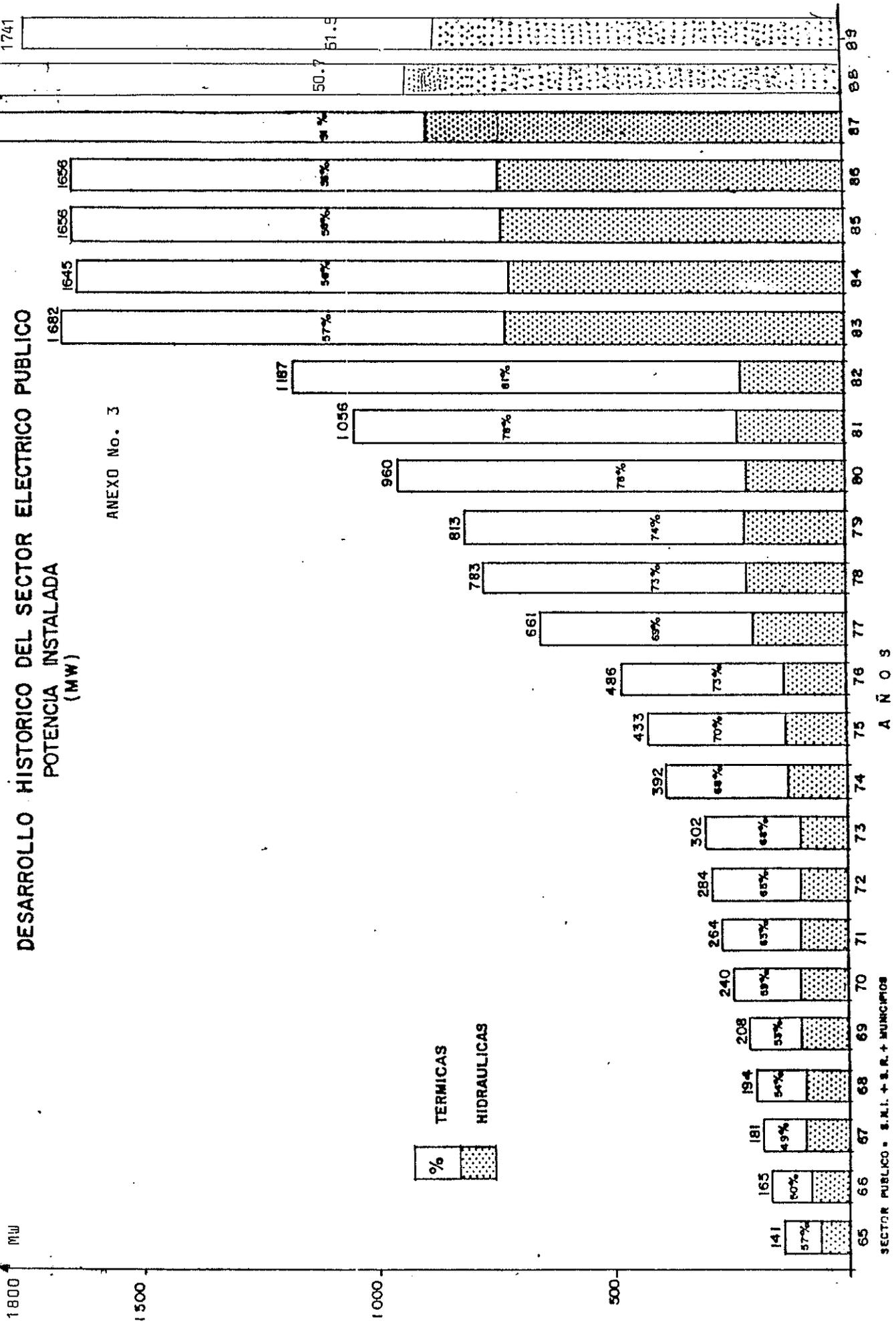
DESARROLLO HISTORICO DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO  
CONSUMO FINAL POR SECTORES (MWh)

AÑOS	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL	OTROS	TOTAL	TASA DE CRE- CIMIENTO %
1965	163.424	128.803	49.458	69.722	411.407	
1966	177.740	145.358	54.598	60.090	437.786	6.41
1967	195.710	153.760	70.188	65.430	485.088	10.80
1968	219.471	177.461	81.455	71.482	549.869	13.35
1969	250.844	200.434	93.068	81.305	625.651	13.78
1970	277.506	218.688	103.036	84.859	684.089	9.34
1971	300.711	231.865	116.325	91.027	739.928	8.16
1972	335.277	254.500	135.465	98.445	823.688	11.32
1973	357.238	268.733	147.153	114.478	887.602	7.76
1974	405.486	316.916	182.397	136.357	1'041.156	17.30
1975	488.855	383.338	190.272	137.185	1'199.650	15.22
1976	582.851	443.917	235.044	174.602	1'436.414	19.74
1977	688.357	539.265	264.200	190.482	1'662.304	15.73
1978	795.722	675.503	301.660	214.878	1'987.763	19.58
1979	886.687	781.539	331.910	230.059	2'230.195	12.20
1980	1'040.310	937.964	383.314	253.525	2'615.113	17.26
1981	1'120.398	1.041.841	415.493	260.112	2'837.844	8.52
1982	1'214.257	1'079.739	457.506	320.364	3'071.866	8.25
1983	1'340.071	1'069.904	494.628	336.655	3'241.258	5.51
1984	1'332.518	1'061.320	514.722	381.699	3'290.259	1.51
1985	1'389.309	1'192.391	548.148	410.463	3'540.311	7.60
1986	1'508.812	1'265.967	607.618	450.166	3'832.563	8.25
1987	1'671.594	1'364.857	674.001	495.820	4'206.272	9.75

FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 1989- 2000

DESARROLLO HISTORICO DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO  
 POTENCIA INSTALADA  
 (MW)

ANEXO No. 3

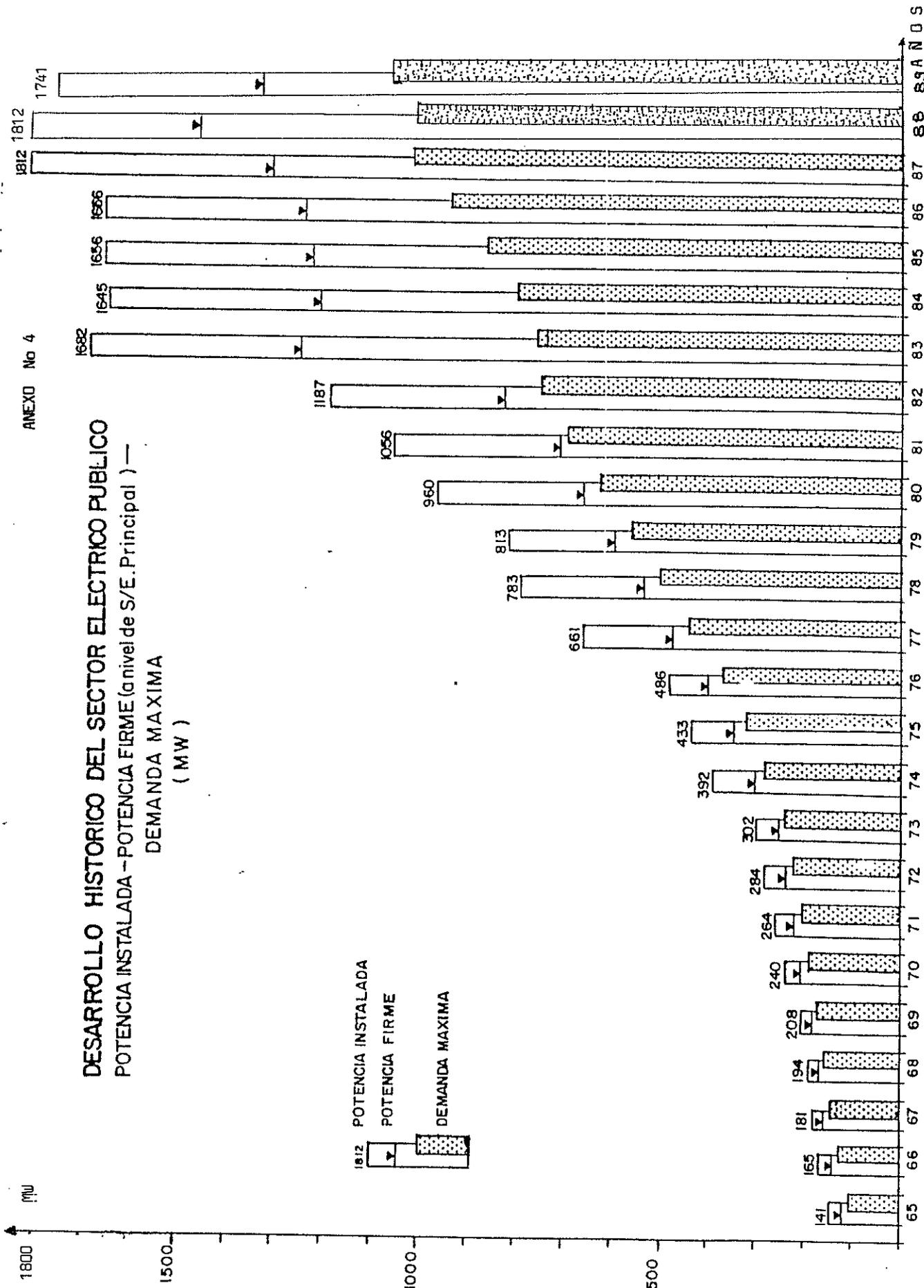


SECTOR PUBLICO - S.M.I. + S.R. + MUNICIPIOS  
 AÑOS

ANEXO No 4

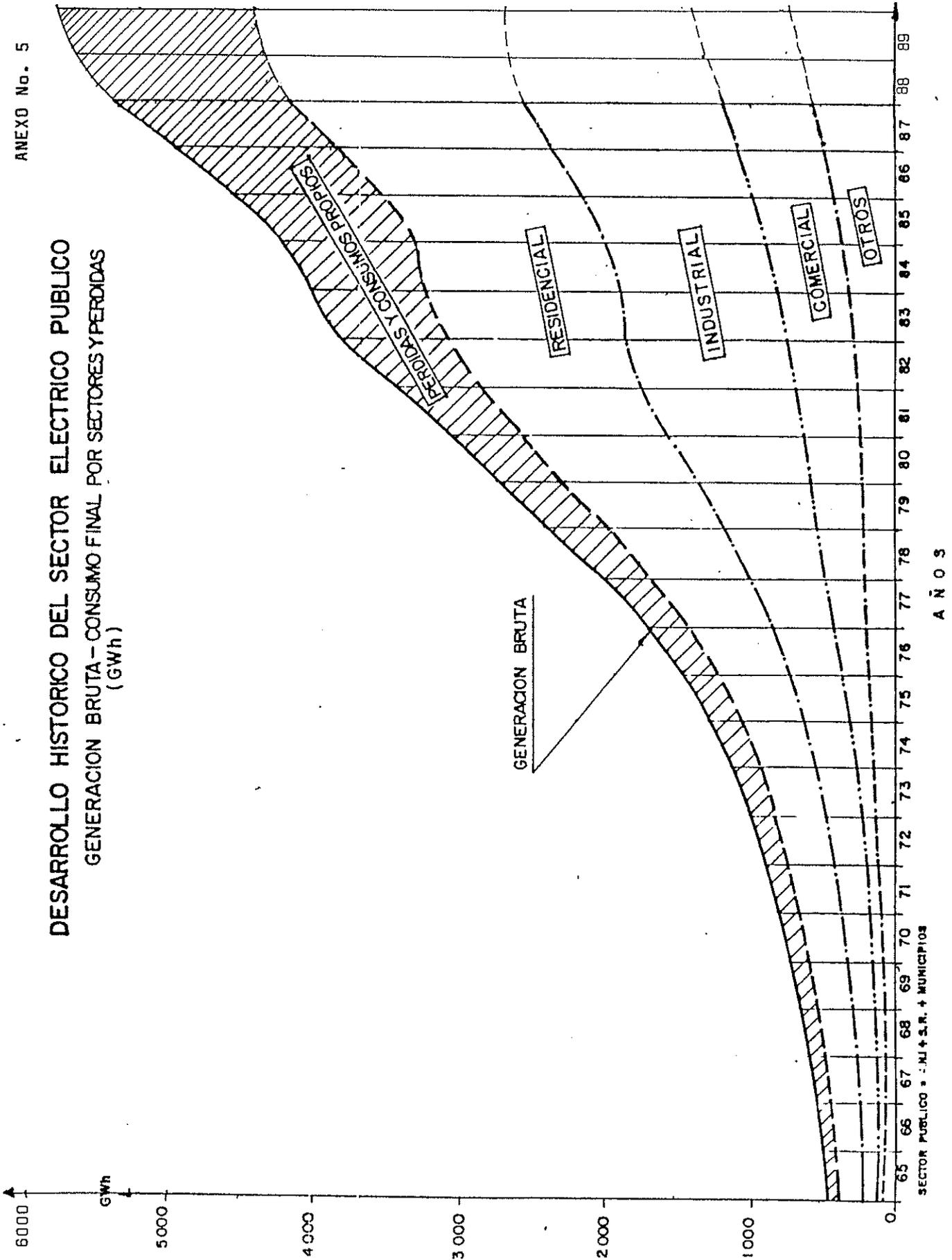
# DESARROLLO HISTORICO DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO

POTENCIA INSTALADA - POTENCIA FIRME (a nivel de S/E.Principal) -  
DEMANDA MAXIMA  
( MW )



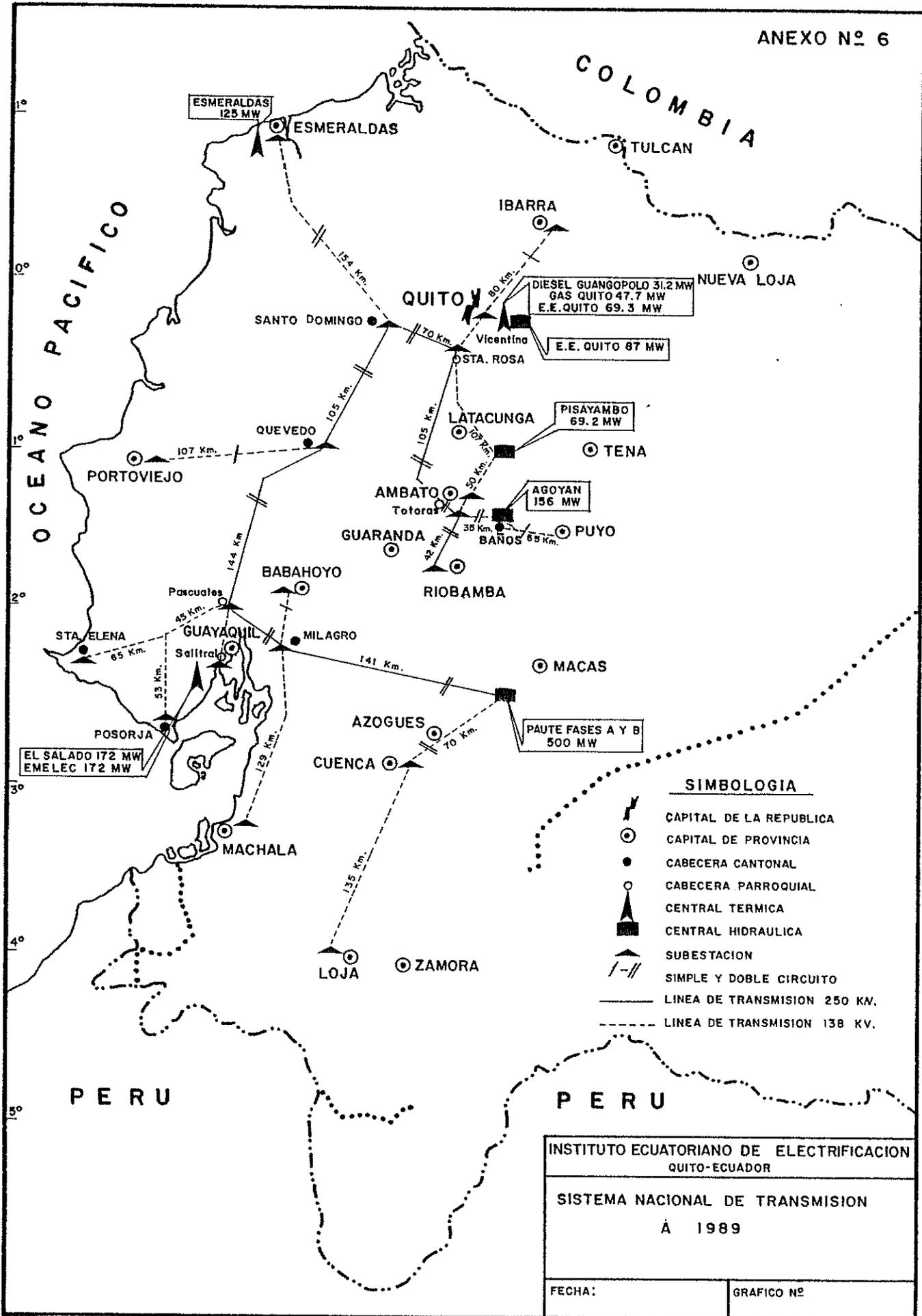
ANEXO No. 5

# DESARROLLO HISTORICO DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO GENERACION BRUTA - CONSUMO FINAL POR SECTORES Y PERDIDAS (GWh)



AÑOS

SECTOR PUBLICO = I.N.U. + S.R. + MUNICIPIOS



POTENCIA INSTALADA (KW)

	H I D R A U L I C O S	POTENC. INSTALADA	T E R M I C O S	POTENCIA INSTALADA	T O T A L
S I S T E M A N A C I O N A L INTERCONECTADO	PISAYAMBO	69.200	ESTERO SALADO No. 2 y 3	146.000	
	PAUTE FASES A-B	500.000	TERMICA ESMERALDAS	125.000	
	AGOYAN	156.000	GAS QUITO	47.700	
			GAS GUAYAQUIL	25.600	
	SUBTOTAL:	725.200	DIESEL GUANGOPOLO	31.200	1.100.700
SISTEMAS REGIONALES Y MUNICIPIOS	VARIOS EQUIPOS	172.800	VARIOS EQUIPOS	467.800	640.600
TOTAL SECTOR PUBLICO		898.000		843.300	1.741.300

100%

48.5%

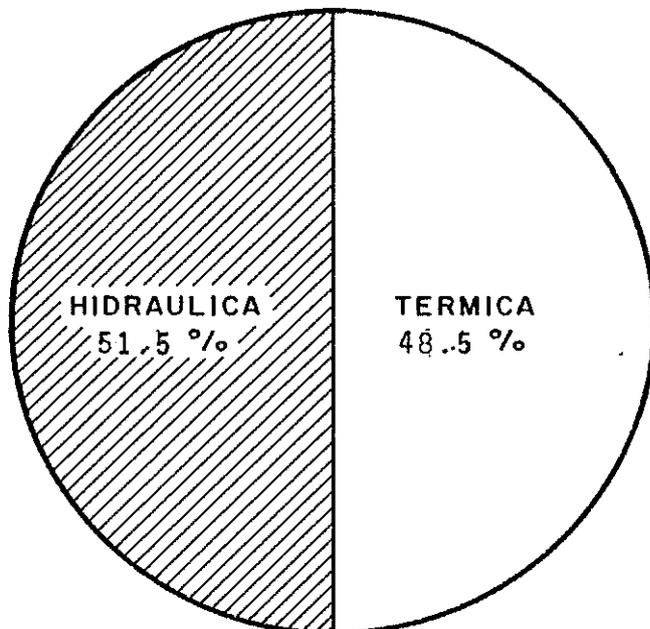
51.5%

PORCENTAJE

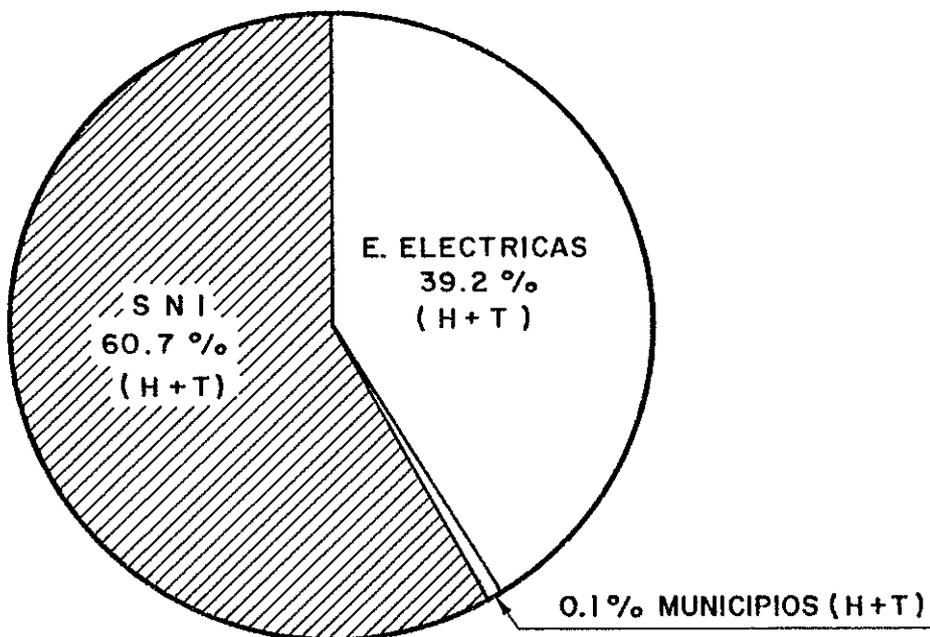
FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 1989-2000

DATOS A DICIEMBRE 1989

### ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO POTENCIA INSTALADA - (%)



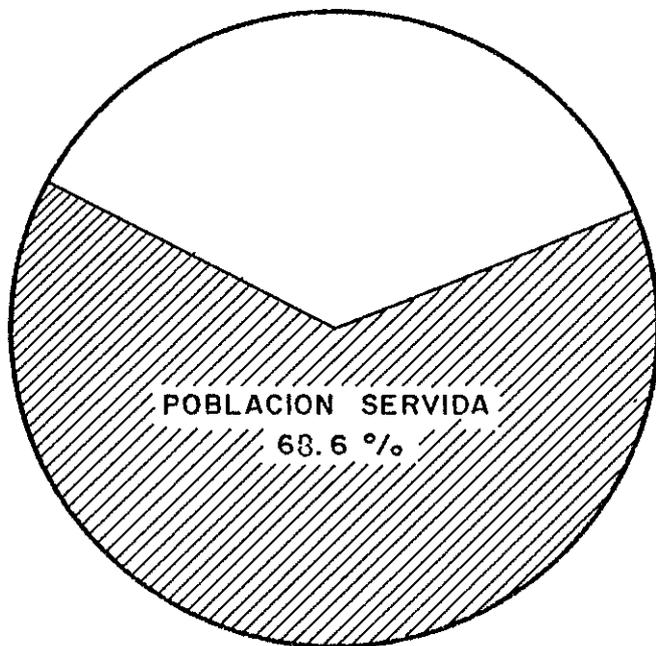
POTENCIA INSTALADA: H.: 898.000 KW  
T.: 843.300 KW



POTENCIA INSTALADA: SNI : 1.100.700 KW  
EE + M. : 640.600 KW

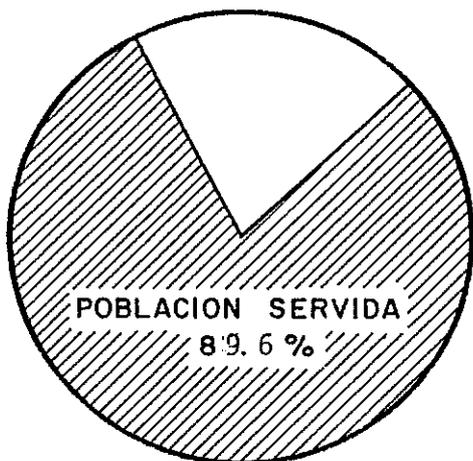
# ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO

## % POBLACION SERVIDA: URBANA Y RURAL



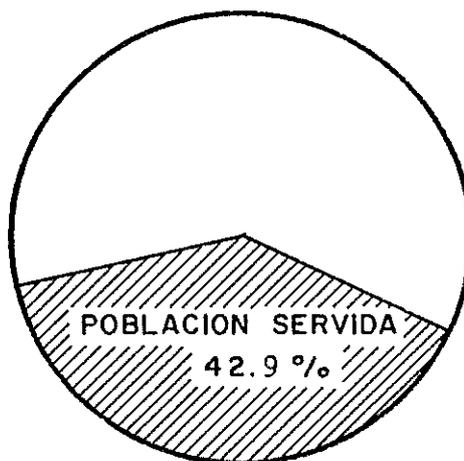
POBALCION TOTAL: 10'490.000

POBLACION SERVIDA: 7'202.000



POBLACION URBANA: 5'608.000

POBLACION SERVIDA: 5'025.000



POBLACION RURAL: 4'881.000

POBALCION SERVIDA: 2'176.000

FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION

ELABORACION: AUTOR

DATOS A DICIEMBRE 1989

ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO

POTENCIA FIRME (KW)

(a nivel de bornes de generador)

	HIDRAULICOS	1/ POTENCIA GARANT.	T E R M I C O S	2/ POTENCIA EFECTIVA	T O T A L
S I S T E M A N A C I O N A L I N T E R C O N E C T A D O	PISAYAMBO	56.600	TERMICA ESMERALDAS	108.600	
	PAUTE FASES A-B	377.000	ESTERO ,SALADO No. 2 y No. 3	126.800	
	AGOYAN	131.000	GAS QUITO	45.300	
	SUBTOTAL:	564.600	GAS GUAYAQUIL	24.300	
			DIESEL GUAGOPOLD	25.200	
SISTEMAS REGIONALES Y MUNICIPIOS	SUBTOTAL:	89.000	SUBTOTAL:	330.200	894.800
	VARIOS EQUIPOS		VARIOS EQUIPOS	341.300	430.300
TOTAL SECTOR PUBLICO		653.600		671.500	1'325.100

PORCENTAJE

49.3%

50.7%

100%

FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 1989- 2000

DATOS A DICIEMBRE DE 1989

ENERGIA FACTURADA A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

ANEXO No.11

PERIODO 1985- 1989

(en miles de sucres)

ENTIDAD ELECTRICA		1985	1986	1987	1988	1989
1	C.E. SANTO DOMINGO LTDA.	133.417	164.017	205.665	324.691	649.307
2	E.E. AMBATO S.A.	184.312	272.440	391.995	505.707	971.813
3	E.E. CENTRO SUR CIA.	131.689	182.830	264.853	455.252	929.296
4	E.E. DEL ECUADOR Inc.	2.451.997	3.566.397	4.582.878	6.547.907	16.893.977
5	E.E. ESMERALDAS S.A.	129.316	191.789	333.162	408.094	845.299
6	E.E. GUAYAS LOS RIOS S.A.	330.910	472.981	677.224	912.126	1.957.888
7	E.E. LOS RIOS S.A.	114.454	186.132	269.969	356.809	835.233
8	E.E. MILAGRO C.A.	142.288	198.908	279.492	366.517	746.493
9	E.E. PROV.COTOPAXI S.A.	74.347	110.282	173.327	204.041	461.909
10	E.E. QUITO S.A.	1.421.484	1.954.474	2.724.003	3.772.675	9.819.530
11	E.E. REGIONAL NORTE S.A.	153.733	217.091	276.026	397.747	935.266
12	E.E. RIOBAMBA S.A.	55.154	55.087	75.260	133.238	362.378
13	E.E. REGIONAL MANABI	354.910	527.061	683.960	997.872	1.934.274
14	E.E. EL ORO	---	73.494	367.707	589.504	1.199.120
15	E.E. REGIONAL DEL SUR	---	---	113.267	243.552	375.371
16	E.E. SANTA ELENA	---	---	74.168	300.511	663.477
17	E.E. BOLIVAR	---	---	---	3.532	66.289
18	E.E. AZOGUES	---	---	---	---	112.573
	IMPREGILO	7.367	17.310	36.466	61.027	184.357
	SEMCO	16	---	---	---	---
	SICOM	---	---	---	1.576	1.394
S U M A N :		5.685.374	8.190.573	11.529.422	16.582.378	39.945.244

FUENTE: INECEL

ELABORACION: AUTOR

SISTEMA NACIONAL

PRONOSTICO DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA CARACTERISTICA

(1989- 2010)

AÑO	(Gwh)	(Gwh)
	ESCENARIO FAVORABLE	ESCENARIO MENOS FAVORABLE
1989	4.346	4.186
1990	4.628	4.402
1991	4.932	4.642
1992	5.166	4.842
1993	5.488	5.094
1994	5.822	5.370
1995	6.181	5.667
1996	6.555	5.941
1997	6.953	6.227
1998	7.361	6.523
1999	7.792	6.828
2000	8.226	7.175
2001	8.703	7.546
2002	9.218	7.865
2003	9.753	8.213
2004	10.322	8.555
2005	10.954	8.944
2006	11.538	9.330
2007	12.121	9.741
2008	12.713	10.167
2009	13.350	10.584
2010	14.004	11.086

FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 1989-2000

SISTEMA NACIONAL

RESUMEN DEL PRONOSTICO DE LA DEMANDA ELECTRICA TOTAL (\*)

(1989- 2010)

ESCENARIO FAVORABLE

AÑOS	CONSUMO (Gwh)	TASA (%)	GENE RACION (Gwh)	TASA (%)	D.MAXIMA (MW)	TASA (%)
1989	4701.7	7.3	5.691.3	7.0	1111.2	7.1
1990	5042.8	6.2	6087.8	6.0	1190.1	5.6
1995	6824.5	5.5	8146.3	5.3	1560.5	5.0
2000	8930.5	5.5	10565.2	5.3	1994.5	5.1
2005	11688.5	4.8	13691.5	4.6	2558.2	4.2
2010	14776.5		17147.7		3144.0	

ESCENARIO MENOS FAVORABLE

1989	4541.7	6.0	5496.1	5.8	1066.8	6.0
1990	4816.8	5.6	5812.9	5.3	1130.5	4.9
1995	6310.5	4.5	7527.9	4.4	1438.3	4.1
2000	7879.5	4.2	9314.4	4.0	1754.9	3.7
2005	9678.5	4.1	11327.3	4.0	2102.5	3.7
2010	11858.5		13751.5		2519.2	

(\*) CARACTERISTICA + CARGAS ESPECIALES

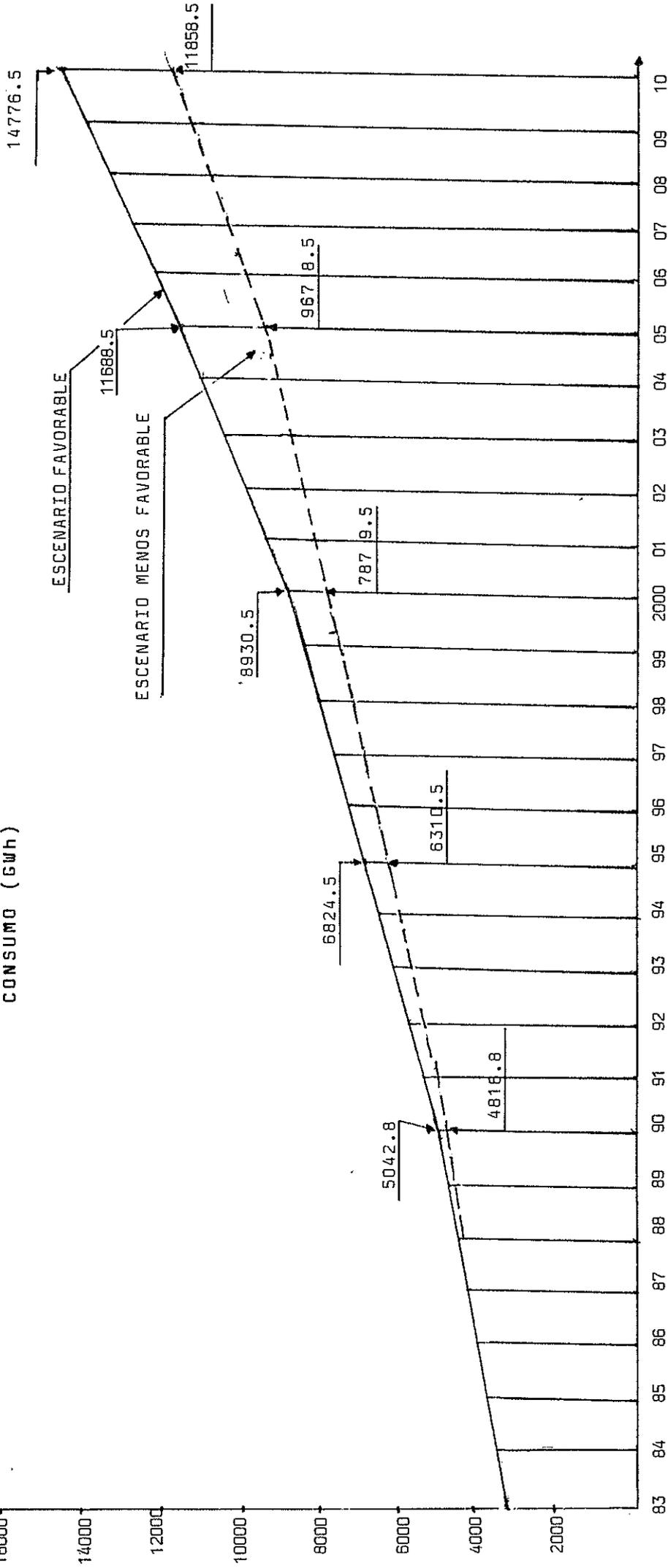
FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 1989- 2000

CONSUMO (GWh)

SISTEMA NACIONAL

ANEXO No. 14

CONSUMO (GWh)



AÑOS

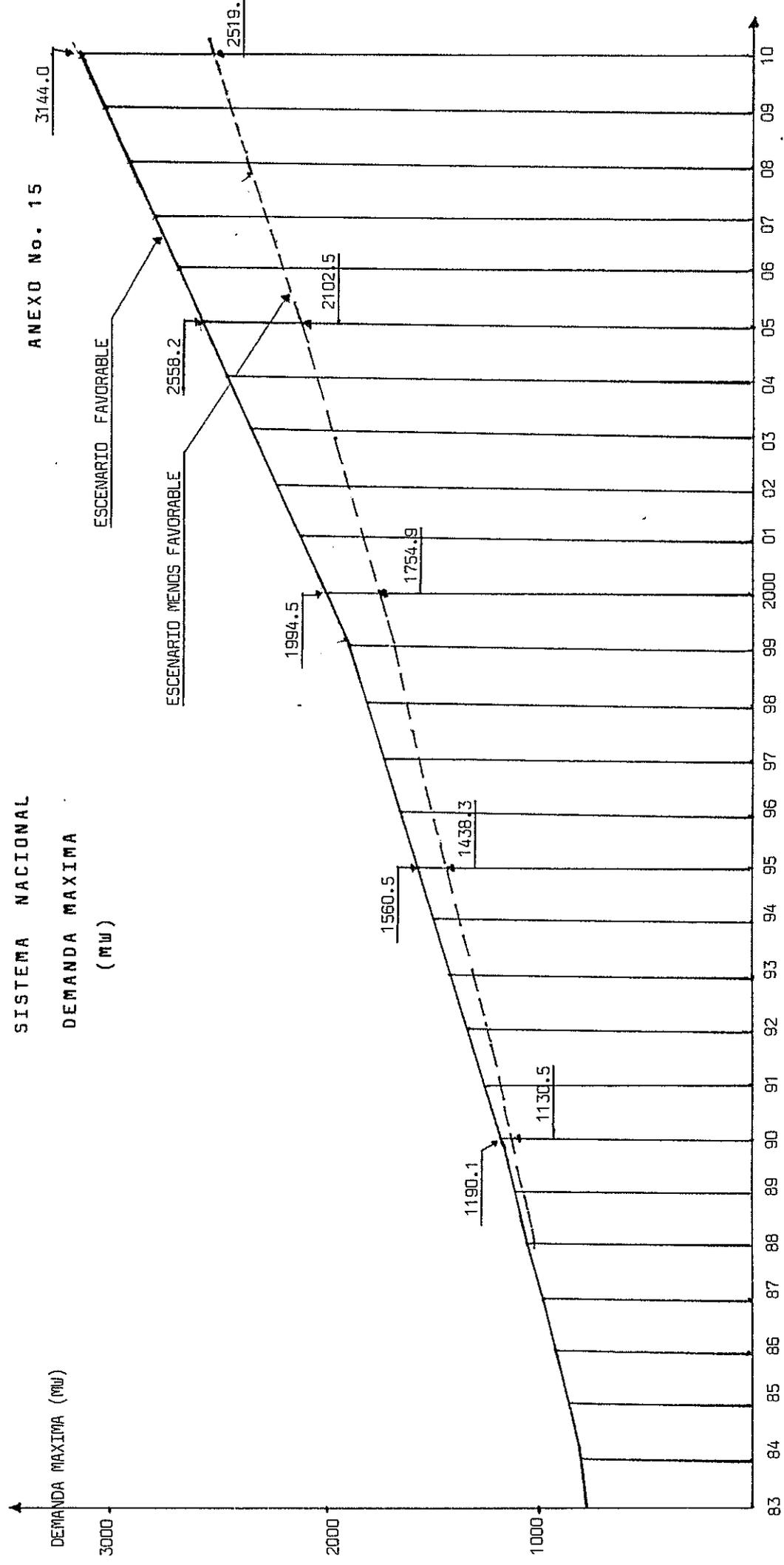
FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 1989- 2000

ELABORACION: AUTOR

SISTEMA NACIONAL

DEMANDA MAXIMA

( MW )



AÑOS

FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 1989- 2000

ELABORACION : AUTOR

GLOSARIO Y SIMBOLOGIA

**BORNES DE GENERADOR:** Es la potencia firme que excluye a los equipos instalados que están fuera de operación y solo toma en cuenta la potencia garantizada de las Centrales Hidráulicas y potencia efectiva de las Centrales Térmicas.

**CAPACIDAD INSTALADA O POTENCIA INSTALADA:** Es la suma aritmética de las potencias nominales de todos los generadores eléctricos principales y auxiliares de una Central, generalmente indicada en la correspondiente placa de registro del fabricante.

**CENTRAL TERMICA (vapor, gas o combustión interna)** Central en la cual es convertida en energía eléctrica la energía térmica producida por combustión.

**CENTRAL HIDROELECTRICA (Hidráulica)** Central en la cual es convertida en energía eléctrica la energía hidráulica

**COSTOS FIJOS:** Expresión especializada para definir la parte del costo total que no está directamente relacionada con la cantidad de energía suministrada, por analogía se habla de gastos fijos.

**COSTOS DEL SERVICIO:** Constituye costos del servicio para las Empresas Eléctricas todos los gastos de explotación, la dotación anual a las reservas para depreciación, los seguros especiales por riesgos

de los bienes; y la rentabilidad anual para ellos.

**DEMANDA MAXIMA:**

La máxima demanda de potencia durante un tiempo determinado en cualquier punto de un sistema eléctrico. Generalmente se considera el valor medio por períodos de media hora o de 15 minutos.

**DOSNI:**

Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado.

**FACTOR DE POTENCIA:**

El factor de potencia indica el rendimiento con que se utiliza la capacidad eléctrica y los contratos de tarifas pueden incluir términos referentes a recargos según los niveles del factor de potencia. Se pueden aplicar sistemas o dispositivos correctores del factor de potencia.

**GW :**

Gigavatio: millón de kilovatios

**GWh:**

Gigavatio hora: millón de kilovatios hora.

**INDICADORES ELECTRICOS:**

Está conformado por los diferentes términos para señalar la evolución en un tiempo determinado la potencia instalada, demanda máxima, etc.

**INECEL:**

Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

**KW:**

Kilovatio

**KWh:**

Kilovatio-hora, medida de energía eléctrica

ca equivalente a una potencia de 1 KW medido durante una hora.

**KV:** Kilovoltio

**MW:** Megavatio: mil kilovatios

**MWh:** Megavatio hora: mil kilovatios hora

**OBRAS HIDROELECTRICAS:** Comprende las facilidades usadas para el embalse, almacenamiento, desvío regulación y entrega de agua que se usan principalmente para generación de electricidad, incluyendo los conceptos de : bacatoma, túneles, canales, chimenea de equilibrio etc..

**POTENCIA FIRME:** Potencia o capacidad de producción disponible en todo momento durante el período cubierto por un compromiso o contrato, incluso bajo condiciones adversas.

**SECTOR ELECTRICO:** Comprende el INECEL, las Empresas Eléctricas y Entidades Eléctricas del país.

**S.N.I.:** Sistema Nacional Interconectado

**V:** Voltio

**W:** Vatio

**TARIFA:** Sistema completo de precios en virtud del cual las empresas establecen facturas que han de cobrarse a los usuarios. Una tarifa comprende diferentes modalidades de facturación.

**TARIFA BINOMIA:**

Forma de facturación de la electricidad en la que se aplican dos términos: uno proporcional a la potencia requerida por el usuario y otro proporcional a su consumo de energía.

B I B L I O G R A F I A

1. ACTUALIZACION DE COSTOS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO- DIVISION DE MANTENIMIENTO DE ENERGIA (1985 )
2. ALTERNATIVAS DE FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ENERGETICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE- OLADE (1989 )
3. BOLETIN ECONOMICO FINANCIERO DEL SECTOR ELECTRICO No. 6 (1987-1988. )
4. BOLETIN DE ESTIMACIONES Y PROYECCIONES DE LA POBLACION 1950-2000- INEC (XII-84 )
5. CONVENIOS DE PAGO ESTABLECIDOS ENTRE INECEL Y LAS EMPRESAS ELECTRICAS (1985 a 1987 )
6. ENERGIA EN DESARROLLO- REVISTA (1961- 1986, ) MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS-INECEL.
7. ESTADISTICAS ELECTRICAS (1983- 1989) DISCOM- INECEL.
8. ESTUDIO DE COSTOS Y ANALISIS TARIFARIO PARA EL SECTOR ELECTRICO DEL ECUADOR- INECEL AGOSTO (1988)
9. GLOSARIO DE TERMINOLOGIA PARA LAS EMPRESAS ELECTRICAS- INECEL
10. INFORMES DE GESTION DE INECEL, (1985- 1989)
11. INFORME DE RESULTADOS, ANALISIS ESTADISTICO- DOSNI (1988-1989)
12. LEY BASICA DE ELECTRIFICACION
13. PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 1989- 2000, DIRECCION DE PLANIFICACION- INECEL
14. PLIEGOS TARIFARIOS PARA EL SERVICIO ELECTRICO DEL ECUADOR-UNIDAD (1988)

#### IV

DE ESTUDIOS TARIFARIOS, NOVIEMBRE 1988.

15. PRESUPUESTOS DEL INECEL, 1985- 1989.
16. PUBLICACIONES DE PERIODICOS, REVISTAS, 1989- 1990.
17. REGLAMENTO DE LA FIJACION DE LAS TARIFAS DE SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA. APROBADA CON DECRETO No. 2310 de XII-15-83, INECEL
18. REVISTA- EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, 1980.
19. FOLLETOS EL KILOVATIO INECEL y VARIAS PUBLICACIONES.
20. VADEMECUM LEGAL DEL INECEL, 1988- 1989.
- 21.- CIER- ADMINISTRACION FINANCIERA EN LAS EMPRESAS ELECTRICAS(1986)
- 22.- R.M.F. Wilson- CONTROL FINANCIERO- ED.DIANA MEXICO (1979)
- 23.- HAYES Denis- PERSPECTIVAS ENERGETICAS MUNDIALES -EDICION 3 TIEMPOS (1979) Argentina.
- 24.- GIVOGRI Carlos A.- FUNDAMENTOS ECONOMICOS DE LAS TARIFAS MARGINALISTAS, TRABAJO DE SEMINARIO DE ECONOMIA. BUENOS AIRES (1971)

AUTORIZACION DE PUBLICACION

Autorizo al Instituto de Altos Estudios Nacionales la publicación de este Trabajo, de su bibliografía y anexos, como artículo de la Revista o como artículos para lectura seleccionada.

Quito, Junio 28 de 1990



ECON. LUIS SALAS C.