

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



XIV Curso Superior de Seguridad Nacional
y Desarrollo

TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL

LA POLITICA TARIFARIA DEL SERVICIO ELECTRICO
EN EL ECUADOR
ECON. WILMA RIVADENEIRA SALAZAR

1986-1987

LA POLITICA TARIFARIA DEL SERVICIO ELECTRICO EN EL ECUADORI N D I C E

	Págs.
INTRODUCCION	I
GLOSARIO	III

CAPITULO I

1. <u>BASE JURIDICA Y POLITICA ACTUAL</u>	1
1.1 NORMAS CONSTITUCIONALES	1
1.2 LEY DE ELECTRIFICACION	1
1.3 DISPOSICIONES LEGALES PARA LA FIJACION DE TARIFAS	6
1.4 DEFINICION Y TIPOS DE TARIFAS	10
1.5 CONFORMACION DEL SUBSECTOR ELECTRICO	11

CAPITULO II

2. <u>COSTOS Y TARIFAS DEL SERVICIO ELECTRICO</u>	16
2.1 FACTORES QUE AFECTAN AL COSTO DE PRODUCCION	16
2.2 SISTEMA UNIFORME DE CUENTAS	16
2.3 ELEMENTOS PARA EL COSTO DEL SERVICIO ELECTRICO	18
2.4 FORMAS DE DETERMINAR LAS TARIFAS ELECTRICAS	24
2.5 LA TARIFA Y EL FINANCIAMIENTO ELECTRICO	31
2.6 TARIFA VIGENTE Y SUS CONSECUENCIAS	34

CAPITULO III

3. <u>RESTRICCIONES PARA UNA TARIFA REAL</u>	39
3.1 FACTORES LIMITANTES EN LA APLICACION	39
3.2 JUSTICIA SOCIAL	44
3.3 AUTOGENERACION ELECTRICA	46

	Págs.
3.4 APLICACION DE TARIFAS POR SECTORES	47
3.5 FACTORES POLITICOS, SOCIALES Y ECONOMICOS NO CUANTIFICABLES	50

CAPITULO IV

SITUACION ECONOMICA DEL CONSUMIDOR

4.1 SITUACION DEL CONSUMIDOR FRENTE A LA ACTUAL POLITICA TARIFARIA	52
4.2 SITUACION ECONOMICA URBANA Y RURAL Y SU IN- FLUENCIA EN EL SECTOR ELECTRICO	54
4.3 FACILIDADES DE MEJORAMIENTO EN LAS CONDICIO- NES DE VIDA	60

CAPITULO V

5. <u>TECNOLOGIA Y AMPLIACION DEL MERCADO</u>	62
5.1 TECNOLOGIA DESARROLLADA	62
5.2 AMPLIACION DEL MERCADO INTERNO	71
5.3 POSIBILIDADES DE MERCADO EXTERNO	81

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES SOBRE EL ACTUAL SISTEMA TARIFA- RIO.....	83
6.2 RECOMENDACIONES	87

INDICE DE ANEXOS

	Págs.
Nº 1 VIDA UTIL Y PORCENTAJES DE DEPRECIACION PARA - LOS BIENES E INSTALACIONES ELECTRICAS	90
Nº 2 FORMA DE REGISTRO CONTABLES	101
Nº 3 GRAFICO DE LA INCIDENCIA DE LOS COSTOS DEL SER- VICIO EN LA TARIFA ELECTRICA Y TARIFA REAL	109
Nº 3A COMPOSICION DEL COSTO POR KWh Y PROYECCION A 1990	110
Nº 3B EVOLUCION DE RESULTADOS OPERATIVOS 1980-1986...	112
Nº 4 POBLACION Y SU DISTRIBUCION POR INGRESO	114
Nº 5 RESULTADOS DE OPERACION DEL S.N.I. AÑO 1986 ...	115
Nº 6 INDICADORES ECONOMICOS CON BASE 1979 PERIODO -- 1980-1987	117
Nº 7 DISTRIBUCION DE LA POBLACION POR REGIONES	118
Nº 8 DEMANDA DE SERVICIO DE INFRAESTRUCTURA A 1984..	119
Nº 9 PRINCIPALES CARACTERISTICAS TECNICAS DE LAS - CENTRALES GENERADORAS EN OPERACION A DIC.1986..	121
Nº 10 ACTIVOS EN OPERACION 1985-1990.....	126
Nº 10A BASE TARIFARIA O PROMEDIO DE CAPITAL NETO INVER- TIDO 1985-1990.....	127
Nº 10B DETERMINACION DEL COSTO MEDIO POR KW CON RENTA- BILIDAD DEL 8.5%.....	128
Nº 11 PRECIO MEDIO DE VENTA A EMPRESAS DISTRIBUIDO- RAS S/.KWh 1985-1986	129
Nº 11A VENTAS POR EMPRESAS 1985-1986	130
Nº 12 EVOLUCION DE LOS PRECIOS MEDIOS 1980-1986 NOMI- NAL Y REAL	131

INTRODUCCION

El sector de la energía eléctrica del país, se encuentra - organizado alrededor del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) organismo que viene ejecutando las funciones de planificación, construcción de proyectos, generación y transmisión de Electricidad.

INECEL vende la energía producida a empresas de distribución, en las cuales tiene la mayoría de acciones y ejerce su control, y a varios municipios, que distribuyen localmente la electricidad comprada a las regionales de INECEL.

En los últimos veinte y cinco años, el sector ha tenido - diferentes grados de desarrollo. A partir de 1961 hasta 1970, las empresas de servicio público de electricidad funcionaban - aisladas, independientes y el Instituto actuaba únicamente como organismo del Gobierno para regular la acción; no realizaba inversiones mayores por no contar con recursos monetarios suficientes.

En la siguiente década de 1970 - 1980, con el auge petrolero surgido en el país a partir de 1972, se otorga a INECEL - recursos suficientes, a través de las regalías petroleras. Se le da más jerarquía empresarial, con lo cual consolida el control sobre las regionales y al mismo tiempo, crecen abundantemente las inversiones en generación mediante la construcción - de los grandes proyectos hidroeléctricos y térmicos; en transmisión desarrolla el Sistema Nacional Interconectado, que distribuye energía a todo el país. Como reflejo de este apogeo - es que el consumo por habitante pasa de 110 Kwh en 1970 a 311 Kwh en 1980.

Durante el período 1981-1986, se produce el cambio sustan - cial de generación térmica a hidráulica; entran en funcionamiento las fases A y B del Proyecto Hidráulico Paute, pasando INECEL a ser el principal productor de energía eléctrica.

La recesión de 1982-1983, la de fines de 1986 y la fenomenología económica del presente año, han producido la reducción de los ingresos por ventas de petróleo y el deterioro del tipo de cambio de la moneda han producido el incremento en el volumen de la deuda externa.

El presente trabajo proyecta, en su primera parte, exponer las leyes vigentes para el sector eléctrico y para la determinación de la tarifa eléctrica en particular.

En la segunda parte establece la determinación del costo de la energía en sus diferentes fases de generación, transmisión y distribución, para llegar a definir el costo por Kw y finalmente señalar la tarifa eléctrica.

En la tercera parte, se enfoca el impacto que las variaciones tarifarias tienen en los diferentes estratos económico-sociales y algunas conclusiones económico-financieras resultantes de esta investigación.

GLOSARIO

CAPACIDAD INSTALADA O PO
TENCIA 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 del registro del fabricante.

CARGA MAXIMA O POTENCIA DE
CARGA (KW)

Es el valor más elevado de la carga durante un intervalo de tiempo determinado (ej. día, mes, año).

CENTRAL TERMICA (VAPOR, GAS
O COMBUSTION INTERNA)

Central en la cual es convertida en energía eléctrica la energía térmica producida por combustión.

CENTRAL HIDROELECTRICA

Central en la cual es convertida en energía eléctrica la energía hidráulica.

CURVA DE CARGA

Es la representación gráfica de la evolución de la carga en función del tiempo.

DEMANDA MAXIMA

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

DOSNI	Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado.
FACTOR DE CARGA	En su aceptación más simple, el factor de carga puede ser definido como la relación entre la carga media y la carga máxima. El valor de esta relación que puede expresarse en fracción decimal o en porcentaje no puede en ningún caso exceder el valor de 1 o del 100%.
FACTOR DE PLANTA	Relación entre la carga media de una planta y la capacidad nominal de la planta durante un tiempo determinado.
FACTOR DE POTENCIA	El factor de potencia indica el rendimiento con que se utiliza la capacidad eléctrica y los contratos de tarifas suelen 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 equivale a un millón de kilovatios.
GWh	Gigavatio-hora, equivale a un millón de kilovatios hora.
Kwh	Kilovatio-hora, medida de energía eléctrica equivalente a una

	potencia de 1 KW medido durante una hora.
KV	Kilovatio.
MW	Megavatio, equivalente a mil <u>ki</u> lovatios.
MWh	Megavatio-hora, equivalente a - mil kilovatios-hora.
POTENCIA FIRME	Potencia o capacidad de producción disponible en todo momento durante el período cubierto por un compromiso o contrato, <u>inclu</u> so bajo condiciones adversas.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
V	Voltio.
W	Vatio.
TARIFA	Sistema completo de precios en virtud del cual INECEL y las <u>em</u> presas establecen las facturas que han de cobrarse a los <u>usua</u> rios. Una tarifa comprende diferentes modalidades de <u>factura</u> ción.
TARIFA BINOMIA	Forma de facturación de la <u>elec</u> tricidad en la que se aplican - dos términos: uno proporcional a la potencia requerida del <u>usua</u> rio y otro, proporcional a su - consumo de energía.

CAPITULO I

1. BASE JURIDICA Y POLITICA ACTUAL

1.1 NORMAS CONSTITUCIONALES

La Constitución de la República del Ecuador, al establecer las disposiciones que regulan la economía del país, considera por una parte que los sectores más importantes deben responder a los principios de eficiencia y justicia social, para proporcionar a los habitantes sin discriminación alguna, una estructura digna, brindando a todos iguales derechos y oportunidades de utilizar los medios de producción y consumo de que dispone el país, con el fin de lograr el mejoramiento y progreso integral; por otra parte, que el sector público está formado por empresas que se dedican a la explotación económica de las áreas reservadas exclusivamente al Estado. La electricidad obedece a esta concepción por ser uno de los servicios comunitarios fundamentales desde el punto social y económico.

1.2 LEY DE ELECTRIFICACION

Entre los años 1940 a 1960. la provisión de servicios de energía eléctrica estuvo a cargo de los Municipios, quienes dirigen su acción al área geográfica de su jurisdicción normados por la "Ley de Régimen Municipal". El carácter aislado e inconexo de la organización Municipal, la falta de planificación en la electrificación, no permitió su mejoramiento y expansión, ahondada esta circunstancia por la carencia de recursos financieros y humanos dedicados a esta actividad, que, permitían un desarrollo técnico global.

Bajo este contexto, el Estado ecuatoriano decide orientar y fortalecer el sector hacia un alcance nacional, para lograr este objetivo, emite el 23 de Mayo de 1961 la Ley de Emergencia N° 24 que contiene la "Ley Básica de Electrificación", mediante la cual se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrifi

cación (INECEL), como organismo encargado de ejecutar la política de electrificación integral del país, se comienza 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.

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

En concordancia a la legislación conformada, las funciones que le corresponden cumplir se resumen en:

"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.

Explotar 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, actuará a través del Ministerio de Energía y Minas, del Instituto Ecuatoriano de Electrificación y del Ministerio de Defensa Nacional en lo concerniente a Seguridad Nacional." (*)

Desde que se expidió esta Ley, se han dictado varios reglamentos y decretos que cumplen el papel de aclaratorios, - sustitutivos o modificatorios de algunos artículos de la base legal existente, acorde con los campos que se deben modernizar en relación a la evolución de necesidades; con este fin, se establecen normas que le amplían la Estructura Orgánica y Funcional de INECEL.

En la fijación de tarifas las modificaciones especifican qué costos debe cubrir.

(*) Ley Básica de Electrificación

Para darle una mayor solidez de dirección y control, se le faculta a INECEL adquirir acciones y hacer aportes de capital en las empresas eléctricas, fusionando las entidades que suministran energía, de tal manera de conformar las empresas - eléctricas regionales, que cubran áreas de servicio en cada provincia.

El trabajador eléctrico, adquiere el carácter participativo en las decisiones del Instituto, al tomársele en cuenta, a través de un trabajador de las empresas eléctricas en el Directorio.

El sector eléctrico recibe el respaldo gubernamental, mediante el otorgamiento de garantías sobre créditos externos - contratados para llevar a cabo grandes inversiones a nivel nacional e inversiones mayores en las empresas eléctricas cuando INECEL es accionista de por lo menos el 50% del capital social.

Para normalizar el pago de los servicios de energía - eléctrica recibida a través del Sistema Nacional Interconectado por generación y transmisión, de cualquier sistema eléctrico; y el pago de las cuotas de amortización e intereses de préstamos, se expide un reglamento de alcance nacional.

En Agosto de 1985, asume el Directorio la máxima atribución de dirección de INECEL, el mismo que queda conformado - por:

Ministro de Energía y Minas, quien lo presidirá.

Ministro de Finanzas o su delegado.

Ministro de Industrias y Comercio o su delegado.

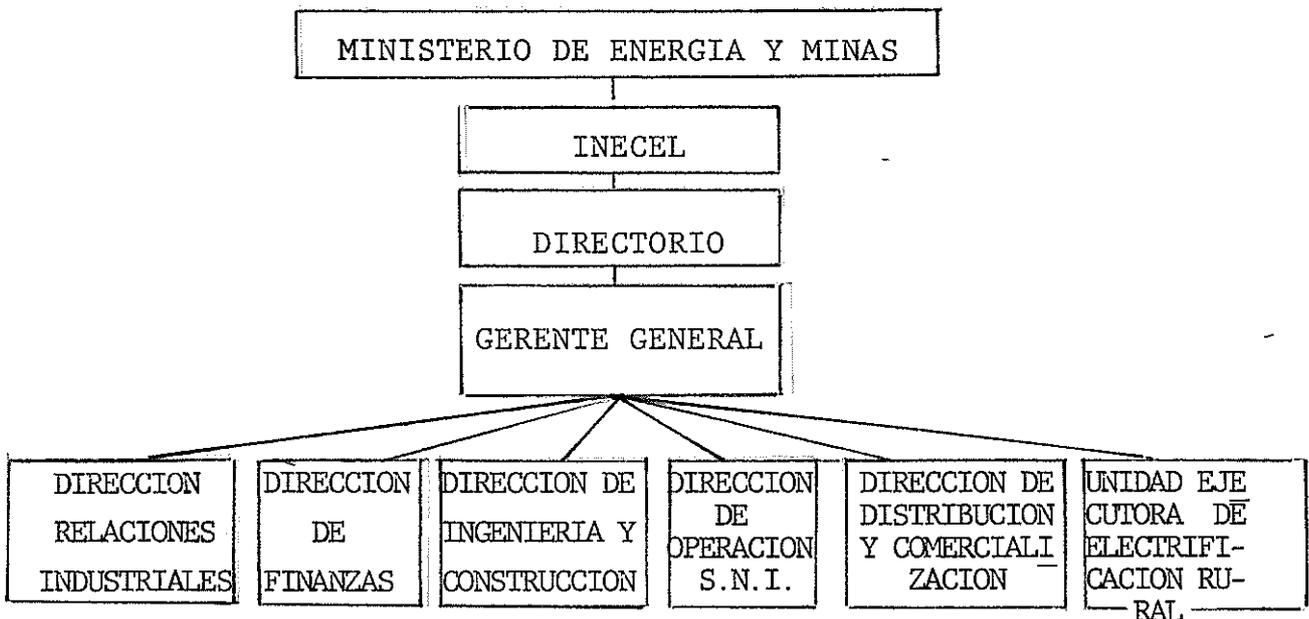
Presidente del CONADE.

Jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas o su delegado.

Un representante por los trabajadores de las Empresas Eléctricas del país.

Un representante por los Colegios de Ingenieros Eléctricos del país.

ESTRUCTURA ORGANICA FUNCIONAL DEL INSTITUTO



El Directorio tiene capacidad para autorizar inversiones, contratación de servicios, concesión de préstamos y más operaciones financieras menores al 3 por mil del presupuesto de INECEL, autonomía financiera en operaciones inferiores a S/. -- 1'000.000,00.

Con el fin de acelerar los procesos de electrificación, se regula que todo contrato de obra, servicios y adquisición de bienes, se sujete a la Ley de Licitaciones, exceptuándose de esta disposición sólo los casos de emergencia. Los con-

tratos de determinación de áreas de servicio eléctrico, deben ser aprobados por el Directorio, para que pueda ser suscrito por el Ministro de Energía y Minas.

Al Directorio le corresponde entre sus funciones, aprobar las tarifas para los servicios de energía eléctrica que deben cubrir los costos directos de operación y mantenimiento, cuotas de depreciación y rentabilidad para alcanzar la expansión del subsector eléctrico, porcentaje que se determina anualmente en el primer trimestre del año.

Parte fundamental de la legislación eléctrica constituye la "Ley de Tarifas Eléctricas" y su Reglamento, por ello será objeto de un tratamiento específico en este trabajo.

Además, el Estado conciente de que debe velar por el bienestar de futuras generaciones, de que los hidrocarburos y demás minerales constituyen recursos naturales no renovables, promueve e incentiva el ahorro de hidrocarburos y el aprovechamiento de recursos energéticos no convencionales, entre otros, los de origen solar, geotérmico, eólico, hídrico, para la producción de energía eléctrica, mediante la expedición de la "Ley de Fomento de Energía no Convencionales" y su Reglamento de aplicación, por Ley Nº 86 de Marzo 24 y Decreto Nº 1641 de Marzo 30 de 1982, respectivamente.

Complementariamente también hay un conjunto de leyes que sin embargo de incidir indirectamente en muchos casos, son determinantes en cuanto a la magnitud del costo, oportunidad de realización de una obra y en la fijación de la tarifa aplicada a los consumidores, estas son: Ley de Régimen Monetario, Regulaciones de Junta Monetaria, Ley de Hidrocarburos, Ley de Licitaciones, Ley de Aduanas, etc.

1.3 DISPOSICIONES LEGALES PARA LA FIJACION DE TARIFAS

De conformidad con el Art. 12, literal d) de la Ley -

Básica de Electrificación, el Directorio de INECEL aprueba las tarifas de los servicios de energía eléctrica, tratando que ellos cubran: costos directos de operación y mantenimiento, costos de depreciación y una adecuada rentabilidad que le permita continuar con las inversiones futuras, para hacer factible este objetivo.

El Directorio de INECEL por Resolución N° 039 de Febrero de 1983, adopta la política tarifaria a ser aplicada en el sector eléctrico que en términos generales contiene los siguientes lineamientos:

- Los precios medios de venta, deberán cubrir los costos de producción del servicio, más la necesaria contribución a la inversión que le permita la expansión del sector de acuerdo a la demanda.

- Determina una estructura tarifaria única a nivel de país, dando un mismo tratamiento al sector rural y al sector urbano, además es único el pliego tarifario que se aplican a las ventas en bloque del Sistema Nacional Interconectado.

- Establece un trato preferencial para los consumidores de bajos recursos económicos.

- Promueve la utilización óptima de los recursos energéticos renovables disponibles.

- Mediante los incentivos contenidos en las tarifas, promueve el consumo de energía en horas de menor demanda, buscando abaratar el precio del consumidor.

- Permite reajustes de tarifas en función del incremento de costos.

- Las tarifas se fijan bajo el concepto de una eficiente gestión empresarial.

Una vez definida la política se expidió el Reglamento

de Tarifas por Decreto N° 2310, para dar normas específicas, a las cuales deberán sujetarse todas las unidades que suministran energía eléctrica, considerando la premisa básica de que la energía eléctrica es un servicio de utilidad pública y de interés nacional.

Con el fin de unificar la información en este campo, las empresas realizan su contabilidad en función del Sistema Uniforme de Cuentas, los inventarios y avalúos de los bienes afectos al servicio eléctrico, bajo las normas y criterios que les apruebe el Directorio de INECEL, además de mantener actualizado el registro de unidades de propiedad incorporadas o retiradas del servicio eléctrico.

Se estandariza el detalle de los elementos que sirven para la determinación de costos del servicio eléctrico, que se ha de considerar como rentabilidad.

La aprobación de las tarifas la hará el Directorio del Instituto, y los reajustes o nuevos pliegos tarifarios lo pueden realizar las empresas, las mismas que quedan sujetas al análisis de INECEL y a la aprobación del Directorio para su aplicación.

La parte fundamental, contiene la reglamentación para la determinación de los costos del servicio considerando los conceptos de:

Ingresos de Explotación.- Los ingresos que perciben INECEL o las empresas eléctricas por la venta de energía, por arriendos y ajustes tarifarios vigentes, contratos de suministros especiales y demás que tengan relación con la actividad.

Gastos de Explotación.- Dados por sueldos de empleados y obreros, beneficios sociales, combustibles y lubricantes utilizados para la generación, potencia y energía comprada a terceros, materiales y repuestos utilizados en operación y man

tenimiento, dirección y asesoría técnica, gravámenes y gastos - generales donde se incluyen los gastos administrativos.

Costos del Servicio.- Compuestos por los gastos de explotación, dotación anual de reservas para depreciación, seguros por riesgos de bienes y la rentabilidad anual.

Rentabilidad Anual.- Rentabilidad a la que tienen derecho las empresas eléctricas para obtener una adecuada contribución a la inversión, porcentaje que anualmente y para cada empresa determina INECEL dentro del primer trimestre del año. Es la razón entre ganancias netas de explotación del ejercicio y - el promedio del capital neto invertido.

Contribución a la Inversión.- Es la suma de las ganancias netas de explotación más la dotación anual de reservas para depreciación y deducido 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.

Capital Neto Invertido.- Para cualquier año, comprende la suma del valor revaluado de los bienes físicos: obras, - instalaciones, muebles e inmuebles afectos al servicio eléctrico, el valor revaluado de los bienes intangibles, el capital de trabajo de explotación constituido por dos veces el promedio - mensual de los gastos directos de operación y mantenimiento deducido la reserva para depreciación revaluada a costo de reposición de los bienes y el promedio del capital neto invertido.

Revalorización de Bienes.- Se realizan mediante inventario y avalúo, con una frecuencia de cada 5 años, en base al - análisis respectivo al mismo que también realizara la parte para reserva por depreciaciones.

Reserva para Depreciaciones.- Deberá reintegrar el capital invertido en bienes perecederos, por desgaste, por adelanutos técnicos o por sustitución por el adelanto de la demanda. - La actualización se realiza en base a porcentajes de depreciaución analizados y autorizados por el Directorio de INECCEL (A-unexo 1).

Clasificación permitida para las clases de servicio:

Residencial, comercial, industrial, alumbrado público, entidades oficiales, entidades de asistencia social y de benefiucio público y otros dentro del cual está bombeo para agua potauble y para riego.

Finalmente se concluye enfatizando en las responsabiulidades que existen y se determinan para hacer cumplir las tariufas aprobadas vigentes y la posibilidad de reclamo de los usuaurios ante el Director Comercial de la respectiva empresa.

1.4 DEFINICION Y TIPOS DE TARIFAS

1. Definición

En términos generales la tarifa se define como - un pago a un servicio público, en electricidad la tarifa es simiular al precio por un Kwh consumido.

La tarifa se le considera como un pago, de una parte fija y otra variable, cuya proporcionalidad actúa de conformiudad a la cantidad de servicio consumido, en esta última concepcución va implícito el concepto de marginal, por cada unidad de - Kwh de servicio cuánto adicional hay que gastar?

2. Tipos de Tarifas Eléctricas

a) Tarifa Plana.- Consiste en un pago fijo por - una carga conectada, no hay cargo por la enerugía consumida.

Esta tarifa suele ser 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 watios consumidos.

- b) Tarifa Lineal.- Cobra un determinado precio - por cada Kw/h de energía consumido.
- c) Tarifa Escalonada.- Establece el cobro en base a escalones de consumo, a las cuales les - va fijado precios por Kw/h 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 Kw/h suministrados. En otros términos el componente fijo proviene de la financiación y operación del equipo necesario, para la generación y distribución de la energía eléctrica, determinada en última instancia por la capacidad en Kw - de los equipos.

1.5 CONFORMACION DEL SUBSECTOR ELECTRICO

1. Organismos productores de Energía (Aspecto Organizativo)

Estos que tienen que ver con la gestión, participan en la construcción, producción y distribución de la electricidad, al mismo tiempo ejecutan la política emanada por el Gobierno sobre este campo.

a) Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL)

Organismos que en la función de planificador, concibe las obras que se deben realizar a corto, mediano y largo plazos para cubrir la demanda interna. Como empresa de generación, construye los grandes proyectos hidráulicos y térmicos de alcance nacional: las líneas de transmisión, interconectado el territorio mediante el anillo de 230 Kv del Sistema Nacional Interconectado. Como empresa de comercialización, vende la - - energía generada en bloque a las empresas regionales y locales y a los sistemas menores, sobre éstos últimos ejerce control al ser el mayor accionista.

b) Empresas Eléctricas Regionales

El Art. 30 de la Ley Básica de Electrificación dispone la necesidad de integrar a los organismos productores de energía como: empresas, cooperativas, municipios y - - otros productores aislados, en empresas regionales con el propósito de que su planificación y producción alcance a áreas cada vez mayores. El Plan Maestro de Electrificación es elaborado bajo esta concepción.

El principio de integración se logró con la adquisición de acciones por parte de INECEL. Este sistema de empresas distribuye la energía de su propia generación, más la comprada en bloque a INECEL. (Anexo N° 10).

Uno de los principales objetivos de esta integración es el de realizar obras de magnitud nacional, situación que las empresas como entes dependientes no están en capacidad de realizar, debido a las grandes inversiones y técnicas que demanda el subsector.

A la fecha, se hallan integradas las siguientes:

Empresa Eléctrica Regional de Norte (EMELNORTE)
Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.
Empresa Eléctrica Regional de Sur S.A.
Empresa Eléctrica Regional Manabí (EMELMANABI)
Empresa Eléctrica Regional Guayas - Los Ríos (EMELGUR)
Empresa Eléctrica Regional El Oro (EMELORO)

c) Empresas Eléctricas Locales

Entidades del sector privado, constituidas en sociedades anónimas, bajo el control de la Superintendencia de Compañías y también reguladas por el Art. 31, literal m) de la Ley Básica de Electrificación. Deben cumplir con los reglamentos, normas y disposiciones dictadas por el Directorio de INECEL. Al presentar esta dualidad se podría interpretar que son empresas privadas controladas directamente por el Gobierno.

En cuanto a su capital, éste está formado con aportaciones de los Concejos Municipales, Consejos Provinciales e INECEL.

Existen al momento, las que a continuación se detallan:

Empresa Eléctrica Quito S.A.
Empresa Eléctrica Ambato S.A.
Empresa Eléctrica Riobamba S.A.
Empresa Eléctrica Bolívar S.A.
Empresa Eléctrica Azogues S.A.
Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.
Empresa Eléctrica Milagro C.A.
Empresa Eléctrica Santa Elena C.A.
Empresa Eléctrica Los Ríos S.A.
Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPEOSA)
* Empresa Eléctrica del Ecuador (EMELEC)

* Actualmente es la única empresa que tiene capital extranjero, en base a la conexión otorgada en 1925 con la duración de 60 años.

d) Cooperativa Eléctrica Santo Domingo

Es la única cooperativa y funciona bajo la administración de INECEL.

e) Sistemas Menores

Están constituidos básicamente en las áreas de menor desarrollo para integrarles al sistema eléctrico. Constituyen departamentos eléctricos, administrados y operados por los municipios. Para mantener estos sistemas, INECEL es el mayor aportador de equipos, asistencia técnica, materias y repuestos.

Sistema Eléctrico Zona Oriental

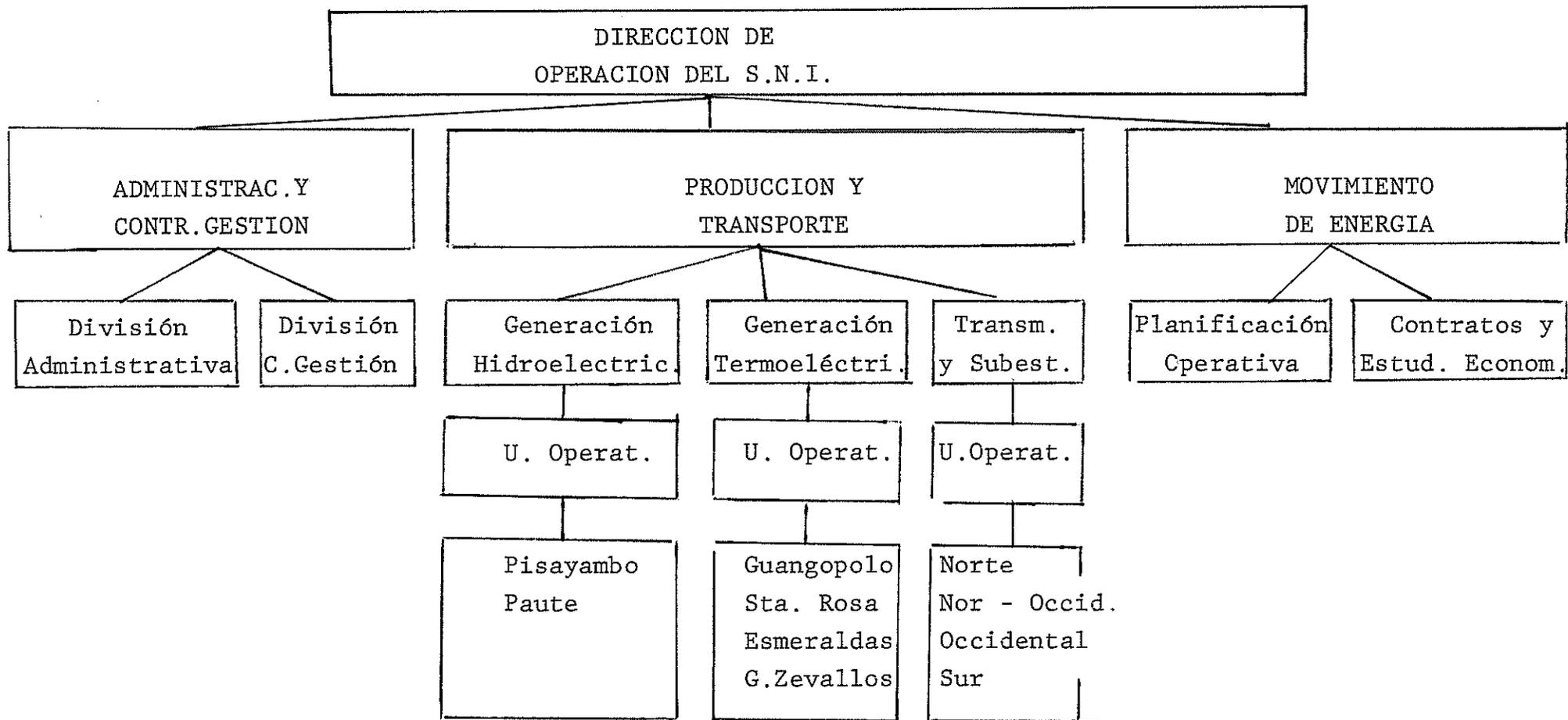
Sistema Eléctrico Archipiélago de Galápagos

f) Sistemas de Autoconsumo

Reune el conjunto de industrias particulares que generan y consumen su energía, ello ocurre porque en algunos sitios no estaba disponible esa energía, en la actualidad con el desarrollo del Sistema Nacional Interconectado, les es más rentable al incorporarse al Sistema que generan independientemente, por el costo del combustible (bunker C, diesel). Entre las empresas de autoconsumo se encuentran en especial los productos de cemento Rocafuerte, Guapán, Chimborazo y Selva Alegre.

INECEL para llevar a cabo las funciones de operación, mantenimiento y administración del conjunto mencionado y de su comercialización crea la Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado (DOSNI).

ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL DE LA DIRECCION DE
OPERACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO



CAPITULO II

2. COSTOS Y TARIFAS DEL SERVICIO ELECTRICO

2.1 FACTORES QUE AFECTAN AL COSTO DE PRODUCCION

Las tarifas eléctricas están directamente relacionadas con distintas causas que afectan en más o menos al costo de producción del Kwh, y por tanto a su precio. Entre los factores que determinan variaciones constan: el período de utilización de la energía: verano o invierno; las horas de mayor consumo, fuera o dentro de las horas "pico"; el voltaje al que se utiliza la energía baja, media o alta tensión; el tipo de producción o generación: hidroeléctrica o térmica; la ubicación de los centros de producción de energía frente a los usuarios; la posibilidad de dotar de electricidad no es lo mismo, proveer a la ciudad es menos costosa que hacerlo para el área rural, - pues en este caso los centros de consumo se hallan dispersos, - encareciendo por ello el sistema de distribución a la par la - rentabilidad y consumo del servicio en el área rural es infe- - rior al de las urbes o centros poblados.

2.2 SISTEMA UNIFORME DE CUENTAS

Instrumento administrativo contable creado por el INE CEL, que utilizando un "Código de Cuentas" permite dar uniformi-dad y regular las transacciones de la misma naturaleza, en base a principios contables de aceptación general, llegando a la acu-mulación sistemática de valores que corresponden a la clasifica-ción formada. Llega no sólo a establecer un sistema contable, - sino además proporciona normas de carácter administrativo y le-gales, de aplicación exclusiva para el sector eléctrico, su nor-ma es obligatoria para todas las empresas eléctricas y organis-mos de este sector.

Los beneficios que genera son evidentes; permite: la interpretación de la información económica financiera; la utili-

zación de terminología uniforme entre los organismos que se ocupan de las mismas actividades; la producción de resultados financieros homogéneos; y el disponer de información comparable; además facilita el acumular resultados para llegar al Balance Eléctrico.

Sin embargo, el Sistema Uniforme de Cuentas, no da procedimientos o normas de registros contables, dejando de esta manera en plena libertad a la Empresa u Organismo Eléctrico para que estructure su propio sistema contable, de conformidad a sus necesidades, cantidad y complejidad de transacciones, considerando puntualmente los lineamientos de codificación detallados en el Anexo N° 2.

La relación Presupuesto y Contabilidad, no es mediante un sistema Integrado; son individuales, mientras la Contabilidad se rige por el Sistema Uniforme de Cuentas, el Presupuesto se clasifica bajo la nomenclatura de cuentas dadas en forma general por parte del sector público, "Clasificador de Gastos del Sector Público", de allí que las aplicaciones de las transacciones se las efectúa separadamente.

La clasificación que el Sistema Uniforme de Cuentas realiza para efectuar la agrupación de sus transacciones, está basada en las etapas operativas o de proceso de un sistema eléctrico: generación, transmisión y distribución; además, para completar el procedimiento de operación del Sistema y la identificación de los bienes que integran el mismo, continúa con las siguientes etapas: servicios de consumidores, comercialización y administración. Asignará a cada una de ellas los códigos correspondientes y el proceso de registro contable se realiza mediante los siguientes pasos:

- a) Transacciones financieras; representan un intercambio de bienes o servicios por un valor reconocido. Este evento exige un asiento en los registros contables así: venta de energía (facturación); pago de haberes al personal en cual

quier mes (rol); egresos de materiales de bodega (informe); y, deberán estar respaldados por documentos legales, administrativo (autorización), autenticidad y de propiedad.

- b) Codificación, está constituida por números análogos que reemplazan a la nomenclatura o literatura.
- c) El conjunto de asientos contables clasificados y codificados, constituyen el Libro Diario.
- d) Cuando se resume en cuentas específicas, todas las transacciones de la misma naturaleza se forma el Libro Mayor, que constituye el primer nivel de información contable disponible.
- e) Finalmente se realizan los informes que dan a conocer los resultados de una gestión técnico-administrativa a una fecha o período determinado originándose así los siguientes reportes: Balance de Sistematización, Estado de Resultados, Fuente y Uso de Fondos y Estado de Patrimonio.

INECEL elabora su contabilidad de Institución mediante el Sistema de Contabilidad por unidades Administrativas, de acuerdo a la estructura orgánico funcional expuesta en el Capítulo 1, los resultados de cada grupo de trabajo se consolida para la presentación de Estados Financieros. Como una unidad de producción del servicio trabaja la Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado (DOSNI), generando la contabilidad de los sistemas en operación, origen de los costos eléctricos, que son parte del fundamento en la determinación de tarifas a nivel de INECEL. De allí que en lo posterior este trabajo, se centralizará en la gestión de esta Dirección para la determinación de la tarifa de INECEL, en sus ventas de energía en bloque.

2.3 ELEMENTOS PARA EL COSTO DEL SERVICIO ELECTRICO

El rubro de costo, en la definición de las tarifas -

eléctricas tienen un papel importante y decisivo, de allí que el análisis enfoca desde varios puntos de vista; partiendo desde un juicio general hasta llegar a determinar su conformación por conceptos, etapas funcionales; y, de acuerdo a su incidencia en fijos y variables.

Habitualmente los costos del servicio eléctrico están formados por costos de operación, relacionados con la explotación, mantenimiento y conservación de la potencia instalada actual, de conformidad a las inversiones realizadas; y por costos de expansión del sistema, vinculados con los coeficientes de rentabilidad que permitan satisfacer los niveles de demanda futura. Estos últimos tienen un carácter un tanto político, dependen de los coeficientes de crecimiento que le faculte el estado para la expansión de obras a mediano y largo plazo.

Refiriéndonos a los costos de operación, INECEL a través del Sistema Uniforme de Cuentas y el Reglamento de Tarifas clasifica estos costos considerando las gestiones de: generación, transmisión y distribución hasta voltajes iguales o superiores a 138 Kv. y las subestaciones de elevación y reducción, utilizando codificación por Mayor, por etapa funcional, por Centro de Costos y por concepto de Gastos en:

Generación: Hidroeléctrica
A vapor
Transmisión: Líneas
Subestaciones de elevación
Subestaciones de reducción

En esta clasificación del costo por etapas, se añaden los cargos de bodegas, supervisión administrativa y de ingeniería, operación y mantenimiento. A las unidades operativas también se les asigna los gastos por concepto del costo, definidos como:

Mano de Obra, incluye: sueldos, salarios y beneficios sociales

del personal técnico, administrativo y los demás que laboran en la Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado y sus unidades operativas.

Materiales y Repuestos: Valores cuantificados mensualmente por los bodegueros y contabilidad.

Combustibles y Lubricantes: Consumo de bunker, diesel y kérex en las unidades de generación termoeléctrica, valorizado el costo original de adquisición, incluye inspección y transporte hasta el lugar de almacenamiento, además del costo de lubricantes y seguros de transporte.

Depreciación: Corresponden a las cuotas anuales de depreciación de los activos fijos que intervienen en la explotación, y sus coeficientes se regulan por el Sistema Uniforme de Cuentas. (Anexo 1).

Gastos Varios: Agrupa diversos gastos entre ellos: compra de energía para la reventa en el caso de INECEL, adquiere energía de otras empresas eléctricas para aprovechar excedentes de generación hidráulica. Ejemplo: ha comprado excedentes de la Empresa Eléctrica Riobamba.

Otros Gastos Generales: Seguros, agua, luz, teléfono, transporte, arrendamientos, etc.

Financieros: Cancelación de los intereses por concepto de créditos recibidos tanto internos como externos que sirvieron para la construcción de las instalaciones de las unidades operativas y comisiones bancarias, comisiones de compromiso, etc.

Agrupación que permite valorar su incidencia, tanto en el costo del año, como su variación a través del tiempo, como podemos observar en el cuadro siguiente:

CONCEPTOS DE COSTO DEL S.N.I.

Consolidado Generación - Transmisión - Distribución
Años 1980 - 1986
Millones de Sucres

<u>CONCEPTO DEL COSTO:</u>	<u>1980*</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>
1. Mano de Obra	112	188	250	250	292	409	781
	19%						5%
2. Combustibles/Lubricantes	110	487	693	763	308	856	820
	19%						5%
3. Materiales/Repuestos	19	19	28	87	48	141	186
	3%						1%
4. Seguros/Otros Gastos	68	115	216	219	278	726	1.041
	11%						7%
Gastos de Explotación	309	809	1.187	1.361	1.043	2.187	2.828
5. Depreciación	131	306	383	861	3.254	3.297	5.151
	22%						32%
6. Financieros	154	204	438	691	2.995	3.898	7.922
	26%						50%
Costo del Servicio sin Expansión	594	1.319	2.008	2.913	7.222	9.382	15.901
	100%						100%
Energía Facturada Gwh	1.054	1.211	1.676	2.143	2.730	8.073	3.486
Costo Medio Kwh Facturado	0,56	1,09	1,20	1,36	2,65	3,05	4,56

* Año Base FUENTE: BALANCES INECEL. ELABORACION: AITOR

Comparando los dos años extremos del período, la inci-
dencia de la mano de obra a nivel de costo anual ha bajado de -
una relación del 19% al 5%, como consecuencia de la magnitud en
el incremento de inversiones para 1986, igual comportamiento -
tiene el rubro de combustibles y lubricantes.

Los gastos por depreciaciones e interés de la deuda, -
reflejan la incidencia de la inversión de las mayores inversio-
nes realizadas entre la estructura inicial de 1980 a la de 1986,
ahondada esta situación por un notable crecimiento de estos dos
rubros que recibe directamente el impacto de devaluaciones que
aparece en 1986 pasando de una relación del 22% al 32% y de 26%
al 50%, respectivamente.

La evolución misma de los costos de explotación en el
período considerado, muestra un notable crecimiento a nivel to-
tal y en particular por cada uno de sus componentes; el rubro -
mano de obra se ha elevado en siete veces en el año 1986 con re-
lación a 1980, debiéndose este comportamiento a más de causas -
naturales, al incremento de personal que fue indispensable in-
corporar sea técnico, administrativo y obrero por la entrada en
funcionamiento de nuevos proyectos, a los incrementos del pre-
cio de la mano de obra a todos los niveles, como consecuencia -
de las seis subidas del salario mínimo vital, pasando de S/---
4.000 a 10.000 en este período.

Los combustibles y lubricantes utilizados para la ope-
ración misma y para su mantenimiento se han incrementado en 7,5
veces, básicamente como resultado del incremento del precio de
los combustibles, ya que su consumo se ha reducido, pasando de
generación térmica e hidráulica a fines de 1986 a una relación
del 48% y 52%, respectivamente.

La depreciación ha crecido en 39 veces, esto como -
consecuencia de la incorporación de nuevos activos fijos y la -
revalorización de los existentes que de 4.033 millones en 1980
pasan a 147.320 en 1986.

Gastos Financieros es el rubro que más impacto ha su-

frido en esta evolución, habiendo crecido 51 veces, debido a - varias causas entre ellas el hecho de que las obras sobre todo los proyectos hidráulicos son de alto costo en sí y además todo su equipamiento es importado, ocasionando que ellas se efectúen en base a créditos sobre todo externos, que deben ser cancelados en divisas, afectando las continuas devaluaciones y - además que los intereses al concluir el período de construcción, termina el período de gracia y sube la tasa misma de interés.

Resultado de las variaciones anotadas, en el costo de producción hacen que el costo unitario por Kwh de energía facturada, también crezca en alrededor de 9 veces en este período.

Los costos también pueden agrupárseles de acuerdo a - sus etapas funcionales y costos de servicio, supervisión y administración, operación, mantenimiento y depreciación, con el objeto de determinar los costos propios o directos y los que - inciden indirectamente como las transferencias de gastos generales de la propia unidad administrativa que efectúa el trabajo, llegando de esta manera a cuantificarse los costos por undad operativa.

Para establecer la incidencia que cada uno de los costos antes descritos tiene en la producción misma de energía se reagrupan en fijos y variables.

Costos Fijos.- Están asociados con la estructura básica de producción por mano de obra, materiales, gastos directos e indirectos y depreciación, son costos dependientes de la instalación dispuesta para el servicio, y no del grado de utilización que a ello se le dé. Se puede asimilar a la potencia instalada medida en Kw, durante un período de tiempo, también denomina costos por demanda.

Costos Variables.- Dependen de la forma como los usuarios utilicen la energía, es cambiante en el transcurso del -

día, de los meses del año, de la ubicación del consumidor y pueden asimilarse al costo por energía Kwh, agrupa gastos por combustibles, lubricantes, repuestos, etc.

COSTOS DE EXPLOTACION POR SU INCIDENCIA
AÑOS 1980 - 1986

Millones de Sucres

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Costos Fijos	429	744	1.154	1.966	6.773	7.968	14.287
Costos Variables	<u>165</u>	<u>575</u>	<u>854</u>	<u>947</u>	<u>449</u>	<u>1.414</u>	<u>1.614</u>
T O T A L	594	1.319	2.008	2.913	7.222	9.382	15.901

FUENTE: DOSNI

ELABORACION: AUTOR

En el período el rubro que más incide en los Gastos Fijos, es el de depreciación y financieros, por estar directamente vinculados con el crecimiento de las inversiones de activos en operación. En los Gastos Variables el rubro de combustibles y lubricantes han crecido más que por su cantidad por los aumentos en los precios.

2.4 FORMAS DE DETERMINAR LAS TARIFAS ELECTRICAS

En la determinación de las tarifas o sea en la fijación del precio al que debe venderse la energía eléctrica, se consideran la incidencia de factores tales como la forma de obtención de la energía: hidráulica, térmica, la mayor o menor participación de cada una de ellas en el sistema de producción se reflejan en los costos, en las necesidades de inversión, en el tiempo en que estaría disponible la oferta de electricidad; de su forma de almacenamiento, si bien el producto final la electricidad no puede ser almacenada, sin embargo para tener -

disponibilidad suficiente de agua, que va a servir para generar electricidad, en el caso de los hidráulicos, se requiere incrementar la infraestructura de reservorios, afectando directamente al monto de inversiones que van a ser necesarias; otro factor es quien va a utilizar la energía final, alumbrado doméstico, la industria, un centro urbano o un centro rural que está totalmente aislado, en qué tiempo se planifica la terminación, construcción y puesta en operación de un proyecto. En fin, son aspectos tanto actuales como futuros que deben ser incluidos en su fijación para que refleje los objetivos propuestos y para ello se divide el análisis en las siguientes etapas:

a) Etapa Preliminar.- Donde se realiza el estudio integral del Sistema Eléctrico existente que deberá reflejar las tarifas en función de las características actuales y los cambios que deben introducirse bajo la previsión de la evolución a futuro, en función de:

- El Análisis de las características de los consumos, definición de consumos, tipo de estructura y nivel.

- La estimación de la demanda en potencia y energía y análisis de su modulación diaria y estacional.

- La elaboración de un plan de desarrollo.

b) Etapa de Cálculos.- Utilizando la información obtenida en la etapa anterior, se realizan los cálculos de los siguientes componentes tarifarios:

- Componentes económicos:

Costos de producción para cada hora del año, simulando la gestión del sistema oferta-demanda y su agregación, en un número limitado de grupos hora-estación.

Costos de desarrollo, transmisión y distribución - en base a series estadísticas.

La construcción de una estructura tarifaria óptima es la que considera por nivel de tensión y por grupo horario los costos de desarrollo del Sistema Eléctrico y que se adapte a las características de los consumos de las centrales eléctricas existentes y de las proyectadas.

- Componente Financiero

Cálculo del promedio del precio por Kw/h que pueda satisfacer los objetivos y necesidades financieras de la empresa, considerando la rentabilidad a obtenerse a través de la tarifa.

c) Etapa de Síntesis.- En esta etapa se elabora la tarifa deseada, con los componentes económicos y financieros encontrados, y con la participación de los componentes políticos y sociales existentes.

Para llegar a la tarifa objetivo, es necesario elaborar una serie de tarifas de transición que sirven para pasar, progresivamente, de la tarifa inicial a la tarifa deseada dentro de un plazo, el cual depende de la amplitud de los cambios.

Además, debe quedar clara la idea que una buena tarifa debe reflejar la estructura de costos, en forma estable, por lo menos por cinco años; pero, dado que en un sistema en desarrollo la estructura de costos es cambiante, es necesario modificar periódicamente la tarifa en razón de la evolución de los costos, (variación de los precios de combustibles, interconexión de sistemas aislados, cambios en la estructura de los centros de producción, etc).

Como el nivel de la tarifa está también determinada -

en función de las necesidades de la Empresa y Organismo Eléctrico, es necesario realizar ajustes paulatinos todos los años, mediante fórmulas de ajuste automático respecto a los parámetros que tienen las variaciones más relevantes (mano de obra, combustible, materiales importados y otros).

Formas de determinar las tarifas:

- Mediante el enfoque contable, la recuperación de los activos se orienta en proporción a los costos del pasado, esta concepción implica que los recursos futuros sean tan baratos o caros como los históricos, produciendo subinversiones y sobreinversiones según sea el caso. Esta es la forma que se emplea en el país para la recuperación de activos, de allí que las tarifas sean tan bajas que no alcanzan a cubrir el total de los costos de depreciación (ver Anexo 3). El cuadro siguiente da un resumen numérico para expresar lo comentado:

Sistema Nacional Interconectado
Costos y tarifa promedio 1985-87
en miles de millones

	1985	1986	1987*
Gastos de Operación y Manten./			
Seguros	2.8	3.0	3.8
Depreciación	3.5	5.1	6.6
Financieros (intereses)	3.9	7.9	11.4
Préstamos (amortización)	<u>1.6</u>	<u>3.3</u>	<u>1.6</u>
I. COSTOS DEL SERVICIO EN S/.	11.8	19.3	23.4
II. ENERGÍA VENDIDA GWh	3.072	3.486	3.929
III. COSTO PROMEDIO DEL KwhS/.	3.84	5.54	5.96
IV. TARIFA MEDIA COBRADA POR KWh S/.	1.84	2.32	2.95

FUENTE: DOSNI-PLANIFICACION INECEL

* Estimación sujeta a ajustes.

La tarifa media cobrada por Kwh en los años presentados sólo cubren los gastos de operación y parte de la depreciación.

Para que no se produzca el desfinanciamiento actual deberá venderse la electricidad por lo menos al costo promedio del Kwh, punto en el cual la rentabilidad es cero, esto es a S/.5.54 Kwh en 1986 entonces el Sistema Eléctrico contaría con financiamiento para mantener el sistema actual no estaría en capacidad de realizar inversiones para la expansión y cubrir demandas futuras.

Para que la tarifa genere expansión del Sistema y en base al Reglamento de Tarifas tendrá que cubrir una rentabilidad.

Los elementos que deben considerarse para el cálculo de la rentabilidad:

- Ganancias Netas de Explotación, que son definidas para cualquier ejercicio financiero como "la diferencia entre el total de los ingresos de explotación por concepto de venta del servicio eléctrico, menos la suma de los gastos directos de explotación y la dotación anual a la reserva para depreciaciones correspondientes al mismo ejercicio".*

- Capital Neto Invertido, formado por la suma de: el valor revaluado a "Costos de Reposición" de los bienes físicos en operación (Anexo N° 10), incluyendo otras instalaciones e intereses durante la construcción y los bienes intangibles también revaluados a "Costos de Reposición". Más el capital de trabajo de explotación, considerando en dos veces el promedio mensual de los gastos directos de operación y mantenimiento.

Menos la reserva para depreciación revaluada a "Costos de Reposición" de los bienes de operación.

* Artículo 12 del Reglamento de Tarifas.

- Base Tarifaria o Promedio Aritmético del capital neto invertido entre el ejercicio analizado y el anterior.

Como la rentabilidad conceptualmente es la "Contribución a la Inversión", suma que permite alcanzar "Ganancias Netas en la Explotación", cubrir las "Reservas Anuales de Depreciación", deducido el "Servicio de la Deuda".

$$R = CI$$

$$CI = GNE_{Exp} + D_p - SD$$

Para 1986 se tendría: para el detalle ver (Anexos 3,3A,-3B).

$$CI = (8,09 - 3,0 - 5,1) + 5,1 - (7,9 + 3,3)$$

$$CI = -0,01 + 5,1 - 11,2$$

$$CI = -6,11$$

La contribución a la inversión negativa, está demostrando la permanente descapitalización al precio de S/.2,32 por Kwh.

Para el caso en que la tarifa cubra la rentabilidad mínima aceptable del 8,5%, se tendría la deducción siguiente:

$$\text{Rentabilidad} = \frac{\text{Ganancia Neta de Explotación}}{\text{Promedio del Capital Neto Invertido}}$$

(Anexo N° 13).

$$0,085 = \frac{3,48 p - (3,0 + 5,1)}{153,8} \quad (\text{Ver cuadro Costos y Tarifas Promedio año 1986}).$$

$$17,07 = 3,48 p - 8,1$$

$$21,17 = 3,48 p$$

$$p = 6,08 \text{ por Kwh para 1986}$$

P = precio o tarifa del Kwh

R = rentabilidad

CI = Contribución a la inversión

GNExp = Ganancia Neta de explotación

Dp = Depreciación

SD = Servicio de la deuda (capital más intereses)

Adicionalmente, con el objeto de hacer más gráfica la situación de las tarifas comentada que no cubren ni los costos del servicio, se presenta el Anexo N° 3.

En él se puede apreciar las tarifas vigentes, el desfinanciamiento que ocasionan y cuáles aproximadamente serían las tarifas requeridas para cubrir costos y expansión del Sistema.

- Utilizando como base los costos marginales a largo plazo, considera que los precios de la electricidad resultan en su punto final, de los costos marginales o montos pagados por los incrementos de consumo. Los costos de suministro aumentan si los consumidores que existen aumentan su demanda o si conectan nuevos suministros al sistema.

El costo marginal a largo plazo, permite utilizar mejor la capacidad instalada existente y evita inversiones adicionales para satisfacer demandas de punta, que tienen la particularidad de crecer rápidamente.

Como se comenta, el país usa la determinación contable para establecer la tarifa, sin embargo dado el alto desfinanciamiento producido en los últimos años, se están realizando nuevos estudios que permitan utilizar en la redefinición de la tarifa en base a los costos marginales, que tienden a estimar costos a futuro.

Bajo esta última definición se han llevado a cabo -

nuevos estudios en la determinación de tarifas, dando realce a las ventajas que conlleva su determinación.

El concepto de costo marginal, tiene las siguientes ventajas:

a) Es neutral.- Cada consumidor debe pagar lo que le cuesta producir al Sistema, dándole así a la tarifa un criterio de justicia.

b) Eficiencia.- Está dada por la forma misma en que se estructura la tarifa lo que permite establecer la calidad del servicio, dándole a la tarifa un criterio económico de aceptación.

d) Indiscriminación.- Da igual tratamiento a todos los clientes en función del consumo, convirtiéndose la tarifa en distribuidor energético por estratos económicos.

De las ventajas señaladas al costo marginal, se puede determinar cómo afecta al Sistema Eléctrico y al propio consumidor cualquier decisión política, económica y social que se adopte.

Desde el punto de vista técnico, la distribución del costo marginal permite definir alternativas de generación, transmisión y distribución, que afecten en menor grado al consumidor.

2.5 LA TARIFA Y EL FINANCIAMIENTO ELECTRICICO

En el mantenimiento y crecimiento del subsector eléctrico, el elemento que cobra vital importancia es el financiamiento; de él depende el programa de obras e inversiones que se puedan realizar, acorde con la realidad del país y los requerimientos del mercado.

Conceptuando el financiamiento desde la generación interna neta de fondos, suma de ingresos netos de operación más la reserva por depreciación anual y menos el servicio de la deuda (interés más amortización) ésta debe ser igual o mayor que cero para dar una situación de equilibrio; caso contrario, esta generación es insuficiente, produce desfinanciamiento en la medida que no cubre la deuda externa, por tanto no genera recursos de expansión del servicio eléctrico, aumenta la dependencia del crédito y aportes de capital.

Partiendo de las inversiones existentes, las necesidades futuras y la situación que reflejen los estados financieros del subsector, se evalúan los tópicos que intervienen en la determinación del financiamiento:

Activos.- La evolución que se prevea alcanzar en el futuro, influye tanto en la tarifa a ser aplicada como en la que conviene alcanzar en el corto, mediano y largo plazo.

Precios de los Combustibles.- Dada la importancia que este rubro tiene para la generación térmica, hace que sus variaciones en los precios afecten significativamente en los costos de producción.

Balance Energético.- Permite definir cómo se va a cubrir la demanda de energía, los distintos equipamientos necesarios en generación, transmisión a nivel de subestación principal de entrega del Sistema Nacional Interconectado, descontando los consumos propios de las centrales y las pérdidas por transmisión; lugar desde donde INECEL co

mercializa su generación, mediante un proceso de operación simulada que permite definir niveles de entrega de energía optimizada económicamente.

Gastos de Explotación.- Como se mencionó antes, están compuestos por gastos directos de operación y mantenimiento en las distintas etapas funcionales, cuya proyección se efectúa mediante relaciones porcentuales del activo bruto en servicio, con el desagregado en cada una de las etapas, lo cual permite observar su evolución física en el tiempo, los cambios en las condiciones económicas-financieras tanto del país como de la propia institución y cuantificar las mejoras en la eficiencia logrados. También intervienen en estos gastos directos los costos de combustibles, la compra de energía en el caso que hubiere y las cuotas de depreciación anual que se base en los índices de depreciación anual para cada tipo de equipamiento de conformidad el Sistema Uniforme de Cuentas y a las fechas de ingreso (Anexo N° 1).

Los precios de los combustibles tienen una importancia básica en la generación térmica, pues sus variaciones afectan significativamente en los costos de producción.

Precios Medios de la Energía (Tarifas).- Permiten determinar los ingresos por venta de energía que pueden alcanzarse y cual va a ser la necesidad de recurrir a terceros.

- a) Estableciéndose como resultado el financiamiento de la tarifa requerido, por recursos autogenerados producidos de la propia gestión a través de los ingresos por venta de energía.
- b) Créditos Externos e Internos.- Que tienen relación con la definición de inversiones, en equipamiento y construcción, sujetos a las condiciones del mercado de capitales y al nivel de endeudamiento de la Institución.

La participación de la componente importada en las inversiones a realizarse define la necesidad de crédito externo, la contrapartida de aporte local, el requerimiento de crédito externo para totalizar el valor de la inversión.

- c) Aportes de Capital.- Participación en el 47% de las regalías a la producción petrolera de la región oriental y aportes asignados por el Gobierno, con destino específico.

Las tres variables del financiamiento constituyen en la actualidad la base para alcanzar los programas de mantenimiento del Sistema y una expansión mínima que permite cubrir el incremento de la demanda de energía, sin llegar a cumplir lo propuesto en el Plan Maestro de Electrificación.

En la medida en que la tarifa pueda obtener recursos que le permitan un adecuado crecimiento y abaratamiento de la energía, la necesidad de recursos de terceros (créditos y aportes de capital), incluso en el largo plazo, se convertirá en una fuente de recursos para el Estado, cambiando el concepto actual de receptor de ingresos.

2.6 TARIFA VIGENTE Y SUS CONSECUENCIAS

El precio en base a la política tarifaria, fijada por el Estado, no permite alcanzar los medios y metas propuestas en el Plan Maestro de Electrificación, para cubrir las necesidades de demanda del corto y mediano plazo.

El Directorio de INECEL, en base al Art. 12 de la Ley de Electrificación aprobó la última Resolución N° 39, sobre modificación de tarifas, el 18 de Febrero de 1983, contiene los lineamientos siguientes:

- a) Los precios medios de venta deberán cubrir los costos de producción del servicio y una necesaria contribución a la inversión. Situación que no se está dando por el alto costo de

combustibles y elevada incidencia del endeudamiento externo.

- b) Establecer una estructura tarifaria única a nivel nacional, dando el mismo tratamiento al sector urbano y rural.
- c) Otorgar un trato preferencial a los consumidores de bajos recursos.
- d) Aplicar la utilización óptima de los recursos energéticos disponibles.
- e) El pliego tarifario para las ventas en bloque del SNI será único para todo el país.
- f) Las tarifas se fijarán fundamentándose en costos originados en una eficiente gestión empresarial.
- g) Permitir reajustes tarifarios compatibles, con el escalamiento de costos.
- h) Promover de reducción de costos en el servicio eléctrico.

Los lineamientos anotados siguen vigentes, con la modificación de precios de los diferentes niveles de tarifa, el 2% - acumulativo mensual, como reajuste, para compensar la subida - de los costos de explotación. A partir de Junio de 1987 este incremento será del 3%, para cubrir el incremento en los costos de explotación por la última subida del precio de los combustibles y el incremento del servicio de la deuda externa como consecuencia de la subida de la paridad del dólar.

En la página siguiente consta la evolución de las tarifas en el periodo 1980-1986.

EVOLUCION DE LAS TARIFAS

Periodo 1980 - 1986

AÑOS	Cargo por Demanda		Cargas por Energía				Emergencia	Cargos por Potencia Reactiva
	Contratado	Exceso	250 Kwh/Kw	250 Kwh/Kw	Exceso	Sustituc.		
	S/. Kw/mes	S/.Kw mes	S/ Kwh	S/.Kwh	S/.Kwh	S/.Kwh	S/.Kwh	S/. KVAR
1980	70,00	sin cons.	0,75 2)	0,58 3)	0,50			
1981	85,00	sin cons.	0,85 2)	0,55 4)	1,00			
1982	85,00	sin cons.	0,85 2)	0,55 4)	1,00	-		
1983	129,90	184,02	0,974	1.126	0,866	0,849		28,14
1984	164,74	233,38	1.235	1.427	1.099	1.077	1.712	35,69
1985	208,94	295,93	1.567	1.811	1.393	1.366	2.173	45,26
1986	264,98	375,39	1.987	2.296	1.767	1.732	2.755	57,40

FUENTE: DOSNI

NOTA: 1) Considera el incremento del 2% acumulativos mensual fijado en Agosto de 1983.

Se asume como promedio de tarifa el valor de Diciembre de cada año.

2) Por los primeros 100 Kwh de Kw de demanda facturable.

3) Por los siguientes 240 Kwh de Kw de demanda facturable.

4) Por los siguientes 100 Kwh de Kw de demanda facturable.

Cabe anotar que la tarifa eléctrica está regida por la Ley de Tarifas y su Reglamento.

El pliego tarifario actual y los mecanismos de su aplicación, en las diferentes clases de suministro, parte de los siguientes criterios:

1. Servicio de energía firme.
2. Servicio de Optimización o energía económica.
3. Servicio especial.

1. Servicio de Energía firme.- Como la disponibilidad de potencia y energía eléctrica que INECEL entrega a través del Sistema Nacional Interconectado a las empresas, bajo la modalidad de contratos de suministros para un período de cinco años, considerando la potencia instalada existentes y los requerimientos de los contratantes.

La tarifa corresponde a la energía firme contratada, cuyo valor debe cancelar el cliente (empresas eléctricas) consume o no energía, hasta Agosto de 1983, fue de S/.120,00 por cada Kw/mes contratada (demanda facturable), fecha a partir de la cual el Directorio de INECEL aprobó un incremento del 2% mensual acumulativo, de todos los niveles, para recuperar una parte del incremento de los costos de explotación afectados por la subida del 300% en el precio de los combustibles. Para Diciembre de 1986 la tarifa es de S/.264,74 por cada Kw/mes.

Esta demanda máxima de potencia es medida entre Enero y el mes de facturación. Considerándose en este cálculo una tolerancia del 5% adicional de la potencia contratada.

Los excesos del margen aceptable deben pagar S/.170,00 por Kw/mes en 1983 y S/.375,39 por Kw/mes en 1986.

Los ítems anteriores constituyen los cargos por demanda.

Adicionalmente, existen los cargos por energía integrada, comprende tres bloques: el primero que paga S/.0,900 - por los primeros 250 Kwh/Kw de demanda facturable en 1983 y - S/. 1.987 para 1986; el segundo bloque S/. 1.040 por los si- - guientes 250 Kwh de demanda facturable en 1983 y S/.2.296 para 1986; y el tercer bloque correspondiente al exceso S/.0,800 - por cada Kwh que sobrepase los 500 Kwh para 1983 y S/.1.767 para 1986.

2. Servicio de Optimización o Energía Económica.- Es el suministro utilizado por las empresas eléctricas para conseguir el aprovechamiento de los recursos de generación hidráulica del Sistema Nacional, permite reemplazar la energía de las empresas de un costo mayor costo de producción más alto por un más bajo. Este suministro es operativo del usuario y con precios que se reajustan en caso de variar los precios de los combustibles. Esta tarifa de sustitución se cobra con tarifa específica a partir de Noviembre de 1983, cuando se incrementa la oferta de energía, con la entrada en operación comercial del proyecto Paute, y es de S/.0,832 por Kwh de sustitución y en 1986 S/. 1.732 anteriormente se realizaban cobros individuales.

3. Servicio Especial.- Es el que utilizan las empresas para cubrir emergencias ocasionales o requieren de potencia adicional, este servicio no es obligatorio para INECEL, su otorgamiento depende de las disponibilidades de generación del Sistema Nacional Interconectado en ese punto, se le conoce también como cargos por potencia reactiva se cobra para Agosto de 1983 S/.26,00/KVAR y para 1986 S/.57,40.

CAPITULO III

3. RESTRICCIONES PARA UNA TARIFA REAL

3.1 FACTORES LIMITANTES EN LA APLICACION

1. Las empresas eléctricas afrontan una grave crisis económica, originada básicamente por mantener para su generación equipos termoeléctricos. La mayor parte de ellos ya tienen algunos años de uso; requieren de repuestos y mayor grado de mantenimiento. Los costos operacionales han crecido como es el caso de los combustibles utilizados en la generación, el costo de la mano de obra por aumentos salariales, el incremento permanente de los precios de los repuestos que generalmente son importados, etc., todo lo cual incide en el costo del servicio eléctrico.

Los costos crecientes hacen que las empresas no tengan la rentabilidad esperada para contribuir a la expansión del Sistema Eléctrico, creándose una alta dependencia en el Estado a través de INECEL, causa del subsidio indirecto en la tarifa.

2. El crecimiento de la población ecuatoriana es superior al crecimiento del caudal eléctrico. Mientras la población crece al 2,8% anual, el sector eléctrico con el apoyo gubernamental en inversiones alcanzó apenas un crecimiento del 1,7%. En consecuencia la demanda es mayor que la oferta.

3. Las continuas modificaciones a las leyes monetarias, de régimen aduanero y de licitaciones, contribuyen al encarecimiento de las obras, situación que no es financiada por la tarifa; la recuperación financiera es lenta, quedando permanentemente valores por recuperar; he aquí el por qué de la permanente descapitalización de INECEL y de las empresas eléctricas en el país.

Para la aplicación tarifaria se sitúa un consumo mínimo, valor que el cliente tiene que pagar por la interconexión - al servicio y que en el fondo no es más que un costo fijo, elemento que al ser inmóvil durante un largo período, constituye - un factor limitante de carácter financiero frente a la incidencia de la inflación.

4. En la industria eléctrica la recuperación del capital invertido es lenta (5-10 años), lo que en muchos casos cuando - la demanda ha crecido en exceso, hace que aún antes de recuperar la inversión previa, se requiera de nuevas inversiones para satisfacer la demanda sin que la tarifa se ajuste financieramente.

5. Las formas de financiamiento para atender al crecimiento o requerimiento de inversiones está dado por: aportes de capital del Gobierno y/o créditos internos; recursos generados - por la venta de energía y por créditos externos contratados con el aval del Gobierno.

Los créditos externos son los que más importancia tienen, por la variante convertibilidad monetaria, los niveles de interés y gastos que ellos demandan. La recuperación de estos créditos por vía tarifaria se hace extremadamente difícil.

6. Desconocimiento de los costos impredecibles producidos por modificaciones en la legislación existente que afectan en - un tiempo inesperado a los costos de generación, transmisión y distribución; y el comportamiento variable de los consumidores de energía agrupados en diferentes estratos.

7. Costumbre generalizada de que el Gobierno subsidie las tarifas eléctricas o parte de ellas y no se dé al consumo eléctrico el apropiado valor y el uso racional; y,

8. Al relacionar los niveles tarifarios con los datos de crecimiento de la población económicamente activa, se observa -

que el comportamiento relativo es similar. Indica que, aunque los sistemas y el número de Kw/h se incrementen, mientras no aumente el porcentaje de población económicamente activa, el nivel tarifario tendrá dificultades en crecer.

Agrupando los factores limitantes por su aspecto más - importante en la tarifa, en sus diversos procesos tendríamos:

1. Plazo.- Los proyectos eléctricos son típicos en el proceso de maduración desde su iniciación hasta - que entra en ejecución; deben pasar por varias etapas de estudios, selección, prefectibilidad, factibilidad, diseños definitivos, licitación para adjudicación, financiamiento, construcción y finalmente entrada en operación. Revisado el tiempo utilizado en cada una de las etapas señaladas, se establece un promedio de 15 años, en tratándose de proyectos hidroeléctricos; y dos a cinco años, para las centrales térmicas, dependiendo del - tamaño y tipo de servicio que ha de brindar.

Paralelamente al tiempo que demoran en la ejecución - los proyectos eléctricos, está la variación permanente de los - costos por: procesos devaluatorios, inflación creciente, incremento de precios de la mano de obra; por conquistas laborales, en el campo interno; y, un alto grado de dependencia externa, - por la provisión de partes, piezas y repuestos a costos crecientes.

Otro factor que produce desajustes en la recuperación de las inversiones es el tiempo que demora la oferta eléctrica en ser absorbida por la demanda.

2. Variación Continua Creciente.- El sector eléctrico no es estático, se expande en relación directa al incremento demográfico; al número de - - asentamientos poblacionales, tanto a nivel urbano como rural; - al desarrollo de técnicas de uso doméstico, industrial, artesanal y agrícola que mejore la condición de vida de un pueblo o -

en otros casos sustituye mano de obra o producción unitaria por producción en serie. También debe aumentar por sustitución de un proyecto que entra en desuso frente a otro que incorpora técnicas más modernas y reduce costos operativos.

En los países subdesarrollados, entre ellos el Ecuador, la necesidad de expansión eléctrica es mayor que en los países desarrollados, tanto porque no existe una estructura eléctrica básica para generación a gran escala, como porque los asentamientos poblacionales son dispersos.

En el país, la variación sustancial de las inversiones para producción eléctrica, se inicia a partir de 1974, en que se destina parte de los recursos de petróleo para las inversiones energéticas. El proceso de crecimiento es continuo, de allí su variabilidad y complejidad para la aplicación más justa de las tarifas (Kw/h).

3. Volumen de Inversiones.- El sector eléctrico requiere gran cantidad de inversiones en todas sus etapas, siendo la de mayor valor la de construcción y equipamiento, puesto que el país no produce bienes de capital de alto costo, falta de capital y de recursos humanos especializados. Dependemos en su totalidad de las importaciones, cuyo valor es siempre creciente.

Como parte de la inversión está el personal técnico, se depende de recurso humano técnico extranjero con la ventaja de que en los últimos años, esta dependencia ha disminuido, debido al cumplimiento que se dio durante la construcción del Proyecto Paute de la aplicación de normas contractuales que el personal nacional actúe como contraparte al extranjero, permitiendo de esta manera la traslación de la técnica humana, la misma que luego se ha aplicado en el Proyecto Agoyán.

Sin embargo de contar con el aporte dirigido del Estado para las inversiones eléctricas, la cantidad de recursos fi-

nancieros que se requieren son de tal magnitud, que se ha hecho indispensable la búsqueda de equipos con financiamiento externo y en algunos casos el financiamiento del proyecto completo (llave en mano), con sólo la disponibilidad de la contraparte de aporte local (sucres), pero que generalmente demora en efectivizarse, posponiendo así la iniciación de los proyectos.

4. Recuperación de Inversiones.- Como se indicó anteriormente el número de consumidores no es suficiente, consecuentemente el consumo no es congruente con la inversión, esto hace que el proceso de recuperación de la inversión sea lento y al mismo tiempo bajo; además, si se considera que, se trata de un servicio a nivel popular esto ocasiona que determinados tipos de tarifas (residenciales urbanas de poco consumo y rurales) tengan un precio subsidiado por el Estado, lo cual tampoco permite recuperar las inversiones en su totalidad.

Desde el punto de vista de la disponibilidad económica de los consumidores en el caso de los usuarios residenciales y rurales éstos no pagan oportunamente por deficiencia en el sistema de cobros en unos casos y en otros por falta de recursos.

5. Dispersión de la Población Rural.- Como efecto de la dispersión poblacional debido a la conformación geográfica del país, sobre todo a nivel rural, hace que el costo de transmitir la energía eléctrica sea sumamente caro, debido básicamente por el tipo de proyecto que debe realizarse: central térmica o minicentral hidráulica, para servir a un gran número de clientes de reducido consumo, que no permite cubrir los costos de producción y es en gran volumen subsidiado.

6. Actualización de Costos.- La alta variabilidad de los costos, no permite trasladar los de inmediato al consumidor, sino por etapas que conllevan un tiempo de atraso.

3.2 JUSTICIA SOCIAL

La expresión "Justicia Social" enfoca el bienestar económico-social de la sociedad y aplicada al campo de la energía exige que ésta se distribuya a todos los grupos (empresas eléctricas, industriales, residenciales, comerciales, etc) y personas naturales, retribuyendo por ello con el pago por el servicio. Bajo esta misma expresión se llegan a realizar acuerdos, contratos de compra-venta de electricidad, y se celebran contratos colectivos entre patronos y trabajadores.

Basándose en este principio, tanto por mandato constitucional como por ejercicio de la Ley de Electrificación, se busca como objetivo primordial, la distribución justa del servicio eléctrico en la sociedad; se obliga al Estado a prestar su apoyo decidido para llegar al bien común; se planifica a través del Plan Maestro de Electrificación, tanto a corto como a largo plazo para consolidar el desarrollo y el progreso social y económico de la población urbana y rural.

Bajo el concepto de "Justicia Social" el Estado crea INECEL para planificar, organizar y ejecutar las obras eléctricas; evita libre arbitrio de la empresa privada, cuyo objetivo es el lucro sobre la producción eléctrica; controla su precio, mediante la tarifa eléctrica que en gran parte y como no persigue el lucro sino el bienestar común, subsidia el consumo.

A partir de 1973 con el auge petrolero el Estado inicia el proceso de desarrollo eléctrico en forma masiva, contribuye con sus aportes para que los sistemas eléctricos lleguen hacia los lugares más apartados, aunque su costo de distribución frente al consumo sea alto, con la certeza de que no recuperará en el corto plazo las inversiones realizadas. El servicio eléctrico se realiza con el afán igualitario de procurar bienestar a la población. Sin embargo como en el país se aplica el pliego tarifario que establece tipos de tarifas por grupos de consumidores, no se puede decir que el principio de jus-

ticia social se cumple ciento por ciento, de allí que, se hace indispensable un nuevo análisis en la aplicación de tarifas, - que bajo el concepto de justicia social, contribuyan en mayor porcentaje a la recuperación de costos.

La justicia social en el campo eléctrico, en términos de una sociedad más equilibrada, procuraría alcanzar que cada habitante tenga la misma oportunidad en todos los confines del país, al incorporarse al sistema eléctrico y que el pago sea de acuerdo a la capacidad económica individual, y al uso cuantificable del servicio; de allí que, al incluir dentro del costo una rentabilidad razonable, ésta siendo justa beneficia a la sociedad, porque esta rentabilidad al ser utilizada en la expansión del Sistema, sirve para dar solución a una necesidad de interés común, optimizando el uso de los recursos disponibles para la producción de más electricidad. Para que la tarifa sea razonablemente justa, deberá alcanzar los objetivos de eficiencia que se proponga en el Plan Maestro de Electrificación y que su viabilidad financiera permita en el plazo propuesto, llevar a efecto los proyectos previstos y el correspondiente equilibrio en la distribución, tratando de llegar de igual forma a las tres regiones naturales del país, considerando que casos del subsidio tarifario, como instrumento de redistribución de ingresos. (Anexo N° 4).

Sin embargo resulta utópico el llegar a una verdadera justicia social mediante el servicio eléctrico, pues no se cumple la aspiración de asignar una tarifa más acorde con los niveles reales de salarios; baja para salarios menores y alta para quien puede pagar, aunque indirectamente por las propias condiciones de los usuarios así resulta, puesto que el usuario de bajos ingresos tiene menos artefactos eléctricos, en muchos casos sólo un foco, no así el que pertenece a otro estrato económico que a veces puede disponer hasta de equipos sofisticados que requieren de mayor energía.

El incremento de inversiones para lograr la expansión

del subsector, en la mayoría de las ocasiones produce incremento de costos y por tanto incremento de tarifas. Es aquí donde la justicia social puede afectarse, porque por una parte se está incorporando nuevos consumidores a las redes y por otra, al subir las tarifas para recuperar las mayores inversiones, se sacrifica la posición del consumidor de bajos ingresos, que sólo puede acceder al servicio eléctrico si se subsidia su tarifa.

3.3 AUTOGENERACION ELECTRICA

Hasta 1963, la electrificación del país estuvo a cargo de empresas privadas extranjeras que producían aisladamente y sin coordinación entre ellas, para llevar a cabo una planificación ordenada en el crecimiento del servicio. No se preocuparon por dar un servicio eficiente y al menor costo; su objetivo fue alcanzar una alta rentabilidad de acuerdo a las condiciones del mercado existente. Paulatinamente han desaparecido las empresas privadas y/o se han sustituido por empresas de economía mixta o públicas con finalidad social, aparte de la presencia de INECEL como organismo de desarrollo del Sector.

La intervención ejercida por el Estado, sobre el control del nivel de precios y de expansión del servicio, es la acción más importante, llena las deficiencias del mercado existente totalmente privado a estatal y/o semiestatal para que la tarifa pueda mantenerse dentro de lineamientos óptimos en favor de los usuarios.

El monopolio eléctrico, bajo estos lineamientos es estatal, sobre él recae la gran responsabilidad y debe considerar dentro de los elementos básicos de su desarrollo el pensamiento de uno de los tratadistas más entendidos en la teoría de este fenómeno Fritz Maehlup que dice "en el debate acerca de los efectos económicos generales del monopolio sobre el producto social, y especialmente sobre la explotación de las fuentes productivas, sólo cuentan aquellos aspectos de éste en los que se puede influir de algún modo aunque sólo sea desde el punto de

vista imaginable"(*), para cumplir su finalidad social y alcanzar la meta del bien común.

Otro aspecto favorable en el caso del país para la formación de un estado monopolístico eléctrico, está en la facilidad de financiamiento que pueden obtener los grandes proyectos con el aval del Estado. Es ventajoso para las dos partes, el usuario cuenta con posibilidades de electrificación y el sector con las fuentes de financiamiento para realizar sus obras garantizando sean las más económicas y de fácil control, ya que son ingentes cantidades de dinero invertidas.

Actualmente en el mercado energético ecuatoriano a parte de la producción de INECEL, se considera relevante la que producen las empresas eléctricas, pese a sus altos costos operativos. A este aporte eléctrico se añade al generado por las empresas industriales que tienen instalados equipos térmicos que generalmente operan a costos crecientes.

Bajo este contexto es difícil que una nueva empresa privada entre a competir con un menor costo que las existentes, situación ésta que hace avisorar que en el futuro desaparecerá en su totalidad la empresa privada.

3.4 APLICACION DE TARIFAS POR SECTORES

El usuario en forma directa y de acuerdo a sus necesidades elige el tipo de energía que demanda, ubicándose en el nivel y tipo de consumo requerido como: alta tensión, que consumen las empresas eléctricas regionales y locales y en ciertos casos, determinadas industrias utilizan este tipo de energía para su producción;

(*) Fritz Maehlup Cap. 39-83 sobre "Función de los precios de Competencia."

Media tensión, cuyos usuarios son algunas industrias y parte del comercio, atendidos por los centros de distribución, áreas de manejo y gestión a cargo de las empresas eléctricas.

Baja tensión, los consumidores importantes son las pequeñas industrias, artesanías, comercios, residenciales, municipios y entidades oficiales.

Las funciones que INECEL cumple con sus empresas distribuidoras en todas las regiones del país, son de carácter integracionista y reguladora en la generación y en los precios.

El pliego tarifario actual señala un precio único en todo el país, para las ventas en bloque que realiza INECEL (Sistema Nacional Interconectado). Su aplicación considera: el tipo de suministro según la tarifa, esto es, depende del factor de carga; del precio en cada año para ese factor de carga y de la energía utilizada si corresponde a los primeros 250 Kwh por Kw de demanda facturable, más el exceso en Kwh.

La relación INECEL (productor), Empresas Eléctricas - (compradores) daría lugar a un sólo sector de compra, el empresarial. Sin embargo como hay industrias que por su alta complejidad requieren energía de alta tensión, y son consumidores directos del Sistema Nacional Interconectado, se concluye en la existencia de dos sectores: empresarial e industrial, con una tarifa fija por consumos del Sistema Nacional Interconectado.

Las tarifas que aplican las empresas eléctricas son variables, en los distintos lugares del país. Su fluctuación no depende de la entrega que INECEL efectúa a ellas, sino de la aplicación de las tarifas a los usuarios y que tiene relación con el total de energía a vender que puede ser: la comprada a INECEL y la autogenerada por las empresas (térmica), de allí que dependiendo del número de centrales térmicas y las obras de distribución hasta los consumidores, varía la tarifa de cada empresa. (Anexos N° 11 y 11 A).

Por el suministro energético que INECEL realiza se suscribe un contrato, con cada empresa distribuidora y con industrias consumidoras en grande, en el que se establecen las condiciones a las cuales se sujetan los contratantes mediante las bases siguientes:

- Objeto Principal. Suministro de potencia y energía eléctrica, establecimiento de condiciones técnicas para operación interconectada entre el Sistema de INECEL y el de la Empresa Distribuidora.

- Tiempo de Validez del Contrato. Es de cinco años, quedando la libertad de, antes del vencimiento, modificar de acuerdo a los intereses de las partes.

- Condiciones de la Interconexión. Se define la subestación que resulte más eficiente y económica, de propiedad de INECEL a partir de la cual se realizó la entrega de energía. Los equipos de medición que sirven para cuantificar y facturar mensualmente la potencia y energía demandada.

Quando la empresa es la que entrega energía a INECEL los equipos de medición son instalados por la empresa.

- Definición de Tarifa. Está dada por el pliego tarifario vigente, se aplica al suministro de potencia y energía eléctrica. Para energía reactiva o recargos por Factor de Potencia, se dan márgenes topes, para el cobro del precio establecido y fuera de él se fijan multas.

- Facturación y Pago. Se realiza utilizando las tarifas vigentes en el consumo del mes facturado. El pago hace la empresa diariamente con liquidaciones de consumo y pago en el mes siguiente al mes transcurrido, para establecer diferencias en contra o a favor de INECEL, las

mismas que se aplican a la siguiente liquidación o se entregan los valores adeudados en los diez primeros días del mes en curso. Esta disposición no es cumplida en su totalidad por las empresas por las dificultades de cobro de la energía de alumbrado público y a veces por deficiencias en el cobro a los usuarios de la empresa distribuidora.

- Compensaciones. Todas las empresas distribuidoras están sujetas a ajustes en las tarifas por variación que afecten significativamente en el costo de energía: variación en el precio de combustibles, de la mano de obra, etc.

3.5 FACTORES POLITICOS, SOCIALES Y ECONOMICOS NO CUANTIFICABLES

1. El país tiene potencialmente grandes recursos hídricos debido básicamente a su estructura física. Dispone de montañas con caídas aprovechables y se halla en una posición planetaria favorable que facilita la captación de energía solar.

Los potenciales de energía que tenemos por utilizar son cuantiosos; sin embargo, que no se ha llegado a la capacidad de saturación en la explotación de los recursos renovables, la capacidad de endeudamiento es negativa y está produciendo serios estrangulamientos, que limita el desarrollo económico del subsector eléctrico, con el agravante que por ser país con alto grado de dependencia externa, utilizamos tecnología que en muchos casos no es la más eficiente. Aparece entonces el cúmulo de injusticia producido por el actual sistema de relaciones económicas internacionales.

2. Por otra parte, hay cambios en la estructura económica que no pueden ser predecibles en la planificación de corto como de largo plazos y que hacen variar sustancialmente la concepción de los objetivos. Están dados por presiones exógenas que exigen el cumplimiento de requisitos previos a la obtención de

créditos internacionales.

3. Un aspecto que no se preve a futuro con exactitud es la - distribución física de los clientes y la naturaleza del - servicio eléctrico que van a demandar; electricidad para una - casa, energía para una pequeña industria o artesanía, etc. la electricidad de una misma área, con un mismo cable de distribución sirve a clientes de diferente nivel de consumo o a industrias grandes que requieren de entregas en alto voltaje.(Anexo7)

Es complicado determinar el sobreequipamiento que debe ser previsto en el corto plazo para atender daños en unidades en - operación, así como prever costos y pérdidas en un sistema en formación.

4. La reacción que puede producir en el corto plazo cualquier cambio en la estructura tarifaria.

5. Las políticas de restricción de las inversiones al sector eléctrico, por falta de recursos monetarios distorcionan los planes de desarrollo del sector.

6. Socialmente aún no se ha determinado, para cada estrato, - cuál es el valor que se da al servicio eléctrico, en el - sentido de cuanto estaría dispuesto a pagar para adquirirlo; y

7. La ampliación del servicio de la electrificación rural no tiene un sentido económico, pero si un alto valor político y social, porque satisface aspiraciones sentidas y contribuye al bienestar de los pueblos promoviendo la integración social y económica.

CAPITULO IV

SITUACION ECONOMICA DEL CONSUMIDOR

4.1 SITUACION DEL CONSUMIDOR FRENTE A LA ACTUAL POLITICA TARIFARIA

En algunos países utilizan como un factor para medir su condición de vida o indicadores del nivel de desarrollo, la potencia eléctrica instalada y disponible, debido a que a mayor volumen de potencia instalada, mayor progreso; ningún país incrementaría su disponibilidad (oferta) si no estaría respaldado con su consumo o utilización (demanda).

En el país al analizar o revisar los wátios per cápita, " se observa que a partir de 1973 a la fecha han crecido, pero sobre todo en el primer quinquenio de ésta última década, de (183 Kw/h) a (487 Kw/h)/habitante ésto debido básicamente - al impulso dado por el Estado a través de la Ley de Electrificación, que le permitió participar en el 47% de las regalías - en la producción petrolera de la región oriental, los mismos - que en su totalidad fueron destinados a la inversión, estudios y construcción de obras de gran envergadura como son, las centrales hidráulicas y la formación del Sistema Nacional Interconectado, enfocado dentro de un planteamiento dado en el Plan Maestro de Electrificación, cumpliendo de esta manera el desarrollo del servicio en relación a las necesidades de los habitantes (pueblo e industria) y a la disponibilidad económica financiera que tenía el país.

Al considerar la función de INECEL, que es realizar la venta de energía en bloque a Sistemas Regionales, empresas eléctricas y grandes industrias, la situación de cualquier cambio en el nivel de tarifas es mínimo, es así que el último cambio producido a partir de Agosto de 1986, que establece un reajuste del 3% mensual no cubre el déficit producido, por la elevación de costos del Sistema Eléctrico por las razones adverti

das en los Capítulos II y VI de esta tesis, sin embargo la situación se torna complicada en el momento en que esta tarifa entra a formar parte del costo de las Empresas Eléctricas como - Energía comprada y al realizar el promedio con su propia generación, que como se expresó es térmica y luego aplicar el ajuste del 3% mensual, hace que el usuario vea sus planillas altamente incrementadas. Ajuste tarifario que tuvo que realizarse como consecuencia del incremento sustancial en el precio de - los combustibles, las varias devaluaciones monetarias y los - continuos incrementos del precio de la mano de obra como consecuencia de los subsidios salariales.

Si a la situación anterior se suma la falta de inversiones en las empresas eléctricas, que permitan ayudar en la - sustitución de generación térmica a presión hidráulica; la presencia de contratos colectivos que buscan una participación en utilidades a nivel de operación, sin considerar la reinversión para la expansión y mejoramiento del Sistema, no permite llegar a optimizar la Comercialización.

Cabe señalar que el consumidor final frente a los hechos anotados, si bien está pagando una tarifa más alta, ajustada, aún no cubre su verdadero valor. Existe subsidio gubernamental para el pequeño, grande, consumidor directo e industrial.

A más de los ingresos por su propia gestión de venta de energía, INECEL cuenta entre sus fondos para realizar las - obras a nivel nacional con los siguientes recursos: regalías o la producción petrolera del Oriente; asignaciones adicionales a través de presupuesto para realizar obras específicas; - donaciones del AID, BID, aunque en poca cantidad pero que contribuyen al financiamiento de su presupuesto de inversiones.

La situación actual del consumidor es crítica, resultado de varios factores económicos que inciden directamente en su bienestar entre 1980 y 1987; el salario mínimo vital, al - que supone debe alcanzar toda la población aún la marginal, se

ha triplicado nominalmente en este período, mientras que su ver
dadero valor apenas alcanza en 1987 a S/.2.024 que equivale al
50% del salario de 1980; el poder adquisitivo del sucre se ha
deteriorado tanto que apenas vale en 1987 0.17 del sucre de 1979
y la inflación bordea el 30%, todos estos aspectos hacen que la
mayoría de la población tenga pocas o ningunas disponibilidades
por alcanzar mejores medios de vida. (Anexo N° 7).

Estas incidencias también están afectando en todos los
sectores productivos del país que propenden al bienestar de la
mayoría de la población y subsisten con ingresos generados inter
namente, que son estáticos frente a la evaluación de la infla-
ción, dificultad que no soportan los sectores que se dedican a
la exportación quienes contrarrestan los procesos devaluatorios
con el ingreso de divisas, y lamentablemente benefician a un gru
po minúsculo.

Todas estas condiciones existentes en el consumidor,
hacen que se refleje en el crecimiento tanto de consumo como de
producción eléctrica.

4.2 SITUACION ECONOMICA URBANA Y RURAL Y SU INFLUENCIA EN EL SECTOR ELECTRICO

Una de las principales dificultades encontradas para
llegar a un diagnóstico totalmente realista es la falta de publi-
caciones de estadísticas nacionales confrontadas, siendo el últi
mo censo el realizado en 1982, de allí que se trabaja con esta-
dísticas aisladas y estimadas.

Utilizando la información más aproximada existente en
las diferentes instituciones, a continuación se expone los si-
guientes aspectos fundamentales, que tienen estrecha relación
con el aspecto económico, enfocado en las dos zonas urbana y ru-
ral, en el afán de concluir como afecta positiva y negativamente
en el desarrollo y mejoramiento del subsector electricidad.

a) Población

Estimativamente el país cuenta a 1986 con 9'647.000 habitantes, distribuidos en una superficie territorial de - - - 270.670 Km. cuadrados, dando una densidad de 36,6 habitantes por Km. cuadrado, dentro de las zonas características de la conformación geológica: costa, sierra, oriente e insular de Galápagos (Anexo N° 7).

La población se concentra en las áreas metropolitanas de las ciudades de Quito y Guayaquil, con un 25,6% y 37% respectivamente; el mayor porcentaje se debe sobre todo a las expectativas de trabajo, originadas en el atractivo comercial de las exportaciones e importaciones, derivadas de su situación de primer puerto ecuatoriano, y en el caso de la capital, por la centralización de los poderes públicos; una buena parte de la población se concentra en las demás ciudades pequeñas; la población urbana, dividida en población urbana propiamente dicha, que es beneficiada con los servicios de la ciudad, y la población periférica carente en su mayor parte de las condiciones elementales de vida, tanto en servicios como en funetes de trabajo. Estos grupos humanos son los que conforman los llamados cinturones de pobreza, en asentamientos improvisados.

El Ecuador tradicionalmente ha sido preponderantemente rural; sin embargo, la tendencia actual de la población es de salir hacia las ciudades en busca de nuevas oportunidades de trabajo y modo de vida, tras la época del auge petrolero y el descuido del poder gubernamental para atender al sector rural - pues allí hay carencia de servicios básicos como: vivienda, agua potable, luz, centros, médicos, educación, además de los deficientes incentivos financieros y tecnológicos para los pequeños y medianos agricultores.

La Reforma Agraria ha sido un proceso conflictivo e incompleto, pues no contó con una adecuada dotación de recursos financieros y técnicos para dar apoyo a los minifundistas, ha -

coadyuvado para que la población rural salga hacia el área urbana en busca de mejores oportunidades. Lamentablemente la falta de preparación frente al medio al que llega el migrante obligan a las filas de los desempleados o subempleados, generando presión social y económica en las urbes y contribuyendo al incremento de la delincuencia y la prostitución.

También los niveles de desempleo crecen aceleradamente como consecuencia de la falta de capitales de trabajo en las industrias por el alto costo del dinero, las nivelaciones constantes de sueldos y salarios (salario mínimo), que en gran parte de ellos no tienen niveles de producción como para absorber los incrementos de costos: el proceso inflacionario por otro lado ha influenciado negativamente para la reposición de inventarios e inversiones, situación que ha producido el cierre de empresas pequeñas y medianas.

Según el Ministerio del Trabajo, al momento, en el país existe la necesidad de crear 60.000 empleos anuales, de los cuales el 20% corresponden a empleos dentro de la actividad industrial, situación que de no cumplirse agravaría aún más la situación actual.

b) Nutrición de la Población

Un aspecto fundamental y que va directamente relacionado con la situación de la población es el aspecto nutricional, que depende en una parte muy importante de la situación económica vigente.

En el área urbana de dieta poblacional, en su totalidad, es adquirida, teniendo por tanto, su adquisición estrecha relación con la variación de los precios de los productos. Cabe señalar que en los últimos años, el incremento de los precios de la carne y leche han sido tan significativos que la mayor parte de la población ha reducido su consumo sustancialmente, de allí el crecimiento de los niveles de desnutrición.

En las áreas rurales la alimentación depende de la producción que se obtiene de la parcela familiar, que generalmente se constituye de pocos productos, produciendo también el consumo de una dieta no equilibrada, con altos niveles de desnutrición, con presencia notable de carbohidratos y deficiente consumo de proteínas.

c) Salud

En general hay una mayor dotación de centros de salud equipados y profesionalmente preparados en el área urbana, en el que se cuenta con hospitales, clínicas, centros de salud, tanto a nivel gubernamental como privados. Sin embargo, ello también tiene una limitación, están a la disposición de los afiliados - al seguro (relación con la población económicamente activa) o a quien dispone de recursos para pagar.

En el área rural de situación es más difícil; son pocos los hospitales asistenciales; se han creado centros médicos a cargo del Ministerio de Salud y se está poniendo en práctica el Seguro Campesino. Casi no existen centros de salud privados, aunque hay un ligero mejoramiento de esta situación en los últimos años. Este aspecto sigue siendo deficitario, sobre todo - por la carencia de profesionales para ubicarse en sitios apartados de los principales centros urbanos.

Tanto en el área urbana como en la rural hay deficiencia de dotación de agua potable, siendo más agudo el problema - en el área rural, donde se sigue consumiendo agua de ríos, pozos y aguas lluvias.

En alcantarillado, hay notables deficiencias en el - área rural, ya que para 1983 apenas el 5,4% de la población, - dispone de conexión domiciliaria para alcantarillado; en el - - área urbana este servicio alcanza a cubrir el 63%.

d) Vivienda

Al realizar estudios de carácter político en 1984, se detectó que el 42% de la población viven en condiciones subnormales; el 55,8% de las casas no cuentan con conexión de agua potable y el 66% de casas no tienen alcantarillado sanitario; de este total general, el problema más agudo se presenta en las zonas rurales y en las ciudades pequeñas. La necesidad de vivienda para el período 1984-1988 es de 321.600 nuevas unidades y de mejorar los servicios en 616.000 viviendas.

La demanda de servicios de infraestructura en el país con cifras de 1984, es elevada y requiere atención prioritaria (ver Anexo N° 8).

e) Salarios

El 27% de la población urbana tiene acceso a ingresos menores a 8.000 sucres mensuales mientras en el área rural a este nivel accede el 47% de la población. Los ingresos superiores tienen más facilidad de obtención en el área urbana por las regulaciones salariales y la suscripción de contratos colectivos, es así como en la escala entre S/.24.000 y S/.32.000, el 26% de la población urbana tiene ingresos superiores a 24.000 sucres mensuales, mientras en el área rural apenas queda un 2% que pueda tener ingresos superiores a los 24.000 sucres mensuales (Anexo N° 4).

En conclusión la situación económica del poblador urbano es más ventajoso frente al rural, con todas las limitaciones antes señaladas. Se puede apreciar también la poca disponibilidad de recursos del poblador rural para la adquisición de artefactos eléctricos y por tanto la poca disponibilidad monetaria para pagar el consumo eléctrico; generalmente el poblador rural dispone del radio que funciona a base de pilas, pero es muy raro encontrar quien disponga de una plancha eléctrica y esté dispuesto a hacer uso de ella con una conexión eléctrica; en la actualidad las pequeñas chozas que tienen luz, generalmente tienen un sólo bombillo eléctrico que lo ubican a la entrada de la casa.

ELECTRIFICACION RURAL

% de Población Servida 1980-1986

<u>AÑO</u>	<u>POBLACION RURAL</u>	<u>% POBLACION SERVIDA</u>
1980	4'933.000	18,8
1984	4'438.000	37,7
1986	4'674.000	38,5
1988*	4'674.000	42,9

* Estimación de acuerdo a la planificación de corto plazo.

De los factores expuestos y su impacto en cada uno de los conglomerados urbano y rural se puede concluir:

a) Que la situación económica del sector urbano es mejor que el sector rural y por tanto no está en capacidad de incorporarse al servicio eléctrico tanto por necesidad como por la disponibilidad de mayores recursos económicos.

b) Que la electrificación rural, en la situación actual resulta ser subsidiada, por el gobierno y por los propios consumidores de mayores ingresos.

c) Que para mejorar las condiciones de vida de los habitantes rurales, se deben ejecutar planes y programas de asentamientos planificados, que permitan dotarles de la infraestructura de servicios y electricidad en forma oportuna.

d) Que el crecimiento de los servicios eléctricos debe ser acorde con el crecimiento de la población para no producir mayores déficits.

e) Tanto la salud como la nutrición en el área rural, - que es la más afectada por la situación económica, podría mejorar notablemente con la electrificación, dando la oportunidad

de mejorar el sistema de vida, mediante la purificación y potabilización del agua y la instalación de servicios sanitarios modernos y adecuados al medio.

4.3 FACILIDADES DE MEJORAMIENTO EN LAS CONDICIONES DE VIDA

La electricidad al ser la energía eléctrica expresión de otra energía, sea ésta térmica, hidráulica, geotérmica, atómica, etc. constituye la manifestación del progreso tecnológico; y, es el ser humano el sujeto capaz de incorporar para sí, estas innovaciones de la vida moderna para su uso doméstico o industrial.

La implementación y operación del servicio eléctrico mejora las relaciones entre los pueblos, de allí que, es considerado como un factor de integración, pues facilita la participación activa de los pueblos, hacia nuevas culturas, facilita la participación social en los medios de difusión colectiva: prensa, radio y televisión. Creando además, condiciones para el desarrollo del sector industrial en particular.

La dinamia y universalidad propia de la electricidad socializa su utilización ya que siendo un servicio de iguales características para todos, incentiva de igual forma al sector urbano y rural, al rico y al pobre, para su mejor aprovechamiento, y permite mejores condiciones de vida y nuevas fuentes de desarrollo económico.

Considerando la sustitución de energía eléctrica térmica por energía eléctrica hidráulica, se ha producido un eficiente ahorro de combustibles, los mismos que al no ser utilizados en consumo interno, han sido exportados, aportando de esta manera al ingreso de divisas del país, lo cual redundará en el bienestar de los ecuatorianos.

Sin embargo, el problema no está solucionado en su parte más vulnerable, ya que EMELEC, la empresa que más energía eléctrica por vía térmica genera para la provincia del Guayas, aún no sustituye el sistema y continúa siendo la empresa de más alto consumo de combustibles en el país.

Cabe destacar que si bien la época floreciente para la electrificación se produjo entre 1973 y 1986, cuando INECCEL contó con recursos para dar cumplimiento a las obras propuestas en el Plan Nacional de Electrificación, a partir de las últimas medidas económicas del 11 de Agosto de 1986, se encarecieron los combustibles, las obras a realizarse, el presupuesto etc., y los ingresos en general son ya insuficientes para realizar los planes propuestos. Hay obras que han tenido que ser dejadas para su ejecución futura y las que actualmente se encuentran en realización avanzan más lentamente en base a la escasa disponibilidad de recursos. Esta situación está afectando al país y exige lamentablemente incrementar las tarifas.

Una de las formas de cuantificar el grado de mejoramiento de las condiciones de vida de un país es a través del Producto Interno Bruto y Producto Interno Bruto Percápita. En términos generales se diría que si el PIB por habitante ha crecido la situación económica es favorable. Diríamos también que si el Producto Interno Percápita aumenta, la contribución que la electricidad ha dado ha sido preponderante.

Al considerar la electricidad como industria, tendríamos que es una de las más grandes del país que, a más de generar el producto para un mercado totalmente amplio, crece en relación directa con el crecimiento poblacional y la decisión de ésta de incorporarse a los sistemas. Capta un gran número de trabajadores a todo nivel, desde el técnico y profesional hasta el obrero que realiza las funciones más elementales. En su conjunto la electricidad genera trabajo a unos 10.000 habitantes, que originan ingresos para 10.000 familias en el país, significando una contribución notable en la generación de empleo.

CAPITULO V

5. TECNOLOGIA Y AMPLIACION DEL MERCADO

5.1 TECNOLOGIA DESARROLLADA

La electrificación en el país, anterior a la concentración de funciones y delegación de responsabilidad del Estado en el Instituto Ecuatoriano de Electrificación estuvo, como se manifestó, en manos de los Municipios y empresas privadas extranjeras, los cuales al operar individualmente, con criterio de lucro, sin un control normativo de sus funciones, no lograron un desarrollo tecnológico adecuado; fruto de ello es, que todas las empresas eléctricas del país, cuando pasan a formar parte del Sistema Nacional Eléctrico, tienen en sus inversiones centrales térmicas, que demanda gran consumo de combustibles, que eleva sustantivamente los costos operacionales. La potencia instalada en el Ecuador alcanzó a 120 Mw, repartida en 1.200 centrales termoeléctricas.

Posteriormente, al centralizar en INECEL las acciones para la dotación del servicio, contando con recursos financieros indispensables para su expansión, se logra realizar estudios de mercado que justifican la producción de electricidad mediante la realización de obras de gran magnitud. En el contexto de la funcionabilidad enunciada se encuentra el país en la etapa de generación eléctrica mediante dos tecnologías: generación térmica y generación hidráulica.

Generación Térmica.- Se realiza a través de Centrales - -
Eléctricas térmicas que pueden producir electricidad por consumo de gas, vapor de agua, bunker o diesel.

Las de mayor valor por su capacidad de generación y actualmente en funcionamiento son las siguientes:

Central	Potencia Nominal	Ubicación	Costo (Mill. de dólares)
Esmeraldas(vapor)	132.5 MW	Esmeraldas	82.5
Estero Salado(Gonzalo Zevallos(vapor))	146 MW	Guayaquil	40.0
Salitral(gas)	20 MW	Guayaquil	4.4
Santa Rosa(gas)	51.3 MW	Quito	12.4
Guangopolo(térmica)	31.2 MW	Quito	21.3

Estas centrales forman parte del Sistema Nacional Interconectado.

Una característica de las centrales a vapor existentes consiste en producir la energía a base de vapor de agua, por el calentamiento de la misma, consumen gran cantidad de combustibles, representando su costo en promedio, el 30% del costo total de operación. (Anexo N° 3).

Como criterio para la determinación de la vida útil y, por tanto, para la aplicación de la depreciación del equipo de las centrales térmicas, acorde con la forma específica de funcionamiento y de desgaste, se ha implementado un mecanismo diferente al de las demás centrales; se toma como referencia el número de revoluciones del motor, dando una relación inversa en vida útil al número de revoluciones.

Los motores generadores que tienen mayor número de revoluciones poseen menor vida útil, partiendo de un centro de medición que está dado por 514 revoluciones por minuto y 20 años de vida útil, en el caso de grupos con motores a bunker. En las centrales que consumen diesel, al ser sus motores de mayor velocidad, el nivel se considera de 900 revoluciones por minuto con una vida útil de 7 años en promedio.

Generación Hidráulica.- Con la dotación de mayores recur-

sos provenientes del petróleo, para el desarrollo del sector eléctrico entramos a una nueva etapa en la producción de electricidad, a base de generación hidráulica; podríamos decir que se origina con la construcción y puesta en operación de la primera central hidráulica en el país, Pucará (76 MW) con un costo total del proyecto y de obras complementarias de 80,5 millones de dólares. Inicia su producción en 1978; aunque fue una central muy pequeña para las necesidades, contribuyó favorablemente para sustituir combustibles por recursos naturales renovables (Anexo N° 9).

Habiéndose desplegado la campaña de ahorrar combustibles por su creciente costo y la rápida subida del precio del petróleo en el mundo, se construye y pone en operación la Central Hidráulica Paute, que se halla localizada al sur-este del país, aproximadamente a 130 Km. de la ciudad de Cuenca. Consiste en la utilización de las aguas reguladas del río del mismo nombre, en el sector conocido como Cola de San Pablo. Comprende tres centrales de generación llamadas Mazar, Molino y Sopladora y los reservorios Mazar, Amaluza y Marçayacu, colocados en serie. La potencia total a obtenerse se estima en 1.500 MW a alcanzarse en tres etapas.

La construcción de las fases A y B de la primera etapa, se inició en Marzo de 1976, habiendo concluido en Diciembre de 1983, con la entrada en operación comercial de las cinco unidades de 100 MW cada una de la Central Molino.

El costo del Proyecto asciende a 671.7 millones de dólares, financiados con préstamos externos y con recursos provenientes del Fondo Nacional de Electrificación.

La ejecución de las obras civiles, la fabricación y suministro de equipos y materiales, su transporte y montaje, fueron realizados por contratistas y fabricantes internacionales y en mínima parte nacionales, mediante 16 contratos; a la presente fecha (Mayo de 1987) se encuentra en construcción la

fase C, que añadirá una generación de (500 MW) y si el financiamiento es oportuno, podrá entrar en operación en 1992. Una característica fundamental de este proyecto consiste en que la misma represa sirve para las tres fases de construcción y operación entrando a funcionar cada una de ellas, mediante ampliaciones de represas que tienen doble finalidad, la de producir electricidad oportunamente y actuar de filtro en los niveles de sedimentación, permitiendo precautelar el proyecto en su totalidad. Esta técnica de aprovechamiento hidráulico por fases, es la única desarrollada en Latinoamérica; al mismo tiempo, en la actualidad constituye la obra hidroeléctrica más grande que ha realizado el país, resaltando el hecho de que para los estudios de ubicación, construcción de la obra de ingeniería civil y provisión de equipos generadores, han intervenido expertos de los países más adelantados en técnicas eléctricas del mundo: españoles, italianos, alemanes, brasileños, japoneses. Cabe destacar que la participación extranjera no fue únicamente en la parte técnica; la contribución fue también en aportes de capital en calidad de préstamos, a través de créditos de Gobierno a Gobierno, créditos de fomento a la exportación o créditos de proveedores y créditos de desarrollo otorgados por entidades de ayuda a Latinoamérica: BID y AID.

Otro aspecto que merece exponerse es la preocupación que hubo en los directivos de INECEL por capacitar a su personal, mediante la absorción de las técnicas extranjeras probadas, con la política de exigir en los contratos suscritos, que los trabajos se realicen con la intervención de contraparte de personal nacional, en cada una de las fases de ejecución; así la técnica fue aprovechada en altísimo grado.

El último proyecto hidroeléctrico terminado el Aگویán (150 MW), fue construido en un 90% con personal nacional y apenas el 10% cubrió el personal extranjero, como consecuencia de nuevas técnicas. Este proyecto entra en operación en Mayo de 1987, llegando el país, a través de generación hidráulica a contar con 720 MW de potencia instalada.

En este esquema general e iniciando sus primeros pasos hacia la Planificación Nacional de la Electrificación, en base al conocimiento de los recursos hidráulicos existentes, se consibió la idea de la integración eléctrica del país a través del Sistema Nacional Interconectado y de los Sistemas Regionales, buscando la optimización en el aprovechamiento de las Centrales Hidráulicas y evitar mediante el consumo de recursos no renovables (hidrocarburos).

A mediados de 1983, se terminan los estudios especializados que permiten conocer el Inventario de Recursos Hidráulicos, especificando que los ríos que cruzan el país forman 31 cuencas hidrográficas, de las cuales, 21 pertenecen a la vertiente del Océano Pacífico y 10 a la vertiente del río Amazonas.

Mediante el análisis de los registros hidrometeorológicos históricos, se ha encontrado que para una área de drenaje de 267.887 Km. cuadrados, el potencial lineal teórico llegó a los 93.439 MW de capacidad total, valor que al corresponder a recursos hidráulicos renovables, son muy superiores a todas las reservas hidrocarburíferas que puedan existir. Se identifica en el análisis un potencial instalable aún de 22.000 MW que estarían en capacidad de generar 90.000 millones de Kw/h año, equivalentes a la energía que podrían producir 400.000 barriles diarios de petróleo.

Sistema de Transmisión.- Posteriormente con el objeto de unir, complementar, dar el uso más eficiente a las Centrales, se planifica mediante técnicas eléctricas desarrolladas en otros países, la interconexión de líneas de 230 Kv de doble circuito, que partiendo de la Central Hidroeléctrica Paute une Quito y Guayaquil. Forma parte del Sistema Nacional Interconectado y está constituido por sistema de transmisión tipo anillo, que lleva la energía desde las centrales de generación a las subestaciones de transformación principales, y de éstas, mediante líneas de transmisión -

de menor voltaje se transporta la energía hasta los centros de consumo.

Sistema de Transmisión de Pisayambo.- Transporta la energía generada en el Proyecto Pisayambo, mediante las siguientes líneas de transmisión: Pisayambo-Quito (La Vicentina), de 138 Kv y 125 Km. de longitud; Pisayambo-Ambato, de 138 Kv y 130 Km. de longitud; - Ambato-Latacunga, de 69 Kv y 30 Km de longitud; Guangopolo-Vicentina, de 138 Kv y 7 Km de longitud; y tres subestaciones: - Vicentina, Ambato y Latacunga. Su costo alcanzó el monto de 7.8 millones de dólares.

Sistema de Transmisión Quito-Guayaquil.- Sirve para interconectar los dos principales centros de consumo del país. Está formado por las líneas de transmisión: Santa Rosa-Pascuales, de 230 Kv y 237 Km de longitud; Pacuales-Salitral de 138 Kv y 17 Km de longitud; y por cinco subestaciones que son: Santa Rosa (Quito), - Santo Domingo, Quevedo, Pascuales (guayaquil) y Salitral (Guayaquil), habiendo iniciado su operación a 138 Kv en Agosto de 1980. A partir de Abril de 1983, comenzó a operar a 230 Kv. - El costo de este Sistema fue de 53 millones de dólares.

Sistema de Transmisión Quito-Ibarra.- Comprende la línea de transmisión Quito-Ibarra de 138 Kv y 80 Km. de longitud y la subestación Ibarra. Está operando desde Noviembre de 1980; las inversiones efectuadas alcanzan a 8,3 millones de dólares.

Sistema de Transmisión Santo Domingo-Esmeraldas.- Está formado por la línea de transmisión Santo Domingo-Esmeraldas de 138 Kv y 154 Km. de longitud y la subestación Esmeraldas. Está operando desde Agosto de 1981; su costo fue de 9.6 millones de dólares.

Sistema de Transmisión Quevedo-Portoviejo.- Forman parte de este Sistema la línea de transmisión Quevedo-Portoviejo, de 138 Kv. y 107 Km. de longitud y la subestación Portoviejo. Está operando desde Diciembre de 1981 y las inversiones se situaron en 10.5 millones de dólares.

Sistema de Transmisión Paute-Guayaquil, Paute-Cuenca.- Está constituido por el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones que sirven para conducir la energía generada por la primera etapa de la Central Hidroeléctrica Paute hasta la subestación Pascuales en Guayaquil y, de esta subestación, a través del Sistema Guayaquil-Quito, hacia las diferentes regiones del país. Comprende las líneas de transmisión Paute-Pascuales, de 230 Kv y 183 Km de longitud; Paute-Cuenca, de 138 Kv y 70 Km de longitud; y las subestaciones: Molino, ubicada en la Central Molino del Proyecto Paute, Milagro, Pascuales, Cuenca y Santo Domingo y los patios de 230 Kv. de las subestaciones Quevedo y Santa Rosa. Está operando desde Abril de 1983; el costo alcanzó la cifra de 87.1 millones de dólares.

Sistema de Transmisión Agoyán.- Como parte integrante del Proyecto Agoyán se dispone del Sistema de Transmisión, que permitirá evacuar su energía a través del Sistema Nacional Interconectado. Está constituido por las líneas de transmisión Agoyán-Totoras de 138 Kv y 33 Km. de longitud y Totoras-Santa Rosa, de 230 Kv. y 105 Km. de longitud, la subestación Totoras y la ampliación de la subestación Santa Rosa en Quito. Su ejecución se inició en Abril de 1982. El suministro y transporte de materiales para las líneas de transmisión, lo efectuó la firma SADE del Brasil; su costo fue de 29 millones de dólares.

Otras formas de generación eléctrica.- Como política general INECEL desarrolla una infraestructura básica de gran envergadura, que trata

de generar la mayor cantidad de kilowatios, buscando abaratar el costo y sirviendo al mayor número de usuarios.

Integrado el Sistema de gran envergadura con los Sistemas menores, adicionalmente se pretende llegar a la agricultura mecanizada, mayor producción con menor esfuerzo humano.

Desde el punto de vista de población ocupada en esta actividad se ha logrado formar un grupo de técnicos, profesionales y trabajadores especializados en la materia. También se han desarrollado técnicas en el campo administrativo y organizativo de la energía, ya que al ser este producto (Kw) muy específico que no es posible almacenar, exige dentro de las normas de comercialización un tratamiento especial, para la reacción inmediata frente al crecimiento de la demanda.

El país en la última década, además de desarrollar la energía hidroeléctrica ha mejorado la utilización de la energía termoeléctrica. Se encuentra realizando estudios de bioelectricidad o de biomasa. La energía geotérmica no lo ha desarrollado porque los equipos de generación son muy costosos y su técnica no está lo suficientemente adelantada aún en los países que lo poseen (Kenya por ejemplo).

La electricidad aeólica tiene muy poco desarrollo, se están realizando estudios, aunque sin llegar a conclusiones positivas hasta el momento.

Mecanismos para la optimización de los recursos térmicos e hidráulicos.- Con la finalidad de cubrir el cambio de tipología del Sistema, como consecuencia de los cambios en los sistemas de generación, dados por aspectos técnicos, económicos, de optimización en la utilización de las centrales hidráulicas, el ingreso de nuevas áreas al consumo y la entrada de instalaciones adicionales al anillo de interconexión, subestaciones y líneas se establecen parámetros:

- a) Técnicos, que permitan llegar a una base de acuerdo con los usuarios (empresas eléctricas), tales como: flujos de carga, que permiten determinar las transferencias de potencia; estudios de cortocircuitos; estabilidad, para controlar la carga por las variaciones en la generación y prevenir falta de servicio, por la ocurrencia de un colapso en el Sistema;
- b) De coordinación operativa, se coordina la producción y recepción de potencia y energía con las empresas eléctricas, siendo en muchos casos necesario adoptar el proceso de instalaciones de capacitores en las subestaciones. Se deben actualizar permanentemente, los instructivos de maniobras, para estar acordes con los cambios tipológicos de redes, incremento de áreas de consumo o puesta en operación de nuevas instalaciones del Sistema Nacional. El mantenimiento de todas las partes componentes del Sistema también es un punto que va mejorando en base a nuevas técnicas que se incorporan con la adquisición de los últimos equipos.
- c) Aspectos Económicos, considerando la medición que realiza INECEL por la entrega de potencia y energía a las Empresas Eléctricas. La asistencia técnica que se da permanentemente en las Empresas en los campos de: determinación de potencia a transferencia, regulación de voltaje y establecimiento de esquemas de reconocimiento de carga y regulación de los contratos de suministro de potencia y energía.

En la región oriental, como una solución de corto plazo por las emergentes necesidades y el gran obstáculo de su conformación geográfica que no le permite beneficiarse de inmediato del sistema, se ha desarrollado un complejo de pequeñas centrales hidráulicas que al momento funcionarán independientemente en varios puntos de la región, hasta que se complete el anillo de interconexión, luego de lo cual la Central Principal del Coca, se incorporará al SNI. y los demás funcionarán sin anexarse, con lo cual a más de utilizar los recursos hídricos de la zona, parece constituir el mecanismo más idóneo para sus

tituir equipos tanto en mal estado como porque son de generación térmica y, por tanto, su costo de generación es elevado.

5.2 AMPLIACION DEL MERCADO INTERNO

En el país, hasta fines de 1983 en que entra en operación el Proyecto Hidroeléctrico Paute, existe un alto consumo de hidrocarburos aplicados a la energía eléctrica, hecho que se agudizó en el período 1970-1983 con el incremento de la demanda eléctrica y la composición de la estructura de su producción altamente térmica. Estas características analizadas en el sector despertaron la conciencia de que el país debía ahorrar el consumo de productos no renovables y emprender su cometa hacia los recursos naturales disponibles renovables a menor costo.

Uno de los objetivos establecidos en el marco legal eléctrico es el fomentar la electrificación en base a estudios de demanda, que permite cuantificar la amplitud del mercado que se requiere para proporcionar la satisfacción del servicio, utilizando como instrumento la planificación a corto, mediano y largo plazo a través del Plan Maestro de Electrificación, el mismo que en el análisis incluye alternativas de financiamiento para dar cumplimiento al plan propuesto.

El último Plan Maestro de Electrificación emitido corresponde a 1980-1984, a partir de esta fecha se está trabajando con reprogramaciones anuales, debido fundamentalmente a la crítica situación económica por las cuales atraviesa el país, que han creado dificultades en el financiamiento, tanto a nivel interno como externo, y no permite establecer una planificación financiera de gran alcance.

Los fundamentos que han caracterizado a los planes de electrificación propuestos se resumen en los siguientes puntos:

Para el establecimiento del programa de expansión eléctrica de corto plazo, se considera el aprovechamiento de los recursos hídricos verificados con el "Inventario de Recursos Hidroeléctricos", conforme se indicó anteriormente. El mencionado documento, en su parte pertinente señala: "Tomando como punto de partida los registros hidrometeorológicos históricos, el área de drenaje llega a cubrir 267.887 Km², con un potencial lineal teórico que alcanza a los 93.439 Mw de capacidad total, constituyendo éstos las reservas de recursos hídricos de que dispone el Ecuador, superiores a las reservas hidrocarbúferas que puedan existir, originando un potencial eléctrico instalable del orden de los 22.000 Mw. que estarían en posibilidad de generar 90.000 millones de Kwh/año firmes, equivalentes a la energía que producirían 400.000 barriles diarios de petróleo".(*)

Plan a corto plazo.- En el corto plazo está previsto cubrir el territorio con 1.135 Km. de líneas de 230 Kv., 880 Km. de líneas de 138 Kv. y 2.150 MVA de capacidad de transformación, hasta 1989, tener el equipamiento necesario para llevar a cabo las obras hidroeléctricas que por su complejidad y costo requieren de varios años, hasta llegar a su construcción y operación, cuyo detalle es el siguiente:

Paute Face C, 500 Mw.- Se preve entrará en operación a fines de 1990. Para su generación aprovecha el agua acumulada en el reservorio Amaluza y las obras de regulación del río Paute, realizándose además la ampliación de la Central Molino. El costo estimado es de 29.416 millones de sucres.

Daule-Peripa, 130 Mw.- Se preve su entrada en operación en 1992. Esta obra constituye parte del Proyecto de propósito Múltiple "Jaime Roldós Aguilera". Se preve utilizar parte de las obras que se están llevando a

(*) Inventario de Recursos Hidroeléctricos año 1983.

efecto para el control de inundaciones, riego, trasbase, para cubrir los déficits de agua potable, central de salinidad, aumento del calado del río Daule. La implementación está a cargo de CEDEGE, como obra eléctrica INECEL participa en la ejecución del proyecto. CEDEGE está tramitando actualmente un crédito ante el BID por US\$112 millones para cubrir parte del costo de la construcción y equipamiento de la central.

Centrales Hidroeléctricas de mediana capacidad, 12 Mw.-

Se preve que irán entrando en operación entre 1984 a 1988. Se realizan en base al aprovechamiento hidroeléctrico de 14 sitios, que tienen potencias entre 5 y 50 Mw., localizados en las provincias de Carchi, Pichincha, Cotopaxi, Chimborazo, Bolívar, Cañar, Azuay y El Oro, habiendo sido seleccionados por sus variedades: Río Luis, Caluma Bajo, Angamarca y Arpaquí. Entre una de las razones que hicieron factible el desarrollo de estos proyectos fue el cubrir energía eléctrica por eventuales atrasos y/o suspensiones de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado.

Sistemas de Transmisión.- Complementariamente deben realizarse obras de transmisión que permitan utilizar la energía generada por las centrales principales, teniendo las siguientes:

Sistema de Transmisión, Fase C.- Complementará la interconexión de todos los sistemas Regionales al Sistema Nacional Interconectado, mediante varias líneas de transmisión y subestaciones de los siguientes sistemas:

- Sistema Paute-Riobamba-Totoras
- Sistema Milagro-Machala
- Sistema Pacuales-Santa Elena
- Sistema Cuenca-Loja
- Sistema Ibarra-Tulcán

El costo total estimado para la realización de estas obras es de S/.11.817'551.000, con un plazo de terminación Agosto de 1988.

Sistema de Transmisión Paute - Fase "B2".- Incluye dentro del alcance de estas obras, las siguientes:

- S/E Policentro 138/69 KV-150 MVA
- S/E Pascuales 138/69 KV-150 MVA
- S/E Móvil 138/69 KV- 30 MVA
- Capacitores 36 MVAR

Se tiene previsto una inversión total de S/.5.881'630.000 y se terminará en 1988.

Sistema de Transmisión Quevedo-Portoviejo.- Las obras a ejecutarse cubren la ampliación del S/E Portoviejo, que incluye una posición de 138 KV y dos posiciones de 69 KV, para independizar el suministro de energía a la zona sur de la provincia de Manabí, cuyo primer circuito se encuentra en operación comercial desde diciembre de 1981 y la terminación total a 1988. El costo de estas obras asciende a S/.136'846.000.

Sistema de Transmisión Cuenca-Limón.- Este Sistema se halla ubicado entre las provincias de Azuay y Morona Santiago y permitirá el abastecimiento con energía del Sistema Nacional de Transmisión a la zona sur-oriental del país, comprende la construcción de la línea de transmisión Cuenca-Limón de 138 KV y 80 Km. de longitud, la ampliación de una posición de 69 KV en la subestación Cuenca y las subestaciones de reducción en las poblaciones de Limón, Gualaquiza, Méndez y Macas.

La inversión para este Sistema asciende a S/.773'432.000 con una duración que se extiende hasta septiembre de 1988.

de Milagro.

Proyecto Villadora, 270 MW.- El aprovechamiento Villadora utiliza las aguas de los ríos Guayllabamba, Intag y Alambi.

Proyecto Chontal, 72 MW.- A 3 Km. aguas abajo de la central Villadora se ubica la Central Chontal, dispuesta en forma compacta en el interior de la presa derivadora de hormigón. Esta central aprovecha una pequeña caída y todo el caudal regulado en Villadora, con lo cual puede producir una potencia de 72 MW. La central no dispondrá de un embalse, por lo cual Chontal será una central de pasada.

Proyecto Quijos-Coca.- Como resultado del estudio de Prefactibilidad de los aprovechamientos del curso principal del río Quijos-Coca, se definieron los niveles operacionales óptimos de cada uno de los embalses, la potencia de las centrales y la secuencia constructiva optimizada, cuyas características se resumen a continuación:

Proyecto Salado, 560 MW.- La secuencia para la entrada en operación de las centrales, ubicada a la central Salado como la obra prioritaria a ser desarrollada en factibilidad, utilizando las aguas de los ríos Quijos y Salado. La evacuación de la energía hacia Quito se produce a través de una línea de transmisión de 120 Km. y 230 KV y una subestación convencional de 230 KV.

Proyecto Malo-Codo Sinclair, 3.950 MW.- Los estudios se dividirán en dos fases; la fase A que comprende investigaciones y trabajos necesarios para definir las etapas del Proyecto y la fase B, en la que se estudiará la factibilidad técnico-económica de la primera etapa. Esta división ofrece la ventaja de tener una central más pequeña, más flexible en su adaptación a la demanda del mercado eléctrico, sin comprometer financieramente a INECEL.

Proyecto San Francisco, 234 MW.- El aprovechamiento hidroeléctrico forma parte de una secuencia de recursos sobre el río Pastaza, el cual está ubicado en la zona central del país, a 180 Km. al sur-este de Quito y aguas abajo del Proyecto Agoyán. Utiliza las aguas de tubería de este proyecto.

Proyecto Chespi, 100 MW.- El curso medio del río Guayllabamba comprendido entre la confluencia de los ríos Pisque y Alambi, ofrece condiciones ventajosas para su aprovechamiento hidroeléctrico, identificando: - Calderón, Chespi, Palma Real, Villadora y Chontal. El tamaño de estos proyectos, la ubicación geográfica, su accesibilidad al mercado eléctrico y la infraestructura existente son, entre otras ventajas, los factores que facilitan e incentivan su aprovechamiento. El Proyecto Chespi está ubicado a 28 Km. en línea recta al norte de Quito. Muy cerca a la red del Sistema Nacional Interconectado, el área es accesible por las vías Quito-San Antonio-Otavaló y Quito-Mitad del Mundo-Calacali.

Proyecto Geotérmico.- Como resultado del reconocimiento efectuado a partir de 1979 de los recursos geotérmicos aptos para generación eléctrica, se desprende que dentro de las áreas de interés geotérmico sobresalen las de Tufiño, Chalupas e Imbabura, por presentar las mejores condiciones geológicas e hidrogeológicas para albergar un reservorio de gas natural.

Proyecto Tufiño.- El 29 de Mayo de 1981 se suscribió con OLADE un Convenio de Cooperación Técnica para la realización de los estudios de Prefactibilidad del Proyecto Tufiño. Para su continuación se suscribió en 1985 el Convenio INECCEL-ICEL-OLADE, que garantiza el financiamiento utilizando la donación del gobierno italiano por US\$1'100.000.

Proyecto Chalupas.- En lo que se relaciona al área de Chalupas, los estudios preliminares de -

prefactibilidad concluyeron en Diciembre de 1983. Su continuación se halla a cargo de personal técnico de INECCEL, exclusivamente. Se ha gestionado ante el gobierno italiano el financiamiento correspondiente, esperando su pronunciamiento favorable.

Proyecto Imbabura.- Esta área es potencialmente aprovechable, de ahí que se han preparado los términos de referencia que viabilicen la consecución del financiamiento por parte del gobierno japonés.

Sistema de Transmisión Fase D.- Por razones de programación, ejecución y financiamiento, la fase D ha sido estructurada de la siguiente forma:

. FASE D1

Se incluyen las siguientes obras:

S/E Latacunga	138/69 KV	40 MVA
S/E Ibarra	138/69 KV	20 MVA
S/E Babahoyo	138/69 KV	40 MVA
S/E Vicentina-ampliación	1 posición de 138 KV	

. FASE D2

Se halla conformada por:

L/T Paute-Pascuales-Salitral, 212 Km.	230 KV, doble circuito
S/E Pascuales-ampliación	4 posiciones de 230 KV
S/E Salitral-ampliación	230/138 KV 225 MVA

. FASE D3

Las obras son las siguientes:

L/T Quevedo-Portoviejo, 107 Km.	138 KV, segundo circuito
L/T Quito-Ibarra, 80 Km.	138 KV, segundo circuito
S/E Portoviejo-ampliación	138/69 KV 45 MVA
S/E Vicentina-ampliación	montaje

Sistema de Transmisión Santa Rosa-Lago Agrio.- La alimentación de energía a la zona nor-oriental del país para satisfacer la demanda de las instalaciones petroleras y eventual requerimiento para abastecimiento de agua potable a la ciudad de Quito, será solucionada mediante las siguientes obras:

L/T Santa Rosa -Lago Agrio	138 KV	doble circuito
S/E Papallacta	138/69 KV	20 MVA
S/E Baeza	138/69 KV	20 MVA
S/E Salado	138/69 KV	16 MVA
S/E Lumbaqui	138/69 KV	20 MVA
S/E Lago Agrio	138/69 KV	16 MVA

Sistema de Transmisión Loja-Zamora-Nambija.- Se han iniciado los estudios de Factibilidad de este Sistema. Posiblemente esté - - constituido por una línea de transmisión de 138 KV desde la - S/E hasta la zona minera de Nambija. Abastecerá de energía la región sur-oriental del país.

Consecuentemente para llevar a cabo el plan de obras de - servicio que deben efectuarse, se ha previsto el crecimiento - de la demanda, en base al crecimiento esperado del Producto In - terno Bruto, con alternativas de un mínimo crecimiento infe - rior al 3% (malas condiciones) un normal crecimiento del 4,4% - (crecimiento medio) y una situación de crecimiento del 5% (cre - cimiento óptimo), también está previsto el crecimiento pobla - cional y la adaptación de los nuevos usuarios al servicio eléc - trico.

5.3 POSIBILIDADES DE MERCADO EXTERNO

Si se lograría desarrollar proyectos eléctricos como el Coca (3.950 MW) se encuentra en la región amazónica que estaría en posibilidad de producir 2.000 MW, una capacidad mayor que la del Proyecto Paute completo en todas sus fases, estaríaamos en posibilidad de servir no sólo al país, sino también de exportar, con el propósito tanto de generar divisas para el - país, como también de financiar líneas de transmisión menores que permitan cubrir eficientemente el área rural.

Al utilizar el país eficientemente los recursos naturales mediante las ventajas comparativas efectivas y de mercado, que le permitirían obtener al país el bienestar máximo en el campo de la electricidad y comercializar internacionalmente su excedente.

La distribución y consecución de un mayor nivel de - ingresos para el subsector eléctrico, por las exportaciones de electricidad a países vecinos (Colombia) aportaría en un alto porcentaje a su financiamiento, dejando a un lado la dependencia hacia el gobierno.

Entre una de las ventajas favorables en el campo social estaría la unión de los pueblos a través de la integración eléctrica; otra sería el hecho que para la interconexión cada uno de los países deben realizar obras que permitan su utilización, infraestructura que en el caso de nuestro país permitiría el desarrollo de la región oriental, porque contaría con - un servicio que le facilitaría el tratamiento industrial, sobre todo aquellos destinados a la transformación o elaborados de café, cacao, madera y otros productos que en la actualidad salen de la región hacia Guayaquil o Manta, para ser exportados como materia prima.

Es un producto que al no ser perecedero ni que se - pueda guardar, su producción tendría que ser vendida en su to-

talidad permitiendo tener costos más bajos para el país y de igual forma ésto permitiría el abaratamiento o mantenimiento de los precios actuales de la tarifas, lo que a través del tiempo redundaría en abaratamiento.

Sin embargo de que en los puntos anteriores se han analizado los factores favorables, cabe señalar que para llegar a lograr la obtención de los aspectos favorables hacia el país es indispensable tener en cuenta que la tarifa debería ser dada a nivel internacional; ésto es, que de ninguna manera sea inferior a la tarifa más alta pagada dentro del país, porque si el importador paga un precio igual o menor que el consumidor nacional, se estaría produciendo una descapitalización del país en favor del exterior o lo que es lo mismo el pueblo ecuatoriano estaría subsidiando el bienestar extranjero, por conseguir divisas, lo cual no sería razonable bajo ningún punto de vista, de sector eléctrico y de ingresos favorables hacia el país.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES SOBRE EL ACTUAL SISTEMA TARIFARIO

La estructura orgánica funcional de INECCEL, constituida legalmente como organismo eje en el desarrollo eléctrico, ha facilitado la centralización de la función para planificar a corto, mediano y largo plazo la ejecución y operación de las instalaciones eléctricas que le permiten suministrar el servicio, de conformidad con la demanda en la forma más eficiente y económica a los usuarios de todos los ámbitos del país.

Para llevar a cabo este objetivo, ha planificado la conformación del anillo eléctrico central "Sistema Nacional Interconectado", el mismo que se encuentra concluido en un 85%, desde donde irradia el servicio mediante líneas energizadas. Esta obra global contiene el sinnúmero de construcciones (centrales, subestaciones líneas), que son el origen de los costos de inversión en la etapa de construcción y de los costos por el servicio durante el suministro de electricidad.

En la planificación de los proyectos, o sea el "Plan Maestro de Electrificación", se utiliza el conocimiento del nivel de demanda existente y se proyecta el crecimiento del sector eléctrico en base al crecimiento de la demanda futura y del Producto Nacional Bruto. Cuantifica los costos del servicio y luego establece los recursos de que dispone para llevar a cabo las obras propuestas, dándole importancia a la fuente misma de la gestión, los ingresos por venta de energía como resultado de los kilovatios hora generados y vendidos al precio denominado tarifa.

En el análisis de expansión se considera de gran alcance el papel que desempeña la tarifa en el financiamiento, -

no sólo por ser agente en la recuperación de costo del servicio sino además por ser el instrumento que permite obtener, - de acuerdo a la ley, una adecuada rentabilidad, no en el sentido de lucro sino al contrario con un contenido netamente social que permita incrementar el servicio en la forma más eficiente y económica, con alcance a todos los consumidores: urbano, marginal y rural.

La situación antes descrita, no ha podido ser cumplida a cabalidad, existiendo deficiencias sobre todo en la dotación del servicio a los consumidores de bajo consumo eléctrico, debido a las condiciones financieras por las cuales se encuentra atravesando INECEL y consecuentemente la ejecución de las obras de prioridad nacional.

Con el propósito de objetivizar la verdadera situación que las tarifas eléctricas vigentes están produciendo en la generación de ingresos para mantener y expandir el sistema eléctrico, se ha elaborado el gráfico que consta en el Anexo N° 3, que permite conocer la participación en el costo total de cada uno de los elementos que lo conforman, relacionando con el kilovatio hora vendido, para cada uno de los años en el período considerado 1980-1986 y la proyección de 1987 a 1990 (Anexo N° 3).

Con la información obtenida se realiza el gráfico - que representa la variación de costos para cada uno de los - - años en mención y la variación de la tarifa considerando para cada año la tarifa promedio.

Analizando el Anexo N° 12, referente a la "Evolución de los precios medios por Kwh podemos manifestar lo siguiente:

En 1980 la tarifa promedio es de sucres 0.63 por kilovatio hora y los costos para esta producción, incluyendo la depreciación, alcanza a sucres 0.62 por kilovatio hora, dando una utilidad mínima de 0.01 por kilovatio hora, que con senti-

do empresarial INECEL utilizó para incrementar el desarrollo de obras planificadas para el sector.

En 1981 la situación cambia, la tarifa sube a sucres 0.91 por kilovatio hora, mientras el costo crece a S/.1.35, lo que implica que la tarifa sólo cubre los costos de combustible, mano de obra, materiales y seguros y una parte de la depreciación, quedando sin financiamiento la totalidad del pago por intereses y la amortización de los créditos utilizados en las inversiones, realidad que provoca el subsidiar los costos mediante los ingresos otorgados a INECEL por regalías a la producción petrolera y la contratación de créditos tanto externos como internos.

La crisis más aguda del desfinanciamiento parte de 1983 hasta la presente fecha, dándose disposiciones que permitan solucionar el desfinanciamiento tales como el incremento a las tarifas en el 2% mensual acumulativo a partir de agosto de 1983; sin embargo, como se puede observar, se logran pequeñas recuperaciones para los años 1984-1985-1986, pero de todas maneras la situación sigue latente, los ingresos por venta de energía no satisfacen los pagos por servicio de la deuda.

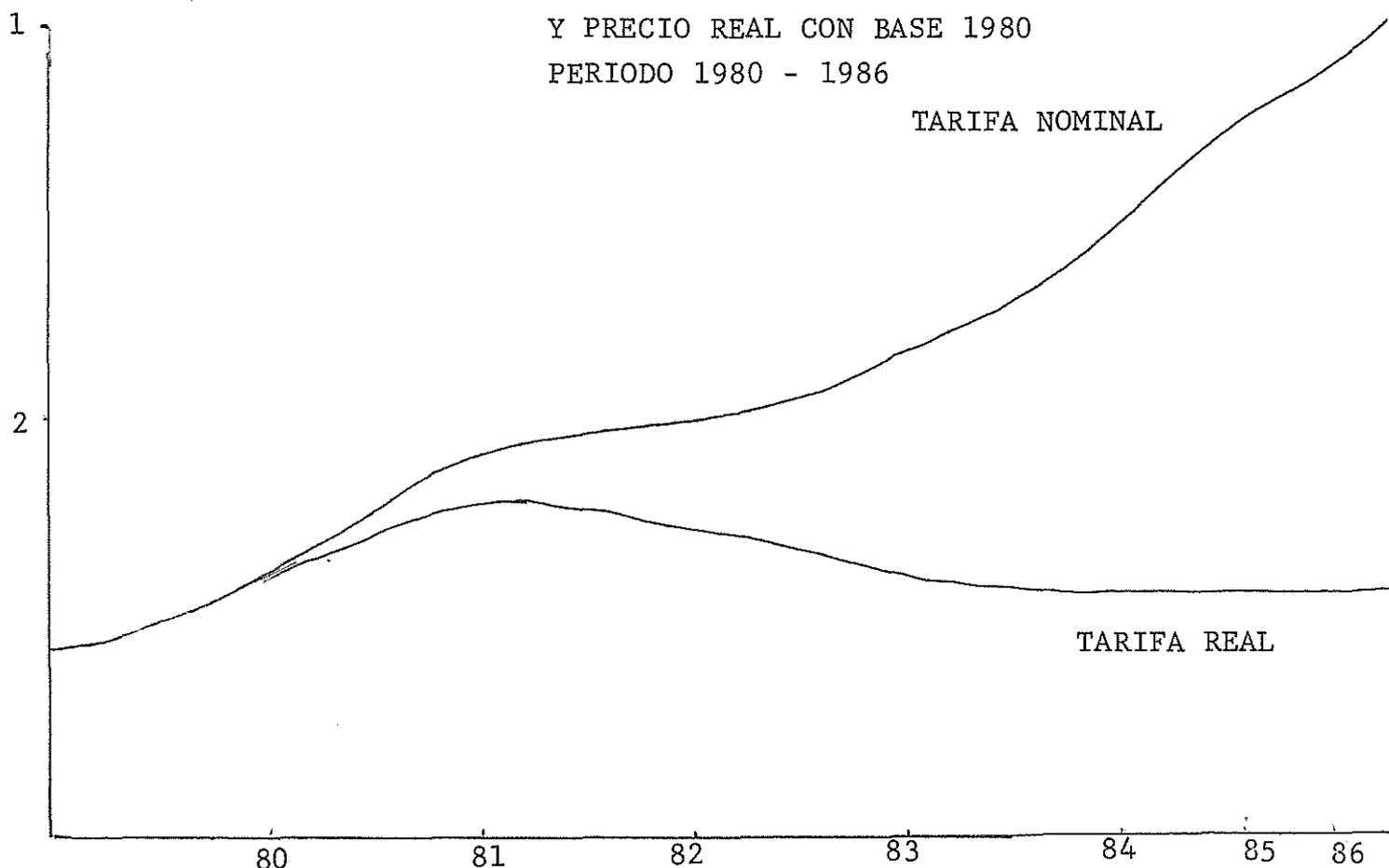
En la proyección también persiste esta situación de crisis financiera por la baja tarifa vigente, condición que se ve agravada por varios aspectos, entre ellos: la significativa reducción de ingresos por la participación de las regalías dada por la disminución de esa participación en los nuevos campos explotados; fijación de un tope en el precio de venta de barril de petróleo para el cálculo de regalías a INECEL y la diferencia en la cotización entre la compra y la venta de divisas de alrededor de veinte sucres por dólar, a partir de la eliminación de la cuenta en dólares de INECEL en el Banco Central.

Todos estos aspectos analizados en conjunto restan las disponibilidades financieras suficientes para incrementar

las nuevas obras de expansión necesarias, provocando la situación más grave y perjudicial que sería el riesgo que se corre, de que los proyectos existentes no puedan ser utilizados técnica y eficientemente, presentándose una disyuntiva muy grande - para el país: de qué le sirve al Estado haber invertido ingentes sumas de dinero en la construcción de grandes proyectos - cuando parte de las obras secundarias y complementarias a ellos no pueden ser terminadas y de allí que se imposibilite al sistema para operar técnica y económicamente?

Concluyendo con el análisis realizado en los capítulos anteriores y en la presente exposición se ve claramente que, tanto INECEL como el sector eléctrico, vienen afrontando desde hace algunos años atrás una permanente descapitalización; pese a que las tarifas en precios nominales han subido, si sus valores lo llevamos a valores reales de 1980, la tarifa no se ha modificado (Anexo N°12).

GRAFICO TARIFAS PROMEDIO POR KILOVATIO HORA A PRECIO NOMINAL Y PRECIO REAL CON BASE 1980 PERIODO 1980 - 1986



6.2 RECOMENDACIONES

Con miras a llegar a determinar un sistema tarifario más justo que contemple las necesidades del consumidor y sus posibilidades de pago es indispensable perfeccionar los sistemas de determinación de los costos e incentivos al consumo de energía sin afectar a las disponibilidades económicas de los usuarios.

Para la consecución de este objetivo se necesita buscar el apoyo y la decisión política gubernamental que permita la implantación de una tarifa analítica que contenga un alto porcentaje de autofinanciamiento para las nuevas inversiones que se proyectan.

Para que tenga éxito esta política tarifaria y se cuente con la aceptación del cliente es necesario difundir el conocimiento más amplio posible de las gestiones realizadas y a realizar, entre productor y distribuidor, incluyendo las formas de obtener el mejor provecho de la energía e instruir las formas de ahorro de la energía a utilizarse.

No se puede pensar que el proceso de adaptación a una nueva tarifa, así descrita, debe darse en corto plazo, al contrario se da en el largo plazo, pero su adaptación debe ir cumpliéndose por etapas, de tal suerte que permita precautelar los intereses de la sociedad, especialmente de los sectores de bajos recursos y marginados.

Esta nueva tarifa considerada debe tener como objetivo prioritario el autofinanciarse en el largo plazo, cumpliendo, a través de procesos el reglamento de tarifas que le faculte obtener una rentabilidad suficiente para cubrir las necesidades de expansión del sistema eléctrico, para beneficio sobre todo de la población carente del servicio.

Es indispensable que el sistema tarifario en el país

adopte técnicas acordes con la evolución moderna, que le permitan recuperar los costos del servicio mediante la utilización de tarifas más reales en términos monetarios y de disponibilidades de quien consume, es así que se hace necesario introducir modificaciones de tal manera que le permita al consumidor elegir cuál es la tarifa que él puede pagar para satisfacer sus necesidades. El llegar a este propósito puede lograrse utilizando formas modernas de determinación de tarifas como la aplicación de tarifas en base a costos marginales, los mismos que permiten cobrar valores adicionales sólo cuando es estrictamente necesario.

Con este fin debe darse prioridad al estudio que permita determinar el análisis para cuantificar los costos marginales del servicio eléctrico en el país que haga factible utilizar como el elemento más importante de la fijación de tarifas, tanto desde el punto de vista técnico, de decisiones políticas, como de distribución social y de ingresos.

Para el análisis es indispensable considerar la relación de crecimiento porcentual entre la economía nacional y la requerida por el sector eléctrico con el propósito de que la oferta eléctrica sea la reacción inmediata a la demanda de los usuarios.

Otro punto a considerar es que en la definición del pliego tarifario debe darse especial énfasis en que haya una estructura de aplicación sencilla que permita optimizar la operación y transmisión entre el Sistema Nacional y las Empresas Eléctricas interconectadas, que realizan la función de distribución, en beneficio del usuario final.

Fomentar la utilización del Sistema Nacional Interconectado por las Empresas Eléctricas es una meta que debe contener toda política relacionada con las tarifas eléctricas, a fin de seguir manteniendo el control en el consumo de combustibles para generación térmica, evitando además realizar en el -

corto plazo cambios sustanciales que puedan ser causa de quiebra de las empresas distribuidoras (Anexo N° 10).

Consecuentemente, una nueva tarifa debe reflejar el equilibrio económico financiero tanto para el Sistema Nacional como para las Empresas Eléctricas, mejorando el suministro técnico, la confiabilidad del sistema y la satisfacción del cliente; por lo tanto, en base a esta nueva tarifa la energía eléctrica responderá a las exigencias de todos los sectores productivos del país para generar eficiencia y desarrollo de los demás sectores afectados.

Una tarifa en estas condiciones permitiría a INECEL y a las Empresas Eléctricas colaborar con el Estado en la generación de ingresos destinados a mantener y renovar las inversiones eléctricas, ahorrando de este modo al Estado, ingentes recursos que de otra manera deben ser provistos.

Se puede afirmar que la generación de energía eléctrica, una vez que con los objetivos propuestos de tarifa acorde y expansión suficiente del sistema habrá alcanzado dentro del proceso de desarrollo la importancia de industria dinámica sin perseguir afán de lucro, sino la prestación de un servicio eficiente en busca del bienestar de la comunidad.

ANEXO 1

VIDA UTIL Y PORCENTAJES DE DEPRECIACION
PARA LOS BIENES E INSTALACIONES ELECTRICAS

BIENES E INSTALACIONES	PROMEDIOS	
	AÑOS	PORCENTAJE
Centrales Generadoras Hidroeléctricas de 50.000 KW o más	50	2.00
Centrales Generadoras Hidroeléctricas mayores de 5.000 KW y menores de 50.000 KW	40	2.50
Centrales Generadoras Hidroeléctricas mayores de 500 KW y menores de 5.000 KW	33	3.00
Centrales Generadoras Hidroeléctricas de hasta 500 KW	20	5.00
Centrales Generadoras a Vapor	30	3.33
Centrales Generadoras a Combustión Interna de baja velocidad de hasta 514 RPM (Bunker)	20	5.00
Centrales Generadoras a Combustión Interna de media velocidad sobre 514 RPM hasta 900 RPM	15	6.67
Centrales Generadoras a Combustión Interna (Diesel) de alta velocidad sobre 900 RPM	7	14.29
Centrales Generadoras a Gas Tipo Industrial	12	8.33
Centrales Generadoras a Gas Tipo Jet	7	14.29
Líneas de Transmisión y Subestaciones desde 138 KV o más	33	3.00
Líneas de Transmisión y Subestaciones sobre estructuras de Hierro, Hormigón o Madera de 69 y 46 KV	30	3.33

ANEXO

BIENES E INSTALACIONES	PROMEDIOS	
	AÑOS	DEPRECIACION PORCENTAJE
Sistemas de Distribución sobre Pos <u>ter</u> ía de Hierro y/o Hormigón	25	4.00
Sistemas de Distribución sobre Pos <u>ter</u> ía Mixta de Madera con Hormigón/ Hierro	20	5.00
Sistemas de Distribución sobre pos <u>ter</u> ía de madera	15	6.67
Instlaciones Generales (Edificios y Estructuras)	33	3.00
Instalaciones Generales	10	10.00

ALCANCE DE LOS RUBROS CONSIDERADOS:

a) CENTRALES GENERADORAS HIDROELECTRICAS

Terrenos y Servidumbres: Utilizados para los bienes e instalaciones de generación de las plantas hidroeléctricas. - Los conceptos son los siguientes: Terrenos y servidumbres

Edificios y Estructuras: Comprenderá edificios, estructu-
ras y mejoras destinadas a la generación eléctrica en las
plantas hidroeléctricas. Inclúye los siguientes concep-
tos: Casa de Máquinas; otros edificios de la Central.

Obras Hidroeléctricas: Son las facilidades usadas para el
embalse, almacenamiento, desvío regulación y entrega de -
agua que se usan principalmente para generación de electri-
cidad, incluyendo los siguientes conceptos: Presas y obra -
de regulación, bacatoma, canales, túneles, tanque de pre-
sión, chimenea de equilibrio, tubería de presión, desarena-
dor, obras de descarga, otras obras.

Instalaciones Electromecánicas: Comprenderá:

- a) Ruedas y turbinas hidráulicas y de generadores impul-
sados
- b) Aparatos generadores auxiliares, equipos de conversión
y equipos que se usan en primer lugar en el control y
conexión de la energía producida por la fuerza hidráu-
lica y en la protección de los circuitos y equipos -
eléctricos. No se incluyen los transformadores y -
otros equipos que se usan para cambiar el voltaje o -
frecuencia de energía eléctrica para fines de transmi-
sión o distribución.
- c) Equipos varios de la planta generadora hidroeléctrica

Los conceptos son los siguientes: Grupos generadores
hidroeléctricos y fundaciones; equipos eléctricos ac-

nectar la planta con los sistemas de transporte de carretera, excepto cuando estos caminos son mantenidos por la autoridad pública.

Los conceptos de este rubro son: Carreteras, caminos y puentes.

c) CENTRALES GENERADORAS A COMBUSTION INTERNA

Terrenos y Servidumbres: Utilizados para los bienes e instalaciones de centrales generadoras diesel.

Los conceptos de este rubro son: Terrenos y servidumbres.

Edificios y Estructuras: Y mejoras destinadas a la generación eléctrica en centrales generadoras diesel.

Incluyendo los siguientes conceptos: Casa de máquinas; otros edificios de la central.

Instalaciones Electromecánicas: Existentes en la central diesel.

Se incluyen los siguientes conceptos: Grupos generadores y fundaciones; equipos eléctricos accesorios; equipos diversos.

Depósitos de Combustible: Los conceptos de este rubro son: Depósitos de Combustibles.

Carreteras, Caminos, Puentes y Caballetes: Que se usan principalmente como facilidades de generación.

También comprenderá los caminos, etc., necesarios para conectar la planta con los sistemas de transporte de carretera, excepto cuando estos caminos estén dedicados al uso público y son mantenidos por la autoridad pública.

Los conceptos de este rubro son: Carreteras, caminos y puentes.

d) CENTRALES GENERADORAS A GAS

Terrenos y Servidumbres: Comprenderá los terrenos utilizados para los bienes e instalaciones de centrales generadoras a gas.

Los conceptos de este rubro son: Terrenos y servidumbres.

Edificios y Estructuras: Comprenderá los edificios, estructuras y mejoras destinadas a la generación eléctrica en centrales generadoras a gas.

Incluye los siguientes conceptos: Casa de máquina; otros edificios de la central.

Instalaciones Electromecánicas: Comprenderá todas las instalaciones electromecánicas existentes en la central gas.

Se incluyen los siguientes conceptos: Grupos generadores y fundaciones; equipos eléctricos accesorios; equipos diversos.

Depósito de Combustible: Comprenderá los depósitos de combustible de la central gas.

Carreteras, Caminos y Puentes: Comprenderá carreteras, caminos, puentes y caballetes que se usan principalmente como facilidades de generación.

También comprenderá los caminos, etc., necesarios para conectar la planta con los sistemas de transporte de carretera, excepto cuando estos caminos estén dedicados al uso público y son mantenidos por la autoridad pública.

Los conceptos de este grupo son: Carreteras, caminos y puentes.

e) LINEAS Y SUBESTACIONES DE TRANSMISION

Terrenos y Servidumbres: Comprenderá los terrenos utilizados para los bienes e instalaciones de transmisión de energía eléctrica.

Edificios y Estructuras: Mejoras destinadas a la transmisión de energía eléctrica.

Equipos y Subestaciones: Comprenderá los equipos de transformación, conversión y conmutación que se usan con el objeto de cambiar las características de la electricidad en relación con su transmisión o para controlar los circuitos de transmisión.

Postes, Torres y Accesorios: Torres de líneas de transmisión, de madera, acero, hormigón y otro material, junto con los accesorios usados para sostener los conductores aéreos de transmisión.

Conductores de transmisión y accesorios: Que se usan para fines de transmisión.

Carreteras, Caminos, Puentes y Caballetes: Que se usan principalmente como facilidades de transmisión, excepto cuando estos caminos estén dedicados al uso público y son mantenidos por la autoridad pública.

f) SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Terrenos y Servidumbres: Comprenderá los terrenos utilizados para los bienes e instalaciones de distribución de energía eléctrica.

Edificios y Estructuras: Mejoras destinadas a la distribución de energía eléctrica.

Equipos de Subestaciones:

- a) Comprenderá los equipos de las estaciones, inclusive grupo de transformadores, etc., que se usan con el objeto de cambiar las características de la electricidad en relación con su distribución.
- b) Los rectificadores, transformadores en serie y otros equipos especiales de la estación que se destinan exclusivamente al servicio de alumbrado de calles, no se incluirán en este rubro sino en Sistemas de Alumbrado Público y Señales Luminosas.

Postes, Torres y Accesorios: Que se usan para sostener los conductores aéreos de distribución y los alambres de servicio, y todos los postes en servicio, inclusive los que se usen exclusivamente para servicios de consumidores o alumbrado de calles o sistemas de señales; pero no postes ornamentales de alumbrado, construidos exclusivamente para el alumbrado de calles que se contemplan en Sistemas de Alumbrado Público y Señales Luminosas.

Conductores Aéreos: Y accesorios que se usan para fines de distribución. También reconectores y seccionadores de circuito de aceite, ya sea que estén en servicio o que se les mantenga en reserva. Los conductores que se usan únicamente para el alumbrado de calles o sistemas de señales no se incluirá en este rubro sino en sistemas de alumbrado público y señales luminosas.

Conductores Subterráneos: Que se usan para fines de distribución.

Transformadores de Distribución: Aéreos o subterráneos de

líneas de distribución, para usarse en la transformación - de la electricidad al voltaje requerido por el consumidor, ya sea que estén en servicio o mantenidos en reserva.

Los transformadores usados en subestaciones se incluirán - en el rubro: Equipo de Subestaciones.

Transformadores de instrumento usados en relación con los equipos de medición se incluirán en el rubro medidores.

g) INSTALACIONES DE SERVICIO A CONSUMIDORES

Acometidas para los consumidores: Comprenderá conductores aéreos y subterráneos que van desde el punto de donde los alambres arrancan del último poste del sistema aéreo de la caja de distribución (o agujero de hombre) de la línea de distribución, hasta el punto de conexión con la toma de la corriente o alambre del consumidor. Se incluirá aquí el - canal usado para los conductores subterráneos de servicio.

Medidores o Dispositivos y sus accesorios: Para usarlos - en la medición de la electricidad entregada a los consumidores, ya sea que estén en servicio o se les mantenga en - reserva.

Instalaciones dentro de la Propiedad de los Consumidores: El equipo en el local de los consumidores cuando el concesionario conserve el derecho sobre dicha propiedad y asuma plena responsabilidad por su mantenimiento y reemplazo.

Sistemas de Alumbrado Público y Señales Luminosas: Los - equipos que se usan exclusivamente para el alumbrado público de las calles y carreteras o para el tránsito, para las alarmas de incendios, policía y otros sistemas de señales.

h) INSTALACIONES GENERALES

Terrenos y Servidumbres: Utilizados para los bienes e insta

talaciones generales, cuyo costo no puede propiamente incluirse en otros rubros de terrenos y servidumbres.

Edificios y Estructuras: Y mejoras relacionadas con los fines específicos de la EMPRESA y cuyo costo no puede propiamente incluirse en otros rubros de edificios y estructuras.

Mobiliarios y Equipo de Oficina: Los muebles y equipos de oficina destinados al servicio eléctrico, que no están permanentemente fijos en los edificios. Los artículos de poco valor o de corta vida de servicio, se debitarán al correspondiente rubro de operación y no a éste.

Equipo de Transporte: Vehículos de transporte que se usan para fines de servicio. Los equipos de trabajo que se llevan en camiones y que no están permanentemente fijos a ellos, no se incluirán en este rubro sino en herramientas, equipos de taller y garages.

Equipo de Bodega: Los equipos que se usan para la recepción, embarque, manejo y almacenamiento de materiales y su ministros eléctricos.

Los muebles y equipos de oficina que se usan en los almacenes se incluirán en el rubro Mobiliario y Equipo de Oficina.

Herramientas, Equipo de Taller y Garage: Herramientas, implementos y equipos que se usan en construcción, trabajos de reparación y en general, en talleres, garages, y que no se han contemplado específicamente en otros rubros, ni pueden propiamente incluirse en ellos.

Equipo de Laboratorio: El costo instalado de equipos que se usan para fines de laboratorio y pruebas en general.

Equipo de Comunicaciones: Los equipos de teléfono, telégrafo y radio para uso general en las operaciones de servicio.

Equipos Diversos: Comprenderá equipos, aparatos, etc., - que se usan y son útiles en operaciones eléctricas y que no pueden incluirse en ningún otro rubro.

FORMA DE REGISTROS CONTABLES

N° CUENTAS DEL ACTIVO

- 100 Bienes e Instalaciones
- 110 Depreciaciones Acumuladas y Contrib. para construcción
- 120 Otras Propiedades e Inversiones
- 130 Disponibilidades
- 140 Documentos y Cuentas por Cobrar
- 150 Inventarios
- 160 Otros Activos Corrientes y Acumulados
- 170 Estudios y Obras
- 180 Otros Débitos Diferidos
- 190 Cuentas de Orden - Deudoras

CUENTAS DE PATRIMONIO Y PASIVO

- 200 Capital Social, Aportaciones y Asignaciones
- 210 Reservas, Superávit y Donaciones
- 220 Obligaciones a Largo Plazo
- 230 Pasivo Corrientes y Acumulados
- 260 Pasivos Diferidos
- 290 Cuentas de Orden - Acreedoras

Esta clasificación se desglosa en cuentas de Mayor y las correspondientes subcuentas.

La codificación de las cuentas de Ingresos y Gastos es la siguiente:

CUENTAS DE INGRESOS Y GASTOS

- 400 Ingresos de Explotación
- 410 Gastos de Explotación
- 420 Ingresos de Servicio Rural
- 430 Gastos de Servicio Rural
- 440 Ingresos de Bienes e Instalaciones dados en arriendo
- 450 Gastos de Bienes e Instalaciones dados en arriendo

480 Ingresos Ajenos a la Explotación

490 Gastos Ajenos a la Explotación

A continuación se detalla la codificación contable para aplicación de las Unidades Operativas del SNI, que identifica mediante 10 dígitos: la cuenta de Mayor, la etapa funcional, el Centro de Costos y la cuenta de costos o gastos.

411 - 11 - XXX - XX

Concepto de Costos o gastos
Centro de Costos
Etapa Funcional
Cuenta

GENERACION

CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA (Pisayambo)

151-61-700-000	Bodega
411-10-750-XX	Supervisión y Administración
411-11-750-XX	Operación
411-16-750-XX	Mantenimiento

CENTRAL HIDROELECTRICA PAUTE

151-68-700-00	Bodega
411-10-751-XX	Supervisión y Administración
411-11-751-XX	Operación
411-16-751-XX	Mantenimiento

CENTRAL "ING. GONZALO ZEVALLOS"

a) Central a Vapor N° 2 y 3

151-63-700-00	Bodega, materiales, repuestos etc.
151-63-700-00	Bodega, combustible y lubricantes
411-20-752-XX	Supervisión y Administración

411-21-752-XX	Operación
411-26-752-XX	Mantenimiento

b) Turbina a Gas N° 4

411-30-756-XX	Supervisión y Administración
411-31-756-XX	Operación
411-36-756-XX	Mantenimiento

CENTRAL GUANGOPOLO

151-62-700-00	Bodega, materiales, suministros, etc.
151-62-700-XX	Bodega, combustible y lubricantes
411-30-755-XX	Supervisión y Administración
411-31-755-XX	Operación
411-36-755-XX	Mantenimiento

CENTRAL SANTA ROSA

151-66-700-00	Bodega
411-30-757-XX	Supervisión y Administración
411-31-757-XX	Operación
411-36-757-XX	Mantenimiento

CENTRAL TERMICA ESMERALDAS

151-67-700-00	Bodega
152-67-700-05	Bodega, combustible y lubricantes
411-20-758-XX	Supervisión y Administración
411-21-758-XX	Operación
411-26-758-XX	Mantenimiento

LINEAS DE TRANSMISION Y SUBESTACIONES

ZONA NORTE

151-65-700-00	Bodega Santa Rosa
411-50-770-XX	Supervisión General e Ingeniería
411-51-770-XX	Operación Subestación Santa Rosa
411-56-770-XX	Mantenimiento Subestación Santa Rosa
411-56-770-XX	Mantenimiento Línea Santa Rosa-A <u>lluriquín</u>
411-51-771-XX	Operación Subestación Vicentina
411-56-771-XX	Mantenimiento Subestación Vicentina
411-57-771-XX	Mantenimiento línea Pucará-Vic <u>entina</u> -Ambato
411-51-772-XX	Operación Subestación Ambato
411-56-772-XX	Mantenimiento Subestación Ambato
411-51-773-XX	Operación Subestación Ibarra
411-56-773-XX	Mantenimiento Subestación Ibarra
411-57-773-XX	Mantenimiento Línea Vicentina-I <u>barra</u>

ZONA NOROCCIDENTAL

151-65-700-00	Bodega
411-50-775-XX	Supervisión General e Ingeniería
411-51-775-XX	Operación Subestación Santo Do <u>mingo</u>
411-56-775-XX	Mantenimiento Subestación Santo Domingo
411-57-775-XX	Mantenimiento Línea Santo Domin <u>go</u> -Alluriquín
411-51-776-XX	Operación Subestación Quevedo
411-56-776-XX	Mantenimiento Subestación Que <u>vedo</u>
411-57-775-XX	Mantenimiento Línea Santo Domin <u>go</u> -Quevedo
411-51-777-XX	Operación Subestación Portoviejo
411-56-777-XX	Mantenimiento Subestación Porto <u>viejo</u>

411-57-777-XX	Mantenimiento Línea Quevedo-Portoviejo
411-57-778-XX	Mantenimiento Línea Santo Domingo-Esmeraldas

ZONA OCCIDENTAL

151-63-700-00	Bodega Central "Ing. Gonzalo Zevallos"
152-63-700-00	Bodega combustible y lubricantes
411-50-780-XX	Supervisión General e Ingeniería
411-51-780-XX	Operación Subestación Salitral
411-57-780-XX	Mantenimiento Línea Salitral-Pascuales-Quevedo
411-51-781-XX	Operación Subestación Pascuales
411-56-781-XX	Mantenimiento Subestación Pascuales
411-57-781-XX	Mantenimiento Línea Pascuales-Milagro-Cochancay

ZONA SUR

151-68-700-00	Bodega Central Paute
411-50-785-XX	Supervisión General e Ingeniería
411-51-785-XX	Operación Subestación Cuenca
411-56-785-XX	Mantenimiento Subestación Cuenca
411-57-785-XX	Mantenimiento Línea Paute-Cuenca
411-57-786-XX	Mantenimiento Línea Paute-Cochancay

CONCEPTOS DE COSTOS Y GASTOS PARA OPERACION Y MANTENIMIENTO

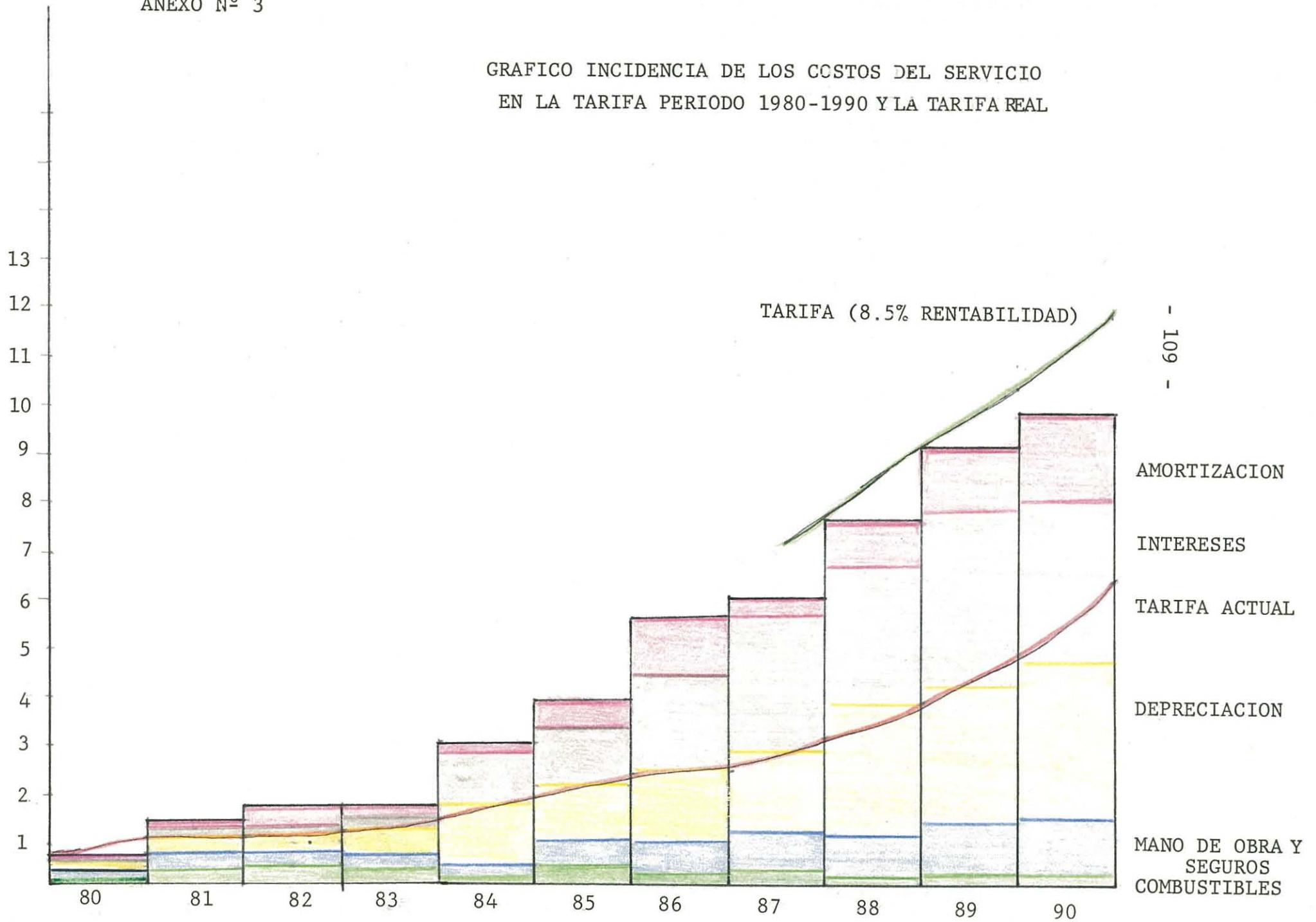
00/19	MANO DE OBRA
00	Sueldos
01	Jornales
02	Contratos para servicios personales

03	Subsidio familiar
04	Subsidio de Antigüedad
05	Sobretiempos u Horas Extras
06	Subrogaciones temporales y Honorarios
07	Indemnizaciones, Separaciones, etc.
08	Sobresueldos
09	Otros Sueldos y beneficios
13	Décimo Tercer Sueldo
14	Décimo Cuarto Sueldo
15	Décimo Quinto Sueldo
17	Jubilación Patronal
18	Aportes Patronales y Cesantía
19	Fondos de Reserva
30/39	MATERIALES
31	Materiales
34	Suministros y Enseres menores
35	Repuestos y accesorios de equipos eléctricos
36	Repuestos y accesorios de vehículos
37	Herramientas y equipos menores
38	Combustible y lubricante para generación
39	Combustible y lubricante para vehículos y máq. de constr.
40/49	COMPRA DE ENERGIA Y SERVICIOS BASICOS
41	Arriendo de vehículos y semovientes
42	Arriendo de equipos
43	Arriendo de edificios
44	Energía comprada para reventa
46	Servicio de energía eléctrica, agua y teléfono
50/59	CONTRATOS Y OTROS SERVICIOS
50	Publicidad y Propaganda
51	Servicio de correo y telecomunicaciones

52	Servicio externo legales y de Auditoría
55	Contratos de Diseño e Ingeniería
56	Contratos de Asesoría Técnica
57	Contratos de obras de mantenimiento y construcción
59	Servicios diversos
60/69	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL Y AFINES
60	Viáticos y subsistencias en el País
61	Viáticos y subsistencias en el Exterior
62	Servicio de transporte
63	Becas
64	Seminarios y Cursos de Capacitación de personal
65	Gastos de representación
66	Gastos de residencia
68	Dietas, Honorarios a Directores, Comisarios y Accionistas
69	Alimentación y Refrigerio
70/79	GASTOS FINANCIEROS
70	Comisiones Bancarias
74	Intereses Pagados o Acumulados para el pago
75	Cuentas incobrables
76	Diferencias en cambio
77	Tasas de servicio y cuotas al Comercio, Industria y Banca
80/89	DIVERSOS
81	Seguros
82	Daños y perjuicios a terceros
85	Contribuciones voluntarias y donaciones
86	Contribuciones oficiales
87	Depreciación
88	Gastos para reposición
89	Diversos

90/99	TRANSFERENCIAS VARIAS
90	Transferencia de Mano de Obra empleados
91	Transferencia de Supervisión e Ingeniería
93	Transferencia de gastos de materiales
94	Transferencia de gastos generales
96	Transferencia de gastos de transporte propios
98	Transferencia de gastos por electrificación rural
99	Transferencia de estudio y obras terminadas

GRAFICO INCIDENCIA DE LOS CCSTOS DEL SERVICIO
EN LA TARIFA PERIODO 1980-1990 Y LA TARIFA REAL



COMPOSICION DEL COSTO POR S/. KWh.

EN MILLONES

a) Costo Total del Servicio	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Combustibles/lubricantes	110	487	693	763	308	1.186	820
Mano de obra/materiales y repuestos/otros	199	322	494	598	735	1.570	2.008
Depreciación	131	306	383	861	3.254	3.535	5.181
Financieros	79	204	438	691	2.925	3.898	7.922
Préstamos	<u>147</u>	<u>320</u>	<u>809</u>	<u>574</u>	<u>664</u>	<u>1.620</u>	<u>3.393</u>
Costo Total del Servicio	<u>587</u>	<u>1.639</u>	<u>2.817</u>	<u>3.487</u>	<u>7.886</u>	<u>11.809</u>	<u>19.294</u>
Energía Vendida	1.054	1.211	1.676	2.140	2.730	3.073	3.486
b) Costo por Kwh/vendido							
Combustibles/lubricantes	0.104	0.402	0.413	0.357	0.113	0.386	0.235
M.O./materiales/repuestos/otros	0.189	0.266	0.295	0.279	0.269	0.511	0.576
Depreciación	0.124	0.253	0.229	0.402	1.192	1.150	1.486
Financieros	0.074	0.168	0.261	0.323	1.071	1.268	2.273
Préstamos	<u>0.139</u>	<u>0.264</u>	<u>0.483</u>	<u>0.268</u>	<u>0.243</u>	<u>0.527</u>	<u>0.973</u>
Costo Promedio Kwh	<u>0.62</u>	<u>1.353</u>	<u>1.681</u>	<u>1.629</u>	<u>2.888</u>	<u>3.842</u>	<u>5.534</u>
Tarifa de venta promedio Kwh	0.62	0.908	0.966	1.136	1.446	1.848	2.32

COMPOSICION DEL COSTO POR Kwh
 Proyectado 1987-1990
 En Miles de Millones

a) Costo Total del Servicio

	1987	1988	1989	1990
Combustibles/lubricantes	1.14	0.54	0.83	1.4
Mano de obra/materiales/respuestos/otros	2.71	3.94	4.65	5.39
Depreciación	6.61	10.22	12.25	14.41
Financieros	11.37	13.71	15.33	17.45
Préstamos	<u>1.60</u>	<u>3.75</u>	<u>7.31</u>	<u>8.17</u>
Costo del Servicio	<u>23.43</u>	<u>32.16</u>	<u>40.37</u>	<u>46.82</u>
Energía vendida (6 Wh)	3.929	4.262	4.515	4.866

b) Costo por Kwh vendido

Combustibles/lubricantes	0.290	0.126	0.285	0.283
Mano de obra/materiales/repuestos/otros	0.690	0.930	1.027	1.106
Depreciación	1.682	2.399	2.712	2.963
Financieros	2.894	3.214	3.396	3.588
Préstamos	<u>0.407</u>	<u>0.381</u>	<u>1.620</u>	<u>1.680</u>
Costo Promedio por Kwh	<u>5.96</u>	<u>7.55</u>	<u>8.94</u>	<u>9.62</u>
Tarifa actual proyectada	2.95	3.74	4.74	6.02
Tarifa considerando el 8.5% rentabilidad	6.91	8.95	10.73	11.61

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
EVOLUCION DE RESULTADOS OPERATIVOS 1980-1986

	1980	1981	1982	1983	1984
Generación Neta (Gwh)	1.058.1	1.229.6	1.715.0	2.216.6	2.855.7
Térmica (Gwh)	793.3	1.088.1	1.531.3	1.257.1	403.4
%	75	88	89	57	14
Hidráulica (Gwh)	260.8	141.6	183.6	959.5	2.452.2
%	25	12	11	43	86
Combustibles (mill-glns)	57.9	79.3	113.0	93.6	31.4
Bunker	56.5	72.5	104.3	90.1	31.0
Diesel + Mezcla	1.4	6.8	8.7	3.5	0.4
Ventas de energía(Gwh)	1.053.7	1.210.7	1.676.1	2.142.9	2.729.6
Tasa de crecimiento	15%	38.4%	27.8%	27.4%	12.6%
Valor facturado (millones de sucres)	671.4	1.099.6	1.618.5	2.407.4	3.946.9
Precio Medio Venta (S./Kwh)	0.637	0.908	0.966	1.125	1.446
Tasa de crecimiento	42.5%	64%	16.5%	28.5%	27.8%
Pérdidas en Transmisión					
Gwh	4.4	18.9	38.9	73.7	126.1
%	0.4	1.5	2.3	3.3	4.4

FUENTE: DOSNI-INECEL

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
EVOLUCION DE RESULTADOS OPERATIVOS 1980-1986

	1985	1986
Generación Neta (Gwh)	3,225.0	3,678.3
Térmica (Gwh)	597.0	418.0
%	19	11
Hidráulica (Gwh)	2,628.1	3,260.3
%	81	89
Combustibles (mill-glns)	45.7	33.3
Bunker	43.4	32.5
Diesel + Mezcla	2.3	0.3
Ventas de energía(Gwh)	3,072.6	3,485.5
Tasa de crecimiento	13.2%	
Valor facturado (millones de sucres)	5,679.5	8,190.1
Precio Medio Venta (S./Kwh)	1.848	2.35
Tasa de crecimiento	27.1%	
Pérdidas en Transmisión		
Gwh	152.4	192.90
%	4.7	5.2

FUENTE: DOSNI-INECEL

ANEXO N° 4

POBLACION Y SU DISTRIBUCION POR INGRESO

NIVELES DE INGRESO		% DE LA POBLACION NACIONAL 1984					
SUCRES/MES		Area Metropolitana		Otras Ciudades		Areas Rurales	
DESDE	HASTA	%	% ACUMULADO	%	% ACUMULADO	%	% ACUMULADO
--	3.000	9	9	18	18	47	47
8.001	16.000	22	31	31	49	34	81
16.001	24.000	21	52	24	73	14	95
24.001	32.000	14	66	12	85	2	97
32.001	40.000	8	73	6	91		
40.001	48.000	6	79	4	95	3	
48.001	56.000	5	84	2	97		
56.001	+	16	100	3	100		100

FUENTE: JUNTA NACIONAL DE LA VIVIENDA

RESULTADOS DE LA OPERACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOAÑO 1986

DEMANDA AL SNI	
Potencia	865.41 MW
Energía (Neta)	3678.37 Gwh
PRODUCCION Bruta	2725.33 GWH
Hidráulica	3275.01
Térmica	450.32
PERDIDA DE ENERGIA	GWH
Consumos propios	47.01
- Hidráulica	14.69
- Térmica	32.32
Pérdida en Transmisión	<u>192.90</u>
TOTAL	239.91
ENERGIA FACTURADA	3485.50 GWH
INGRESOS FACTURADOS (millones-sucres)	8190.10
PRECIO MEDIO VENTA (S./KWH)	2.35
FUENTE: DOSNI-INECEL	

RESULTADOS DE LA OPERACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
AÑO 1986

CONSUMO DE COMBUSTIBLE

(miles-galones)

Bunker	32469.40
Diesel	604.05
Mezcla	255.00
TOTAL	33328.45

FUENTE: DOSNI-INECEL

ANEXO N° 6

INDICADORES ECONOMICOS CON BASE EN 1979
 Periodo 1980 - 1987*

AÑOS	Sucres Salario Nominal Mensual	Indice Precios 1980	Salario Real Mensual	Poder Adquisitivo	Tasa Infalacionaria Anual %
1980	4.000	120,1	3.330	0,83	12,8
1981	4.000	137,8	2.903	0,73	14,7
1982	4.600	158,0	2.911	0,63	14,7
1983	5.600	234,0	2,393	0,43	48,1
1984	6.600	305,1	2.163	0,33	30,4
1985	8.500	390,6	2.176	0,26	28,0
1986	10.000	456,8	2.189	0,22	22,5
1987	12.000	591,4	2.027	0,17	29,5

FUENTE: INEC, 1986

* Información sujeta a reajustes

DEMANDA DE SERVICIOS DE INFRAESTRUCTURA A 1984

	AREAS METROPOLITANAS	OTRAS AREAS URBANAS	RURAL	TOTAL PAIS
TOTAL DE UNIDADES x 1.000	425.7	596.6	649	1.644.6
<u>TIPO DE SUMINISTRO DE AGUA POTABLE</u>				
DENTRO DE LA VIVIENDA	72.2	76.8	29.7	45.4
FUERA DE LA VIVIENDA	4.0	3.2	9.4	6.7
CISTERNA O POZO	2.1	1.1	18.6	20.4
RIO	0.8	7.4	27.4	14.1
TANQUERO (Camión)	19.5	3.2	6.4	10.6
OTROS	1.4	7.4	3.5	2.8
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0
<u>CONEXION A ELECTRICIDAD</u>				
CONEXION	94.9	88.6	32.8	62.9
NO TIENE	5.1	11.4	67.2	37.1
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0
<u>TIPO DE SERVICIO HIGIENICO</u>				
PRIVADO O COMPARTIDO	79.5	74.4	25.3	34.0
LETRINA	12.5	12.3	24.1	14.9
NINGUNO	8.0	13.4	70.9	5.1
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0

FUENTE: JUNTA NACIONAL DE LA VIVIENDA

DEMANDA DE SERVICIOS DE INFRAESTRUCTURA

	AREAS METROPOLITANAS	OTRAS AREAS URBANA	RURAL	TOTAL PAIS
<u>DISPOSICION DE AGUAS SERVIDAS</u>				
POR TUBERIA	62.7	61.3	5.4	34.0
TANQUE SEPTICO O FOSO	20.9	14.5	11.2	14.9
NINGUNA	16.4	24.2	83.3	5.1
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0

FUENTE: JUNTA NACIONAL DE LA VIVIENDA

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOPRINCIPALES CARACTERISTICAS TECNICAS DE LAS CENTRALES GENERADORAS EN OPERACIONDICIEMBRE - 1986

C E N T R A L	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	FACTOR DE POTENCIA	POTENCIA EFEC TIVA POR UNI- DAD 1982	TIPO (1)	FACTOR DE CONVERSION (KWH/gal)
Pucará	76.0 (2)	70.0	0.95	2 x 35 MW	H	0.986(5)
Guangopolo	31.2 (3)	31.2	0.80	6 x 5.20 MW	T	16.13
Santa Rosa	76.8 (4)	51.3	0.80	3 x 17.1 MW	G	10.09
Gas G. Zevallos	30.94 (6)	20.0	0.85	1 x 20 MW	G	9.61
Vapor G.Zevallos	146.00	146.0	0.85	2 x 73 MW	V	14.57
Esmeraldas	132.50	132.5	0.85	1 x 132.5 MW	V	15.15
Paute	500.00	500.0	0.90	5 x 100 MW	H	
TOTAL	993.44	951.0				

CENTRAL	AÑO ENTRA DA EN OPE RACION	CENTRAL	AÑO ENTRA DA EN OPE RACION	CENTRAL	AÑO ENTRA DA EN OPE RACION
Pucará	77	Gas G.Zev.	76	Paute	83
Guangopolo	77	Vapor G.Zev.	80		
Santa Rosa	81	Esmeraldas	82		

NOTAS: (1) H=Hidráulica T=Térmica G=Gas V=Vapor n=nominal (2)MVAn=40 MVA/U (3)MVAn=6.50MVA/U
(4)MVAn= 32 MVA/U (6)MVAn= 36.4MVA.

Fuente: DOSNI-INECEL

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
CARACTERISTICAS TECNICAS DE LINEAS DE TRANSMISION EN OPERACION
DICIEMBRE - 1986

NOMBRE	TENSION	Nº DE	LONG.	SIL/CIRC.	LIMITE TERMICO	
	(KV)	CIRC.	(KM)	(MW)	(MVA)	(AMP)
Pucará-Ambato	138.0	1	30.0	49.3	157.8	660.0
Pucará-Vicentina	138.0	1	125.0	49.3	157.8	660.0
Vicentina-Ibarra	138.0	2*	80.0	49.3	157.8	660.0
Guangop.-Vicentina	138.0	1	7.0	49.3	157.8	660.0
Vicentina-Sta.Rosa	138.0	1	18.5	49.3	157.8	660.0
Sto.Dmgo.-Esmeral.	138.0	2	154.0	50.4	239.0	692.3
Quevedo-Portoviejo	138.0	2*	107.0	50.4	239.0	692.3
Pascuales-Salitral	138.0	2	17.0	50.4	239.0	692.3
Paute-Cuenca	138.0	2	70.0	49.3	157.8	660.0
Milagro-Babahoyo	138.0**	1	37.0	50.4	141.0	
Agoyán-Totoras	138.0	2	33.0	50.4		
SUBTOTAL	138.0		678.5			
Sta.Rosa-Sto.Dmgo.	230.0	2	78.0	139.6	448.2	1125.0
Sto.Dmgo.-Quevedo	230.0	2	105.0	145.0	469.3	1178.0
Quevedo-Pascuales	230.0	2	144.0	145.0	469.3	1178.0
Pascuales-Milagro	230.0	2	41.0	145.0	469.3	1178.0
Milagro Paute	230.0	2	142.0	139.6	448.2	1125.0

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
CARACTERISTICAS TECNICAS DE LINEAS DE TRANSMISION EN OPERACION
DICIEMBRE - 1986

NOMBRE	TENSION	Nº DE	LONG.	SIL/CIRC.	LIMITE TERMICO	
	(KV)	CIRC.	(KM)	(MW)	(MVA)	(AMP)
Totoras-Santa Rosa	230.0	1	105.0	139.6	448.2	1125.0
SUBTOTAL	230		615.0			
TOTAL			1.293.5			

FUENTE: DOSNI-INECEL

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
CARACTERISTICAS TECNICAS SUBESTACIONES EN OPERACION
DICIEMBRE - 1986

NOMBRE	CAPACIDAD MVA (1)	RELACION DE TRANSFORM. (KV)	TIPO DE ENFRIA. (1)	Nº DE TRANSF.	RESERVA	
					CAPAC.	Nº TRAN.
Pucará	80	13.8/138	FOA	2T-3Ø		
Ambato	43	138/69/13.8	ONAF	1A-3Ø		
Vicentina	86	138/46/13.8	ONAF	2T-3Ø		
Guangopolo	40	6.6/138	FA	2T-3Ø		
Ibarra	50	138/34.5/13.8	FAFA	1T-3Ø		
G.Zevallos Vapor	172	13.8/69	FOA	2T-3Ø		
G.Zevallos Gas	34	13.8/69	FA	1T-3Ø		
Salitral	150	138/69/13.8	FOA	3A-1Ø	50.00	1A-1Ø
Santa Rosa	75	138/46/13.8	FOA	1T-3Ø		
	375	230/138	FOA	3A-1Ø	125.00	1A-1Ø
Santa Rosa Gas	84	13.8/138	OA	3T-3Ø		
Quevedo	33.33	138/69/13.8	FOA	1T-3Ø		
	166.50	230/138/13.8	FOA	3A-3Ø	55.50	1A-3Ø
Esmeraldas	75	138/69/13.8	FOA	1A-3Ø		
Central Esmeraldas	160	13.8/138	FOA	1T-3Ø		
Portoviejo	75	138/69/13.8	OFAF	1A-3Ø		
Santo Domingo	100	138/69	FOA	3A-1Ø		
	166.5	230/138	FOA	3A-1Ø		

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
CARACTERISTICAS TECNICAS SUBESTACIONES EN OPERACION
DICIEMBRE - 1986

NOMBRE	CAPACIDAD MVA (1)	RELACION DE TRANSFORM. (KV)	TIPO DE ENFRIA. (1)	Nº DE TRANSF.	RESERVA	
					CAPAC.	Nº TRAN.
Pascuales	375	230/138	FOA	3A-1Ø	125.00	1A-1Ø
	150	138/69/13.8	FOA	3A-1Ø	50.00	1A-1Ø
Milagro	166.5	230/69/13.8	FOA	3A-1Ø	55.50	1A-1Ø
Molino	638.5	13.8/138	FA	5T-3Ø		
	750	138/230	FOA	6A-1Ø	250.00	2A-1Ø
Cuenca	100	138/69	FOA	3A-1Ø	33.33	1A-1Ø
Totoras (2 dic.)	100	138/69/13.8	FOA	3A-1Ø	33.33	1A-1Ø
TOTAL	4245.33				777.66	

NOTA: (1) Valores máximos de capacidad y su correspondiente tipo de enfriamiento.

T = Transformador

A = Autotransformador

FUENTE: DOSNI-INECEL

ANEXO N° 10

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
ACTIVOS EN OPERACION
MILES DE MILLONES DE SURES

	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1. GENERACION						
1.1 Hidráulica	90.7	129.4	165.8	243.6	290.8	341.4
1.2 Termoeléctrica	24.1	34.4	44.0	55.8	66.6	78.2
Total Generación	114.8	163.8	209.8	299.3	357.4	419.6
2. TRANSFORMACION Y TRANSMISION	26.7	40.3	52.6	102.0	121.8	143.0
3. INVERSIONES GENERALES	0.3	1.2	2.4	4.0	5.4	7.2
TOTAL	141.8	205.3	264.8	405.3	484.6	569.7

FUENTE: PLANIFICACION- DOSNI

ANEXO N° 10 B

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
 DETERMINACION DEL COSTO MEDIO DEL KWH CON RENTABILIDAD 8.5%
 MILES DE MILLONES DE SUCRES

	1987	1988	1989	1990
1. Base Tarifaria	202.7	285.5	373.0	428.9
2. Seguros	0.5	0.8	1.0	1.2
3. Rentabilidad (8.5) 1/	16.7	23.4	30.7	35.3
4. Gastos de Operación	3.3	3.7	4.5	5.6
5. Cuotas de Depreciación	6.6	10.2	12.2	14.4
6. Total Costos (2 + 3 + 4 + 5)	27.1	38.1	48.4	56.5
7. Venta de Energía (Gwh)	3.9	4.2	4.5	4.9
8. Costo Promedio S/./Kwh (Tarifa)	6.9	8.9	10.7	11.6

FUENTE: DOSNI - PLANIFICACION

1/ La rentabilidad es obtenida como el 8.5% de la base tarifaria menos el valor de los seguros.

ANEXO N° 11

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
 PRECIO MEDIO DE VENTA A EMPRESA DISTRIBUIDORA S/. KWh.
 1985 - 1986

EMPRESAS ELECTRICAS	AÑO 1985	AÑO 1986	% CRECI. 1986/85
AMBATO S.A.	1.97	2.47	25.4
BABAHOYO	1.93	2.41	24.9
CENTRO-SUR	1.99	2.49	25.1
COTOPAXI	2.13	2.66	24.9
EMELEC INC.	1.83	2.33	27.3
EMELGUR	1.88	2.38	26.6
EMELNORTE	1.84	2.32	26.1
ESMERALDAS	2.07	2.58	24.6
MANABI	2.63	2.095	28.5
MILAGRO	1.76	2.26	28.4
QUITO S.A.	1.85	2.36	27.6
RIOBAMBA	2.59	2.72	5.0
SANTO DOMINGO	2.02	2.58	27.7
EMELORO	-	2.35	-
IMPREGILO		3.14	

FUENTE: DOSNI-INECEL

ANEXO N° 11 A

VENTAS-SNI/EMPRESAS 1985/1986

EMPRESAS ELECTRICAS	ENERGIA (GWH)			MILLONES DE SJGRES		
	1985	1986	% CREC. 1986/85	1985	1986	%CREC. 1986/85
AMBATO S.A.	93.67	110.10	17.50	184.31	272.44	47.82
BABAHOYO	59.23	77.10	30.17	114.45	186.13	62.43
CENTRO-SUR	66.30	73.35	10.63	131.67	182.83	38.65
COTOPAXI	34.96	41.49	18.68	74.45	110.28	48.13
EMELEC INC.	1342.76	1530.71	14.00	2452.00	3566.40	45.45
EMELGUR	175.70	198.61	13.04	330.91	472.98	42.93
EMELNORTE	83.56	93.53	11.93	153.73	217.09	41.22
ESMERALDAS	62.43	74.43	19.22	129.32	191.79	48.31
MANABI	217.23	251.58	15.81	354.91	527.06	48.51
MILAGRO	80.76	87.97	8.93	142.29	198.91	39.79
QUITO S.A.	768.20	827.14	7.67	1421.48	1954.47	37.50
RIOBAMBA	21.25	20.28	-4.56	55.15	55.07	-0.15
SANTO DOMINGO	65.97	63.51	-3.73	133.42	164.02	22.94
EMELORO	-	30.13	-	-	73.49	-
SUBTOTAL	3072.02	3479.92	13.28	5678.09	8172.96	43.94
IMPREGILO		5.60			17.61	
TOTAL		3485.52			8190.57	

FUENTE: DOSNI-INECEL

ANEXO N° 12

EVOLUCION DE LOS PRECIOS MEDIOS KWh
 PERIODO 1980 - 1986
 CON BASE 1980

	S/. KWh PRECIO MEDIO DE VENTA NOMINAL	S/. KWh PRECIO MEDIO DE VENTA REAL
1980	0,628	0,62
1981	0,908	0,80
1982	0,966	0,73
1983	1,136	0,59
1984	1,446	0,58
1985	1,848	0,57
1986	2,320	0,63

BIBLIOGRAFIA

- ARNOLD C. HARBERGER Hacia un Enfoque Operacional del -
Universidad de Chicago Análisis Costo-Beneficio Social.
Mesa Redonda ENAP/CIAP/1973.
- A.C. HARBERGER Criterios para la Fijación de Pre-
cios de Costo Marginal y para la In-
versión Social en las Empresas Eléc-
tricas. Trabajo no publicado.
- BANCO CENTRAL Memorias de 1985.
- CARLOS A. GIVOGRI Fundamentos Económicos de las Tari-
fas Marginalistas. Trabajo de Semi-
nario de Economía de la Energía, -
Buenos Aires 1971.
- CARLOS A. GIVOGRI Aspectos Económicos de las Tarifas
Eléctricas. Universidad Nacional -
de Córdoba/ 1968.
- CIER Estructura Organizativa del Sector
Eléctrico y la Organización de las
Empresas Eléctricas. Informe/1986.
- CIER Costos actuales de Generación de -
Energía Hidroeléctrica para Servi-
cios Públicos. Informe/1977.
- CIER Costos Estimados de Producción de
Energía Termoeléctrica. Informe/
1977.
- CIER Administración Financiera en las Em-
presas Eléctricas/1986.

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

Quito, Junio 9 de 1987

A handwritten signature in cursive script, appearing to read 'Wilma Rivadeneira Salazar', written in dark ink on a white background.

ECON. WILMA RIVADENEIRA SALAZAR

NOMBRE DEL CURSANTE

