



REPUBLICA DEL ECUADOR
MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES Y ENERGETICOS
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION

PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION

TOMO I: COMPENDIO

PERIODO 1980 - 1984

REPUBLICA DEL ECUADOR
MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES Y ENERGETICOS
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION

**PLAN
MAESTRO
DE
ELECTRIFICACION**

PERIODO 1980 – 1984

11/02/80

Sr. Dr.
OSVALDO HURTADO LARREA
Vicepresidente de la República del Ecuador
Presidente del Consejo Nacional de Desarrollo
En sus manos.

Señor Vicepresidente:

Cúpleme presentar a usted el Plan Maestro de Electrificación para el período 1980—84, con proyecciones hasta el año 1990, el cual ha sido elaborado de acuerdo con las disposiciones y lineamientos determinados en el Plan Nacional de Desarrollo.

Este documento contiene los estudios justificativos y programas detallados de cada una de las obras que se ejecutarán o iniciarán en el período del Presidente Jaime Roldós Aguilera, y constituirá un instrumento efectivo para orientar y dirigir el cumplimiento de las metas de uno de los sectores básicos contemplados en el Plan Nacional de Desarrollo, cual es el de Electrificación.

Es importante resaltar que la implementación integral del Plan de Electrificación, permitirá no solamente atender el desarrollo contemplado del País y los requerimientos de la industria y la agroindustria, sino que además permitirá alcanzar el ahorro previsto en el Plan de Desarrollo, de 5.9 millones de barriles de petróleo por año, a partir de 1983, como efecto de la sustitución de energía térmica por hidráulica.

Todas las obras contempladas cuentan con estudios completos, y su ejecución está en marcha dentro de los plazos previstos en el Plan Nacional de Desarrollo. Es necesario resaltar que el punto neurálgico para la ejecución del Plan de Electrificación es su financiamiento, por lo cual INECEL está concentrando su mayor esfuerzo en la obtención de los recursos necesarios, estando aplicando ya las medidas para cumplir con la estrategia determinada por el CONADE, de tender al autofinanciamiento del sector eléctrico a través de una adecuada estructura tarifaria.

Los recursos financieros se complementan canalizando al sector electrificación el ahorro proveniente de la sustitución de energía térmica por hidráulica, ahorro que no será posible si no se ejecuta el Plan.

Finalmente, cúpleme informar al Señor Vicepresidente que hemos implementado ya el sistema de control de proyectos establecidos por el CONADE, para permitir una estricta supervisión de su cumplimiento.

Del Señor Vicepresidente, muy atentamente,



ING. EDUARDO A. VILLARREAL
Gerente General

c.c. Plan Maestro

PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION DEL ECUADOR
PERIODO 1980 -- 1984

INDICE GENERAL DE TOMOS

TOMO I	Compendio
TOMO II	Estudio del Mercado de Energía Eléctrica
TOMO III	Descripción General de los Proyectos Hidroeléctricos Considerados
TOMO IV	Selección de los Proyectos Hidroeléctricos Considerados
TOMO V	Determinación de los Programas de Equipamiento de Generación
TOMO VI	Estudios Eléctricos del Sistema de Transmisión
TOMO VII	Programa de Subtransmisión y Distribución
TOMO VIII	Programa de Electrificación Rural
TOMO IX	Estudio Financiero y Tarifario
TOMO X	Organización de INECEL, Legislación Vigente y Reglamentos Internos

PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION DEL ECUADOR

PERIODO: 1980 — 1984

CONTENIDO:	Compendio
CARTA DE PRESENTACION	
MAPA DEL ECUADOR	Plan Maestro de Corto Plazo
INTRODUCCION	
CAPITULO 1:	Objetivos, Políticas, Metas y Estrategias
CAPITULO 2:	Conclusiones y Recomendaciones
CAPITULO 3:	La Realidad Ecuatoriana
CAPITULO 4:	Descripción del Sistema Eléctrico Actual
CAPITULO 5:	Evaluación del Cumplimiento del Plan Nacional de Electrificación
CAPITULO 6:	Metodología Empleada para Definir el Plan Maestro de Corto Plazo
CAPITULO 7:	Estudio del Mercado de Energía Eléctrica
CAPITULO 8:	Programa de Generación
CAPITULO 9:	Programa de Transmisión
CAPITULO 10:	Programa de Subtransmisión y Distribución
CAPITULO 11:	Programa de Electrificación Rural
CAPITULO 12:	Programa de Financiamiento
CAPITULO 13:	Programa de Desarrollo Institucional
CAPITULO 14:	Medidas para el Cumplimiento del Plan
CAPITULO 15:	Incidencia Socio-económica y Evolución de la Aplicación del Plan Maestro de Electrificación
ANEXO:	Definiciones, Unidades de Medida, Abreviaturas y Simbología

INTRODUCCION

1. ANTECEDENTES

El instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, tiene como una de sus funciones la elaboración del Plan Nacional de Electrificación y sus reformas Plan que, de acuerdo con su Ley Básica, debe ser aprobado por el Presidente de la República.

El último Plan Nacional de Electrificación fue preparado por INECEL en el año de 1974 y abarca el período 1974—1978.

Este documento tiene por objeto presentar el Plan Maestro de Electrificación de Corto Plazo que, cubriendo el período 1980—1984, contiene un programa concreto de financiamiento y ejecución de obras.

El presente Plan se ha efectuado en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo del cual forma parte integral, y responde al mandato del mismo que dispone que en todos los ministerios, entidades nacionales y regionales, etc, se formulen los programas específicos para la ejecución del Plan (Pág.65 del Plan Nacional de Desarrollo, Primera Parte).

El Plan Maestro de Electrificación contempla entonces los mismos proyectos del Sector Electrificación incluidos dentro de los Proyectos Fundamentales del Plan Nacional de Desarrollo, y que son:

a) SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Generación

- Gas Quito
- Vapor Estero Salado No. 3
- Vapor Esmeraldas
- Parte Fases A y B
- Agoyán
- Daule—Peripa
- Parte Fase C
- Toachi
- Parte Mazar
- Jubones
- Pequeñas Centrales y Energía Solar

- Definición de un proyecto término equivalente con la finalidad de utilizarlo como referencia de comparación con los diversos proyectos hidroeléctricos.
- Comparación de posibles secuencias de equipamiento para atender la demanda proyectada y selección de la secuencia óptima desde el punto de vista económico y de seguridad del servicio.
- Definición del sistema de transmisión correspondiente a la secuencia de equipamiento seleccionada a base de los estudios de confiabilidad y estabilidad.
- Estimación de un programa de ampliación de los sistemas de subtransmisión y distribución.
- Definición de un programa de electrificación rural.
- Proposición de una organización del Sector Eléctrico para el período 1980—1985, adecuada para el cumplimiento del Plan.
- Medidas de tipo legal, que requerirán concomitantemente con la aprobación del Plan, para hacer viable su implementación.

CAPITULO 1

OBJETIVOS, POLITICAS, METAS Y ESTRATEGIAS

- 1.— Objetivos
- 2.— Política Energética
- 3.— Políticas para el Sector Eléctrico
- 4.— Metas
- 5.— Estrategias

CAPITULO 1

OBJETIVOS, POLITICAS, METAS Y ESTRATEGIAS

1 OBJETIVOS

Suministrar, en las mejores condiciones económicas, energía eléctrica en la cantidad y calidad requeridas para el desarrollo socio-económico integral del País y para el bienestar personal de todos sus habitantes.

2 POLITICA ENERGETICA

Las políticas del Sector Eléctrico se fundamentan en las Bases Programáticas del Gobierno y en la Política Energética adoptada consecuentemente por el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, que se traduce en los siguientes términos:

2.1 Utilizar la planificación como instrumento de Gobierno para alcanzar el desarrollo integral y armónico de todas las regiones y provincias de la Patria y, como consecuencia la integración nacional.

2.2 Planificar el desarrollo energético integral del País, armonizando el consumo energético nacional con el potencial energético, utilizando las fuentes de energía tradicionales y las nuevas en forma adecuada, pero poniendo énfasis en aquellas de naturaleza renovable y dando prioridad a la reinversión en el desarrollo de los recursos renovables.

2.3 Los recursos energéticos constituyen patrimonio del País y, por tanto, deben ser administrados en función de los intereses nacionales.

3 POLITICAS PARA EL SECTOR ELECTRICO

3.1 El suministro de energía eléctrica es potestad y atribución privativa del Estado, conforme lo establece la Constitución de la República.

3.2 Las necesidades de energía eléctrica del País se satisfarán mediante el aprovechamiento racional de los recursos naturales, dando preferencia a la explotación de los recursos hidroeléctricos.

3.3 Propender a la entrega de energía eléctrica en igualdad de condiciones para todos los ecuatorianos, en forma confiable y en las cantidades requeridas para su desarrollo socio-económico.

3.4 Fomentar la electrificación del sector rural, dentro de un plan de desarrollo rural integral y de agroindustria.

3.5 Tender al mayor grado posible de autofinanciamiento del Sector Eléctrico, reconociendo el verdadero costo de la energía.

3.6 Propiciar y fomentar el estudio y desarrollo de nuevas fuentes de energía tales como:

solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras, con el objeto de ayudar a cubrir la demanda eléctrica y racionalizar el consumo de los energéticos.

4 METAS

A base del análisis del crecimiento de la población, de los programas de desarrollo de los diferentes sectores económicos y del Plan General de Desarrollo del País, se espera alcanzar en el Sector Eléctrico las siguientes metas hasta fines de 1985:

- 4.1 Incorporar al servicio eléctrico a 2'000.000 de habitantes adicionales para servir a una población de 5'200.000 habitantes, que en 1985 representarán el 55% de la población total.
- 4.2 Llegar con el servicio eléctrico a todas las poblaciones con más de 500 habitantes.
- 4.3 Satisfacer los requerimientos de energía eléctrica que el sector industrial demande para su desarrollo.
- 4.4 Incrementar la potencia instalada en 1'000.000 kW, pasando de 900.000 kW en 1979 a 1'900.000 kW en 1985 (1'700.000 kW de potencia garantizada).
- 4.5 Lograr que la hidroelectricidad constituya la fuente predominante de energía eléctrica en el País, de acuerdo con las fuentes energéticas disponibles, pasando de una producción hidroeléctrica del 33% en 1979, a una producción que represente el 80% del consumo total en 1985.
- 4.6 Iniciar la construcción de nuevos proyectos hidroeléctricos que con una potencia total de 1'100.000 kW entrarían en operación en el período 1986—1990.
- 4.7 Construir y poner en operación nuevas estaciones de transformación con una capacidad de 2200 MVA en el SNI; 1750 km. de líneas de transmisión; 1800 km. de líneas de subtransmisión y redes de distribución para 235.000 nuevos abonados urbanos y 110.000 abonados rurales.
- 4.8 Complementar el inventario de los recursos hidroeléctricos hasta cubrir el 80% del potencial teórico estimado y efectuar el inventario de los recursos geotérmicos.
- 4.9 Preparar un Plan Maestro de Electrificación que abarque un período de 20 años, con el fin de orientar la política energética futura y ordenar la realización de estudios y utilización de nuestros recursos energéticos.

5 ESTRATEGIAS

- 5.1 La generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, que constituyen atribución privativa del Estado, serán ejercidas a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación. Sin embargo, para estos fines, el Estado podrá celebrar contratos de prestación de servicios y otorgar permisos.
- 5.2 La programación y ejecución de todas las fases de la electrificación del País se afrontarán como una sola unidad que abarque todo el Sector Eléctrico Ecuatoriano, con el objeto de racionalizar las inversiones, aprovechar las ventajas de economía de escala tanto en la producción como en el mercado, aumentar la confiabilidad del servicio y garantizar su buena calidad.
- 5.3 **Completar la conformación del Sistema Nacional Interconectado, para llevar la energía proveniente de las centrales hidroeléctricas hacia todas las regiones del País.**

TOMO I

- 5.4 Reglamentar la organización y funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Regionales de Distribución dentro del marco de la Constitución Vigente.
- 5.5 Adoptar las siguientes medidas sobre ejecución de obras:
- a) Complementar la ejecución del proyecto Paute, Fases A y B, actualmente en construcción para 500.000 kW, así como también de la Central Térmica Estero Salado de 73.000 kW y de la Central Térmica Esmeraldas de 125.000 kW, y la Central Gas Quito de 60.000 kW.
 - b) Empezar la ejecución de los siguientes proyectos hidroeléctricos:
 - Pastaza Agoyán 150.000 kW.
 - Paute I, Fase C, 500.000 kW.
 - Daule Peripa, 130.000 kW.
 - Paute Mazar, 140.000 kW
 - Toachi Pilatón, 300.000 kW.
 - Nuevos Proyectos a definirse: 935.000 kW
 - c) Ampliar y mejorar los sistemas de distribución de las ciudades del País para servir a los nuevos abonados y para asegurar una mejor calidad y continuidad del servicio eléctrico.
 - d) Desarrollar la electrificación del sector rural.
 - e) Participar en el desarrollo de proyectos de propósito múltiple para el mayor aprovechamiento de los recursos hidráulicos.
 - f) Estudiar y desarrollar un programa de pequeñas centrales hidroeléctricas para una mayor sustitución del petróleo en la generación eléctrica y cubrir eventuales retrasos de las grandes centrales hidroeléctricas.
 - g) Empezar un programa de mantenimiento y rehabilitación de las centrales eléctricas existentes en el País.
- 5.6 Aplicar una estructura tarifaria socialmente justa, con el doble propósito de favorecer a las clases populares que son las que menos consumen y generar excedentes de recursos financieros para la expansión del Sector Eléctrico.
- 5.7 Utilizar fuentes externas de financiamiento que ofrezcan condiciones favorables y que cubran hasta un límite del 60% del total de las inversiones del Sector Eléctrico, a fin de lograr la viabilidad financiera de los programas de electrificación.
- 5.8 Conseguir la asignación de aportes estatales suficientes para el desarrollo de recursos renovables para el Sector Eléctrico en el período 1980—1985, aportes que podrían provenir de ingresos por la explotación de recursos no renovables y de medidas que regulen y modifiquen el precio interno de los combustibles.
- 5.9 Adoptar medidas que desestimulen el uso y producción de energía térmica, especialmente a base de combustibles livianos.
- 5.10 Fomentar la preparación de recursos humanos necesarios para el Sector Eléctrico.
- 5.11 Fomentar el desarrollo de las firmas privadas de consultoría y de construcción a través de su utilización programada en las obras del Sector Eléctrico.
- 5.12 Fomentar la fabricación de materiales y equipos nacionales que requiere la electrificación.
- 5.13 Normar y reglamentar, a nivel nacional, todas las actividades del Sector Eléctrico Ecuatoriano.
- 5.14 Fortalecer los sistemas administrativos y de control de todo el Sector Eléctrico.

CAPITULO 2

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. CONCLUSIONES

- 1.1. La demanda de potencia eléctrica en el Ecuador a Diciembre de 1979, alcanzó la cifra estimada de 653 MW. La potencia firme disponible a la misma fecha fue de 735 MW, de los cuales sólo 171 MW son de origen hidroeléctrico.
- 1.2 La energía eléctrica generada en el año 1979 alcanzó la cifra de 2900 GWh. Considerando una población total estimada del País de 8'100.000 habitantes en dicho año, la energía generada por habitante fue de 357kWh/hab.
- 1.3 Este índice de electrificación indica un crecimiento considerable con relación a los de períodos anteriores, pero aún está entre los más bajos de Latinoamérica.
- 1.4 El consumo de energía eléctrica creció en el último decenio con una tasa acumulativa anual de 13.5 % y en el último quinquenio con una tasa del 16.6 %

- 1.5 Los estudios de la proyección de mercado del Sector Eléctrico, indican un crecimiento medio probable de la energía de 10.2% y un máximo probable de 11.7% para el próximo decenio, con tasas acumulativas anuales.
- 1.6 Desde el punto de vista de seguridad de servicio eléctrico para atender los requerimientos del País para su desarrollo, es recomendable emprender un programa de equipamiento y expansión suficiente para atender la demanda máxima probable. En este documento se presenta un programa de equipamiento hidroeléctrico que satisface esta demanda y que se ha denominado ALTERNATIVA 1-A, la cual demanda una inversión de 44 mil millones de sucres en el período 1980-1984, a precios constantes de 1980 (55 mil millones de sucres en precios corrientes).
- 1.7 Debido a limitaciones económicas de tipo nacional estudiadas y analizadas en el Plan de Desarrollo del País, se ha resuelto emprender el programa de obras identificado como ALTERNATIVA 1-3, la cual podrá satisfacer la demanda media probable, la cual demanda una inversión de 36 mil millones de sucres a precios de 1980 en el período : 1980 - 1984 (44 mil millones de sucres a precios corrientes).

En este programa de equipamiento adoptado, se ha incluido el proyecto de construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas para cubrir eventuales retrasos de los proyectos grandes y eventuales demandas superiores a las estimadas. Se ha previsto además iniciar un programa de utilización de energía solar que permitirá sustituir parte del consumo de energía eléctrica.

1.8 Las centrales de generación que deben entrar en operación 1980—1984 son:

CENTRAL	Año Operación	Potencia Instalada (MW)	Potencia Garantizada (MW)
Térmica a Gas Quito	1980	60,0	58,8
Térmica Vapor Estero Salado No. 3 (*)	1980	73,0	69,4
Térmica Vapor Esmeraldas (*)	1981	125,0	118,8
Térmicas Menores	1980—81	152,4	141,5
Hidroeléctricas Menores (*)	1980—81	33,1	31,6
Hidroeléctrica Paute I Fase A(*)	1982	300,0	262,0
Hidroeléctrica Paute I Fase B(*)	1983	200,0	175,0
Hidroeléctrica Agoyán	1985	150,0	138,0
SUMAN 1980—1984:		943,5	857,1
1980—1985:		1093,5	995,1

1.9 En el mismo período 1980—1984 deberá iniciarse la construcción de los siguientes proyectos de generación, para que entren en operación después de 1984

CENTRAL	Año Operación	Potencia Instalada (MW)	Potencia Garantizada (MW)
Hidroeléctrica Paute I Fase C	1987 (**)	500	437
Hidroeléctrica Daule Peripa	1988 (**)	130	77
Hidroeléctrica Paute—Mazar	1989 (**)	140	77
Hidroeléctrica Toachi	1990	300	253
Nuevos proyectos a definirse	(***)	935	820

(*) En construcción

(**) Iniciará la operación a principios del año indicado

(***) Incluye la ejecución de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Además deberá realizarse la renovación de los equipos en las centrales existentes para mejorar su eficiencia y prolongar su vida útil.

- 1.10 El sistema nacional de transmisión, en 1985, estará constituido, básicamente, por un anillo a 230 kV y ramales de 138 kV a las diversas regiones, conformación indicada en el gráfico 1.1.
- 1.11 El programa de subtransmisión y distribución contempla la construcción de 1.800 km de líneas de subtransmisión y la ampliación del servicio eléctrico para 2'000.000 de habitantes adicionales.
- 1.12 Se propone implementar, en el período 1980—1985, una primera etapa de electrificación rural que comprende la construcción en el Oriente de 4 centrales hidroeléctricas pequeñas y de 6100 km. de líneas para servir a una población rural de 685.500 habitantes.
- 1.13 En caso de no ejecutarse o de diferirse el programa de centrales hidroeléctricas propuesto, habrá necesidad de recurrir a equipamiento térmico. En 1979 el consumo estimado de combustible en generación eléctrica alcanza la cifra de 4.0 millones de barriles. Si el futuro equipamiento fuese exclusivamente térmico, el consumo de combustible en el período 1980—1985 alcanzaría la cifra de 5.7 millones de barriles de derivados de petróleo, promedio anual, y en el período 1985—1990 la cifra de 11 millones de barriles por año, en promedio.
- 1.14 Como medida para hacer factible el financiamiento del Plan y para frenar el crecimiento del consumo de combustible en generación, se ha analizado la elevación del precio de los combustibles para generación eléctrica, y destinar el monto, producto de este sobreprecio, al financiamiento del programa de centrales hidroeléctricas.
- 1.15 Se ha analizado el establecimiento de una tarifa única nacional y una estructura tarifaria que beneficie a los sectores de bajos ingresos y propenda a una racionalización del uso de la energía eléctrica.
- 1.16 Se confirma la conveniencia del principio establecido en la Ley Básica de Electrificación vigente, de unificar en el Estado, la responsabilidad de desarrollar los proyectos de generación y transporte de la energía eléctrica, con el fin de optimizar la utilización de los recursos naturales haciendo partícipes de los mismos a todas las regiones del País en forma equitativa.
- 1.17 La distribución y comercialización de la energía eléctrica se realiza a través de Entes Regionales de los que, salvo EMELEC, el Estado, por intermedio de INECCEL, es el mayor accionista.

En forma inmediata se requiere unificar las tareas de financiamiento para todos los programas de distribución, las actividades de adquisiciones importantes, normas y diseño, y unificar sistemas y procedimientos como facturación, control de materiales, reglamentos, organización interna, tarifas, capacitación y selección de personal.

- 1.18 La inversión del Estado Ecuatoriano en el Sector de Electrificación representará en 1985 el 90% de la inversión total en este Sector.

El 10% restante corresponde a aportes de Municipios, Consejos Provinciales e inversionistas privados.

- 1.19 El monto de las inversiones en el período 1980—1985, será 3 veces superior al efectuado en el período 1975—1980. Es evidente, entonces, que para poder afrontar con éxito el programa propuesto, se requiere emprender en un desarrollo acelerado institucional y de recursos humanos del Sector Eléctrico.

2. RECOMENDACIONES

- 2.1 Coordinar la legislación que regula la actividad de las entidades pertenecientes al sector energético (CEPE, INECEL, etc.) para que funcionen con una política coherente y armónica a nivel nacional.
- 2.2 Racionalizar la utilización de las fuentes de energía de que dispone el País, de tal manera que se procure la sustitución del uso de los combustibles, que es deficitario.
- 2.3 Acelerar la ejecución del Plan Maestro de Electrificación de Corto Plazo y las acciones del Plan de Mediano Plazo.
- 2.4 Emprender la ejecución de los siguientes proyectos hidroeléctricos:
- Agoyán, 150.000 kW.
 - Paute I—Fase C, 500.000 kW.
 - Daule—Peripa, 130.000 kW.
 - Paute—Mazar, 140.000 kW.
 - Toachi, 300.000 kW.

- 2.5 Decidir sobre los proyectos adicionales cuya construcción debe iniciarse en el período 1980—1985, para suministrar una potencia adicional de alrededor de **935 MW**.
- 2.6 Considerar proyectos de propósito múltiple, incorporándoles en el Sistema Nacional Interconectado, tales como el Daule—Peripa de la cuenca del Guayas, implementando sus cronogramas de consecución de financiamiento y ejecución de las obras, para crear la infraestructura que requieren los planes de desarrollo agrícola y agroindustrial en distintas zonas del País.
- 2.7 Mejorar y renovar las centrales hidroeléctricas existentes dentro de un plan integral específico, con el fin de asegurar la potencia garantizada actual, propender a una menor generación termoeléctrica y revalorizar los activos de las Empresas Eléctricas.
- 2.8 Estudiar programas de generación hidroeléctrica complementarios al Sistema Nacional Interconectado, con centrales hidroeléctricas de menor potencia instalada, en las áreas del País en las que existen disponibilidades hidroenergéticas cercanas a los pequeños núcleos poblacionales o a las áreas de desarrollo agroindustrial.
- 2.9 Intensificar la investigación científica y práctica de fuentes alternas de energía, especialmente la solar, la geotérmica, la nuclear y la mareomotriz, utilizando los recursos provenientes de las instituciones internacionales de energía y los que el País dispone, asignados a otras instituciones para estos fines.
- 2.10 Empezar la ejecución de los siguientes sistemas de transmisión adicionales a los que se encuentran en construcción:
- Milagro—Machala
 - Pascuales—Santa Elena
 - Ambato—Riobamba
 - Cuenca—Loja
 - Milagro—Babahoyo
 - Paute—Ambato—Quito
 - Paute—Guayaquil (Guasmo)
 - Ibarra—Tulcán
- 2.11 Expandir los sistemas de subtransmisión y distribución del servicio eléctrico, en las áreas urbanas marginadas y asegurar la continuidad del servicio eléctrico en las áreas que actualmente cuentan con servicio, para aumentar la población servida, en el un caso, y para garantizar las actividades productivas actuales y de corto plazo en el otro, unificando los esfuerzos de financiamiento y ejecución.

- 2.12 Atender la electrificación del sector rural, mediante construcción de obras que sirvan a este sector y permitan generar nuevas actividades productivas, dentro de un plan de desarrollo rural integral y de agroindustria.
- 2.13 Dotar a INECEL de los recursos financieros indispensables para cumplir las metas del Plan Maestro de Electrificación, así como las inversiones adicionales que requiera el Sector, como consecuencia del programa de electrificación rural y del mejoramiento y renovación de las centrales hidroeléctricas existentes.
- 2.14 Rectificar la política tarifaria del Sector Eléctrico y sus objetivos, reconociendo el verdadero costo de la energía y aplicando el principio de una estructura tarifaria socialmente justa, con el doble propósito de favorecer a las clases populares, que son las que menos consumen, y generar excedentes de recursos financieros para la expansión del Sector Eléctrico.
- 2.15 Organizar las acciones de las Empresas Eléctricas y Empresas Regionales, dentro del marco de la Constitución, tomando en cuenta que cada empresa que recibe energía del Sistema Nacional Interconectado, tiene como función principal la comercialización de dicha energía en su propia área y la expansión física del sistema de subtransmisión y distribución y, como función adicional, la operación de las centrales de generación que actualmente están bajo su control. La función de las Empresas Eléctricas y su organización, deberían estar bajo un régimen de gestión empresarial autosuficiente tanto técnica como económicamente.
- 2.16 Efectuar un plan de mejoramiento de los recursos humanos de INECEL y de las Empresas Eléctricas, mediante una estrategia que permita fomentar el flujo de trabajo, entre las firmas privadas nacionales vinculadas con el Sector Eléctrico e INECEL y sus Empresas, y provoque, además, la movilización social sistemática de los trabajadores de INECEL y sus Empresas.
- 2.17 Se recomienda proceder a la capacitación intensiva del recurso humano requerido para ejecutar y operar las obras contempladas en el Plan.
- 2.18 Fomentar la fabricación de materiales y equipos nacionales que requiere la electrificación con calidad y costos competitivos y fomentar la participación del sector privado en los estudios, construcción y mantenimiento de las obras e instalaciones del Sector Energético.
- 2.19 Dotarle a INECEL de un Directorio con miembros que trabajen a tiempo completo y con funciones específicas, a fin de constituirlo en una Empresa Ejecutora de los programas concretos y definidos, con plazos y metas estrictos para el suministro de electricidad al País.
- 2.20 Promover un programa piloto de industrialización y uso de calentadores solares para uso doméstico, que permita cubrir parte de los requerimientos de energía, aprovechando de manera óptima las fuentes naturales de energía eléctrica de que dispone el País.

CAPITULO 3

LA REALIDAD ECUATORIANA

1. El Medio Natural
 - 1.1. Situación y División Geográfica
 - 1.2. La Región Litoral o Costa
 - 1.3. La Sierra o Región Interandina
 - 1.4. La Región Oriental
 - 1.5. La Región Insular

2. Breve Caracterización de la Situación Socioeconómica Actual del Ecuador
 - 2.1. El Sector Agropecuario
 - 2.2. El Petróleo
 - 2.3. El Sector Manufacturero
 - 2.4. El Comercio Exterior
 - 2.5. El Comercio Interno
 - 2.6. Servicios Básicos

3. Potencialidades
 - 3.1. Recursos Humanos
 - 3.2. Los Recursos Naturales

CAPITULO 3

LA REALIDAD ECUATORIANA

El presente Capítulo tiene por finalidad presentar una descripción e interpretación de la realidad actual del País, tanto en lo que se refiere a la coyuntura presente (el impacto del petróleo) como a los factores estructurales que han condicionado, la conformación actual del País en sus diferentes órdenes: social, económico, espacial e institucional.

1. EL MEDIO NATURAL

1.1. Situación y División Geográfica.—

La República del Ecuador está localizada al Nor—Occidente de América del Sur, y está limitada al Norte, por Colombia, al Sur y Este por Perú y al Occidente por el Océano Pacífico.

El hecho de que el País esté ubicado en plena Zona Tórrida no determina que su clima sea tropical, debido a la presencia de la Cordillera de los Andes y la corriente fría marítima de Humboldt.

El Ecuador está compuesto por cuatro regiones geográficas: Costa, Sierra y Región Amazónica que conforman el territorio continental; y el Archipiélago de Colón o Galápagos que constituye la región Insular.

Los centros más importantes del país en lo administrativo, político y económico, constituyen las ciudades de: Quito (Capital de la República), Guayaquil (Puerto Principal), Cuenca, etc.

1.2. La Región Litoral o Costa.—

La región Litoral o Costa se extiende desde el Océano Pacífico hasta una elevación de aproximadamente 500 metros sobre el nivel del mar (m s.n.m) en la Cordillera Occidental de los Andes.

1.2.1. Orografía e Hidrografía.—

Es importante advertir que debido a la irregularidad en los declives de la cordillera Occidental de los Andes, así como a la entrada del Golfo de Guayaquil, la anchura de la Costa varía notablemente, mientras que en la Provincia de El Oro existe una franja continental de apenas 20 km. entre el mar y la cordillera, en la zona del Golfo y al norte de éste la llanura se extiende hasta 200 km.

En esta región hay pequeños sistemas montañosos inferiores a 800 m.s.n.m., que delimitan las cuencas fluviales.

Los declives de la cordillera occidental originan cordilleras secundarias que completan la formación orográfica de la Costa; estos ramales, en su mayoría, constituyen líneas divisorias del curso superior de los ríos.

En cuanto a los ríos, no tienen todos la misma orientación; en general presentan dos distintas: los que forman el gran sistema del Guayas, cuya extensa cuenca abarca unos 30.000 km², corren de norte a sur hasta confundirse en el lecho de esa gran arteria fluvial del occidente ecuatoriano; los ríos del norte surcan la llanura transversalmente de este a oeste y forman dos sistemas, el del Santiago y el del Esmeraldas; el segundo es el de mayor importancia y su cuenca abarca unos 20.000 km²; el sistema del Santiago se complementa con el río Cayapas, cuyas desembocaduras se unen y forman un verdadero delta. Aparte de estos sistemas, hay algunos otros ríos que de manera directa llegan al Océano.

1.2.2. Aspectos geológicos principales.—

La formación geológica de la Costa presenta variados aspectos, entre los que se puede destacar la existencia de sedimentos de carácter terciario y cuaternario en torno a la cordillera de Chongón y Colonche, la cual es el núcleo geológico de la región. Junto a estos sedimentos se han encontrado fósiles marinos y formaciones petrolíferas.

En torno a la cordillera existe hacia el norte, una gran llanura con terrenos fértiles debido a su gruesa capa de humus que se extiende hasta la provincia de Esmeraldas. La fertilidad de la zona del Golfo se explica por las características del llamado aluvial moderno.

1.2.3. El Clima.—

Desde el punto de vista climatológico podríamos dividir al Litoral en dos subregiones: una ubicada al Suroeste, directamente influida por la corriente de

Humboldt, que presenta un clima cálido-fresco y seco con temperatura de alrededor de 25°C. promedio. La segunda subregión comprende la parte interior de las provincias del Guayas y Manabí y las provincias de Los Ríos y Esmeraldas. Esta subregión presenta un clima cálido-ardiente y húmedo y las temperaturas promedio oscilan entre 22°C en las estribaciones de los Andes y 28°C. en las llanuras internas de la subregión.

1.3. La Sierra o Región Interandina.

La región Interandina o Sierra está constituida por dos cadenas montañosas: central y occidental de la cordillera de los Andes. Entre éstas cadenas se extiende un altiplano en el cual se han conformado fértiles valles de altitudes que varían entre los 1.500 y 3.000 m.s.n.m.

1.3.1 Orografía e Hidrografía.—

La Cordillera de los Andes atraviesa el Ecuador de Norte a Sur formando el callejón interandino. En esta región, debido a los accidentes geográficos, se han localizado cuencas hidrográficas u hoyas, en donde se han asentado los mayores centros poblados de la sierra ecuatoriana.

Los ríos que nacen en la cordillera drenan sus aguas a las vertientes del Océano Pacífico unos y a la del Amazonas otros, conformando los grandes sistemas hidrográficos del Litoral (Esmeraldas y Guayas) y del Amazonas (Pastaza, Napo, etc.)

1.3.2 Aspectos geológicos principales.—

La región Andina está formada por rocas del cuaternario que predominan en la Cordillera Central. Esta estructura fue cubierta por una densa capa de materiales volcánicos los cuales permitieron la formación de los valles entre las dos principales cordilleras.

En la actualidad aún existe actividad volcánica y es interesante advertir que gran cantidad de arena y otro tipo de materiales volcánicos se encuentran bajo la capa de humus en los páramos que cubren los nudos; hay también otros materiales como la toba o cangahua y la piedra pómez.

1.3.3 El Clima

La región de la Sierra oscila entre altitudes de 500 a más de 5.000 m.s.n.m. en algunos picos andinos, por lo que esta región se subdivide, de acuerdo a la altitud, en una gran variedad de pisos climáticos que producen distinta vegetación

dentro de la misma latitud.

La temperatura de estos pisos va desde 0°C o menos en el piso glacial, hasta más de los 20°C en el piso tropical.

1.4. La Región Amazónica

La región Amazónica está formada por los declives y estribaciones de la cordillera Oriental que en rigor debe llamarse Central, y por los vestigios de la tercera cordillera. Se encuentra casi en su totalidad cubierta por selva.

1.4.1. Orografía e hidrografía.—

Los ramales o macizos que se desprenden de la cordillera Central forman una línea divisoria de las cabeceras de los principales tributarios del Amazonas. Los volcanes que se encuentran en esta cordillera son: el Sumaco y el Reventador. Por lo demás, amplias llanuras caracterizan esta región, las mismas que lentamente van descendiendo al este.

La tercera cordillera, subdividida en la Sierra de Napo Galeras al norte, en la cordillera de Cutucú al centro y en la Cordillera de Cóndor al sur, se presenta bien diferenciada del ramal central de los Andes.

La mayor cantidad de ríos del Ecuador se encuentran en esta región, muchos de ellos navegables, debido al gran caudal que tienen, como el Napo y el Pastaza que se alimentan de otros ríos menores. Las cuencas de los ríos orientales están directamente integradas a la región Interandina en donde se hallan sus afluentes originales.

1.4.2. Aspectos geológicos principales.—

La llanura amazónica se extiende al Este de los Andes y está atravesada de Norte a Sur por la cordillera Oriental, que corresponde a un conjunto de anticlinales generalmente volcados al Este y formados por terrenos jurásicos y cretácicos localmente paleozoicos. Hacia la llanura amazónica se extiende un potente terciario continental escasamente plegado.

1.4.3. El Clima.—

En general el clima es cálido húmedo, con variaciones entre los flancos andinos y la llanura propiamente dicha.

En los flancos andinos la altura está por encima de los 500 m.s.n.m.; la temperatura media no sobrepasa los 25°C. pero soporta el máximo de lluvia de todo el País y por lo tanto una humedad constante. En la llanura, si bien la humedad también es muy alta, la temperatura media con frecuencia sobrepasa los 25°C.

1.5. La Región Insular.—

La región Insular está constituida por las islas que conforman el Archipiélago de Colón o Galápagos; está ubicada a 1.000 km al occidente de las costas continentales siguiendo la línea ecuatorial. En total existen 13 islas, 17 islotes y 47 rocas que abarcan una superficie de 7.964 km².

Las islas son de origen esencialmente volcánico y están sobre una cordillera submarina que al parecer se inicia en América Central. Su orografía no es compleja ni tiene grandes elevaciones y debido a su origen existen gran cantidad de cráteres en un número aproximado de 2.000.

Las fuentes de agua existentes en las islas están compuestas fundamentalmente por pequeñas lagunas como la del Junco en la isla San Cristóbal.

El fenómeno climático es interesante, pues a pesar de estar el Archipiélago atravesado por la línea Ecuatorial y de presentar alturas pequeñísimas, su clima está muy lejos de lo que se podría considerar como tórrido; las temperaturas oscilan entre los 17°C. y 22°C., debido a la presencia de la corriente fría de Humboldt.

De gran importancia en esta región es su particular ecología, que presenta interesantes y variadas formas de vida animal y vegetal, las mismas que han venido siendo estudiadas detenidamente desde hace varios años.

2. BREVE CARACTERIZACION DE LA SITUACION SOCIOECONOMICA ACTUAL DEL ECUADOR.

La situación socioeconómica presente es la consecuencia del modelo histórico de desarrollo que ha imperado en el País, con las diferentes implicaciones que en él ha tenido la coyuntura petrolera actual. Dicha situación se caracteriza por los diferentes factores culturales, sociales y económicos que operan en ella, muchos de los cuales se derivan de la fuerte articulación del País a la economía mundial y del papel que se le ha asignado dentro de la división internacional del trabajo.

La explotación petrolera a partir de 1972 ha desempeñado un papel muy importante en la economía del Ecuador, por lo cual el País ha transformado su modelo agroexportador en modelo agro-minero-exportador. El petróleo contribuyó notablemente al crecimiento del producto interno bruto (PIB), pero asimismo causó desequilibrios en la estructura productiva; por ejemplo, si por un lado produjo cambios muy notorios en las actividades comerciales, financieras, industriales y en el sector construcción, que registraron ritmos bastante apreciables en su crecimiento, por otro lado ha sido causa de la creación de focos inflacionarios y de la pérdida de dinamismo del sector agropecuario, cuyo lento crecimiento ha determinado su participación relativa cada vez menor dentro de la economía del País.

La particular dinámica que ha presentado el País en su proceso de industrialización, se aprecia en el crecimiento del sector manufacturero y, al interior de éste, en el estrato fabril, mientras que el estrato artesanal tiende a decrecer como fruto del proceso de concentración y centralización del capital.

Esta situación no implica que el sector agropecuario haya dejado de tener importancia, ya que a pesar de su descenso relativo, aún representa alrededor del 25% promedio anual del Producto Interno Bruto (cuadro No. 3-1) y da ocupación a casi la mitad de la población activa del País.

El crecimiento de la economía también se refleja en las cifras del Ingreso Nacional Disponible (consumo + Ahorro Nacional) que, actualizadas, aparecen en el siguiente cuadro:

RENTA NACIONAL DISPONIBLE E INGRESO PERCAPITA
(Valores corrientes)

Años	Renta Nacional Disponible (millones de dólares)	Ingreso Percápita (dólares)
1965	1.026	203
1970	1.593	267
1974	3.348	490
1975	4.006	567
1976	4.654	637
1977	5.428	719
1978	6.481	830

Fuente: Banco Central del Ecuador (Ecuador en cifras, Mayo 1979).

Estas cifras son importantes en cuanto constituyen un potencial que, bien orientado, puede conducir a una superación más generalizada del nivel de vida.

Gracias a las exportaciones de petróleo, que de desde 1974 se vienen situando entre 500 y 700 millones de dólares, el Gobierno ha estado en condiciones de participar en la evolución de la economía a través del gasto público. Los medios para financiar diversos proyectos de desarrollo económico y social se han canalizado a través del Fondo Nacional de Desarrollo FONADE, creado a fines de 1973; ello ha permitido aumentar la participación del Estado en el conjunto de inversiones a un 55% entre 1976 y 1977, frente a un 25% en los cuatro años anteriores.

La evolución del sector petrolero ha sido decisiva para las industrias manufactureras que han ganado considerable importancia, en especial en el período comprendido entre 1972 y 1978. Los principales centros industriales están localizados en Guayaquil y Quito, donde se obtiene alrededor del 80% de la producción.

El dinamismo con que ha crecido este sector se debe, entre otros factores, a la creación de nuevas industrias, a la ampliación y modernización de las existentes, a un mejoramiento general de la situación laboral y a la superación del problema de aprovisionamiento de servicios, especialmente de energía eléctrica. En el marco del Pacto Andino se está promoviendo, además, el desarrollo de una industria de exportación basada en los sectores electrónico, petroquímico y automotor, acompañado de una reducción

gradual de los aranceles dentro del grupo de países del Acuerdo de Cartagena.

Los esfuerzos del Gobierno van encaminados a acelerar la industrialización, dando para ello prioridad a la transformación de las materias primas del País y a la descentralización de los centros productivos. A tal efecto, ha sido elaborada una Lista de Inversiones Dirigidas (LID), que prevé la concesión de notables ventajas fiscales y arancelarias para los futuros inversionistas, así como una serie de condiciones favorables para la creación de nuevos centros industriales en determinados lugares que deberán desempeñar el rol de polos de desarrollo.

Seguidamente se hace un análisis sucinto de los principales sectores de la economía nacional, poniendo énfasis en aquellos que tienen relación más determinante para la configuración del Sector Eléctrico.

2.1 El Sector Agropecuario.—

2.1.1 Características.—

Al analizar la participación del sector en el PIB, puede apreciarse que cada vez su importancia va decreciendo, si bien continúa siendo significativa. Es así que para 1970, su contribución al PIB era de 27,6^o/o, mientras que para 1978 dicha participación había decrecido al 19,7^o/o.

El descenso de la participación de la actividad agropecuaria no es reciente y viene produciéndose como fruto de las modificaciones en la estructura productiva nacional; por lo cual, para 1950 la participación del sector en el PIB fue del 38,8^o/o; en 1960 del 36,0^o/o; en 1970 del 27,6^o/o, y en 1978 del 19,7^o/o.

El factor decisivo en el cambio de rumbo de la economía fue indiscutiblemente el petróleo, pues, a partir de allí, vemos que en el interior del agro se van produciendo fuertes distorsiones relacionadas con el proceso de industrialización. Si se mira la estructura general del PIB, puede verse que el orden de importancia de los sectores es: agropecuario, manufacturero, comercial, y el sector minero en los últimos años.

La importancia que continúa teniendo el sector se debe, por una parte, a la población que vincula. Para 1970 la población ocupada por el sector fue de 1.145.874 personas, que representaban el 56,8^o/o de la población total ocupada del País, mientras que en 1978 la población ocupada del sector fue de 1.260.619, o sea el 50,8^o/o. Por otra parte, radica en la generación de divisas: en términos absolutos el producto agropecuario (a precios de 1970) ha aumentado de 9.471 millones de sucres en 1970, a 13.666 millones en 1978, presentando una tasa de crecimiento promedio anual del 4,7^o/o (Ver cuadro No. 3-1).

2.1.2 Composición del producto agropecuario.—

La estructura del Producto Agropecuario ha tenido modificaciones durante el período 1972-1977, ocasionadas por la distinta evolución de sus subsectores. En efecto, la reducción de la participación del subsector agrícola es notoria,

pues pasó de 54.00/o a 50.20/o en 1977, en contraste con el aumento relativo en las contribuciones de los subsectores silvicultura, pesca y ganadería.

En términos del crecimiento acumulativo anual para el período, es oportuno resaltar que ninguno de los subsectores aumentó a tasas inferiores a 4.00/o en el período 1972—1977, a pesar de que en algunos años el crecimiento con respecto al año anterior fue menor. En efecto, los ritmos promedio de crecimiento fueron del 4.30/o para la agricultura, 5.60/o para la ganadería, 9.30/o para la silvicultura y 18.80/o para pesca, en comparación con un promedio de 5.70/o para el producto agropecuario, situación que se puede apreciar en el cuadro No. 3-2.

Es importante el papel que viene jugando la ganadería, observándose una tendencia a la especialización ya que la combinación de diversos factores como suelos, clima, etc. ha permitido determinar que las zonas cálidas, como son la Costa y el Oriente, presenten mejores condiciones y ventajas comparativas para el desarrollo del ganado de carne, mientras que la región andina brinde mayores ventajas para el ganado de leche.

2.1.3 Comportamiento de la Producción Agropecuaria.—

La producción de fruta, bebidas, tabaco y granos representa un 700/o de la producción agrícola del País, destacándose por su importancia el banano y, en menor medida, el café y el cacao. Dado que los productos mencionados están orientados fundamentalmente hacia la exportación, el Gobierno está fomentando la política de incorporar en ellos el mayor valor agregado posible, factor que ha dinamizado significativamente la actividad agroindustrial del País.

El subsector forestal tuvo un incremento muy significativo en el período 1972—1977, pues creció a una tasa media anual de 9.30/o, aún cuando tuvo variaciones importantes en el período (en 1973 el crecimiento alcanzó al 17.80/o). Un aspecto significativo, es el proceso de industrialización que se está presentando en este subsector; sin embargo, es imperativo que se establezca una legislación acorde con las nuevas circunstancias y con la necesidad de preservar el recurso.

La producción ganadera mostró para el período 1972—1977 un gran progreso, puesto que creció en un 310/o, lo que significa una tasa anual de 5,60/o, ritmo que aún se mantiene. Debe destacarse que son los porcinos y las aves los de mayor crecimiento, si bien su importancia relativa dentro del subsector es baja.

Este crecimiento se debe tanto a los incentivos dados por el Estado como al incremento que se ha verificado en la demanda de los productos de dicho subsector.

Por otra parte, la producción pesquera tuvo crecimientos muy importantes en el período 1972—1977; su ritmo anual fue del 18,80/o, lo cual se debe, ante todo, a las políticas gubernamentales de estímulo al subsector en sus diferentes fases de captura e industrialización.

2.1.4 Productividad.—

La población económicamente activa agrícola alcanzaba a 1.104.500 personas en 1962 y a 1.204.800 personas en 1974, representando un incremento, en términos absolutos, de 100.300, lo que da una tasa de crecimiento anual del 0.75%. (*).

La productividad del sector agrícola ha sufrido modificaciones, aunque aún es baja, debido al grado de desarrollo de dicho sector. Sin embargo la modernización que viene experimentando la agricultura ecuatoriana permite observar tendencias a mayores niveles de productividad.

Para 1972 dicha productividad equivalía al 47% del promedio nacional y al 29% del promedio del resto de los demás sectores. En 1977 bajó al 40% del promedio nacional y al 25% del promedio de los demás sectores considerados en conjunto.

2.1.5 El comercio exterior agropecuario.—

a) Exportaciones.—

Los renglones fundamentales de exportaciones del País provinieron del sector agropecuario: café, banano, cacao y azúcar. Esta situación varió a raíz de la explotación petrolera, pero continúa siendo el sector un factor importante en el ingreso de divisas.

En el período comprendido entre 1965 y 1971, los productos de origen agropecuario representaron un promedio de cerca del 90% del valor total de las exportaciones. Descendió para alcanzar en 1972 el 79% y en 1978 representar el 56,4%.

Los cambios ocurridos en la estructura de las exportaciones se deben a la industrialización que va viviendo el País. Los productos industrializados de origen agropecuario pasan, de 13.9 millones de dólares en 1970, a 274.4 millones en 1978.

Debe anotarse que existe rigidez en el comportamiento de las exportaciones de los productos agrícolas, pues se observa que no hubo modificaciones en los niveles de producción y exportación; además son los productos como el banano, el cacao, los granos, y el café, los que alcanzan aproximadamente el 97% de las exportaciones agrícolas del período 1970—1978 (ver cuadro No. 3-3).

b) Importaciones.—

Las importaciones relacionadas con el sector, ya sea bienes de capital, materias

(*) Cifras corregidas de los censos.

primas o insumos, aumentaron de 68.5 millones de dólares en 1970 a 229.67 millones en 1977. Las importaciones agropecuarias reflejan en volumen y valor altas proporciones de productos destinados al procesamiento industrial; el segundo lugar lo ocupan los productos intermedios seguidos por los bienes de capital y bienes de consumo.

2.2 El Petróleo

2.2.1 Características.—

El petróleo se extrae en el Ecuador desde el año 1911, pero los grandes yacimientos existentes en la región Amazónica no fueron descubiertos sino hasta 1967.

En los años posteriores a 1967 se iniciaron las obras de infraestructura necesarias para la exportación del petróleo: el oleoducto Trans-Ecuatoriano de 500 km. de longitud, puesto en funcionamiento en 1972, y el terminal marítimo ubicado en el puerto de Esmeraldas. Estas obras permitieron la exportación de considerables cantidades de petróleo a partir de 1972. Un año más tarde, el Ecuador ingresó como miembro de pleno derecho en la OPEP.

La producción oriental se encuentra mayoritariamente en manos de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE (62,50/o), establecida en 1972. Desde el 1ro. de Enero de 1977 CEPE forma un consorcio con la compañía TEXACO.

La producción ha seguido una línea bastante irregular, a causa sobre todo de problemas técnicos relacionados con las condiciones climatológicas del País. Hasta la fecha el mayor volumen extraído ha sido de 76 millones de barriles en 1973 después de haberse reducido la producción en los años siguientes. En 1977 se produjeron 68 millones de barriles. En el cuadro 3-4 se puede observar la producción petrolera a nivel de Compañía, y durante el período 1973—1978.

Casi un tercio de la producción anual se destina para satisfacer la demanda interna. Por otro lado, los principales mercados de exportación son los Estados Unidos y los países del Pacto Andino, con un 300/o del total exportado, así como Panamá con un 200/o. En 1978, el valor de las exportaciones ascendió a 523 millones de dólares.

Las cifras de producción, exportación e ingresos en los últimos 6 años pueden observarse en el cuadro siguiente:

PRODUCCION Y EXPORTACION DE PETRÓLEO 1973 — 1978.

AÑOS	Producción (Millones de barriles)	Exportación (Millones de barriles)	Valor (Millones de US\$)
1973	76,2	71,2	282
1974	64,6	59,8	693
1975	58,8	52,7	516
1976	68,4	61,5	565
1977	67,0	50,5	484
1978	73,7	44,8	523
TOTAL	408,7	340,5	3.063

Fuente: Sección Hidrocarburos JUNAPLA y Banco Central del Ecuador.

2.2.2 Ingresos Petroleros.—

Los ingresos provenientes de las exportaciones de petróleo dinamizaron la economía nacional y constituyeron uno de los principales recursos financieros del Sector Público y de los más importantes rubros de ingresos de divisas.

Los ingresos reales provenientes de la actividad petrolera han dependido básicamente de los volúmenes de producción, consumo interno, exportación de crudo, de la política de precios y del régimen tributario.

Es evidente que el gran flujo de divisas que ingresaron al País, como fruto de las exportaciones petroleras, condujo a crear un ambiente de grandes expectativas, en los sectores público y privado, que excedían a las posibilidades de inversión, endeudamiento, capacidad de importar y de producción interna del País.

Como a nivel internacional los precios de los hidrocarburos presentaron ascensos imprevistos, esta situación también se reflejó en el País. Este fenómeno se presenta a partir de 1973.

La política de precios seguida por el País para el trato con las compañías extranjeras hasta 1977, se basó en la modalidad de los precios de referencia para los cálculos de las rentas estatales derivadas de las exportaciones del petróleo. Dichas rentas percibidas por el Estado le permitieron emprender en diversos planes y programas de desarrollo y entre ellos, se deben destacar las inversiones en el Sector Eléctrico.

Los ingresos percibidos por el País provenientes de las exportaciones del petróleo desde 1972 hasta 1978 ascendieron a la suma de 68.500 millones de su-

eres, como puede apreciarse en el cuadro No. 3-5 donde se encuentra el desglose de conjunto de los ingresos petroleros por los diversos ítem.

Aunque en 1974 el volumen de las exportaciones petroleras bajó alrededor de 11 millones de barriles, los ingresos, en cambio, aumentaron en un 223% con relación a 1973, lo cual se debió a la política de precios de referencia que el gobierno estableció, a la participación del gobierno en el excedente de utilidades de las explotaciones, a los ingresos provenientes de 20% de las regalías de la Concesión Coca y a los incrementos en los porcentajes del impuesto a la renta y regalía aplicados, en concordancia con la política de la OPEP.

Los ingresos petroleros beneficiaron a las instituciones que constan en el cuadro No. 3-6. Un breve análisis del mismo nos indica que las instituciones que más altos ingresos percibieron fueron en su orden: FONADE, Presupuesto del Estado, Fuerzas Armadas, INECEL y CEPE.

2.2.3. Procesamiento.—

El petróleo básicamente ha sido procesado en las refinerías de la Anglo y Gulf hasta 1976; en 1977 entró en funcionamiento la Refinería Estatal de Esmeraldas; en el período 1973—1978 el crudo procesado fue del orden de 65.5 millones de barriles por la Anglo; 15.2 por la Gulf y 21.7 por la Refinería Estatal de Esmeraldas; lo cual da un total de 102.4 millones de barriles procesados. Un desglose por años y por Compañías puede apreciarse en el siguiente cuadro:

VOLUMEN PROCESADO (millones de barriles)				
AÑOS	ANGLO	GULF	REFINERIA ESTATAL ESMERALDAS	TOTAL
1973	9.0	2.3	—	11.3
1974	10.0	2.6	—	12.6
1975	11.6	2.6	—	14.2
1976	12.5	2.7	—	15.2
1977	11.5	2.6	5.3 (*)	19.4
1978	10.9	2.4	16.4	29.7
TOTAL	65.5	15.2	21.7	102.4

Fuente: Sección Hidrocarburos JUNAPLA.

2.3. Sector Manufacturero.—

2.3.1. La industrialización en el País.—

El crecimiento industrial empezó a partir de la segunda mitad de la década de

(*) Las pruebas de producción se iniciaron en Mayo de 1977.

los sesenta y orientó su producción hacia el mercado interno, siguiendo un comportamiento que ha ido desde los bienes simples hasta los complejos. Este proceso ha estado influenciado por particulares condiciones como son las leyes de fomento industrial, fomento de las exportaciones y demás incentivos tributarios; la participación en el grupo subregional Andino; y, en la última época, la incidencia que los recursos provenientes del petróleo han favorecido a este sector, directa o indirectamente. Es importante señalar el papel jugado por la inversión extranjera, en especial en los sectores claves de la economía nacional, que ha llevado a una mayor dependencia externa de la economía nacional.

Desde 1965 se puede visualizar el proceso del desarrollo industrial del País, ya que es a partir de dicho año que se dinamizan las inversiones hacia dicho sector. En el período 1970—1978 el producto generado por la industria manufacturera se duplica, pasando de 5.671 millones de sucres en 1970 a 12.413 millones en 1978, a precios constantes de 1970.

La tasa de crecimiento anual del sector manufacturero en el período (10.30/o) es bastante alta, e incluso, mayor que la del propio Producto Interno Bruto Nacional (9,20/o) (ver cuadro No. 3-1).

La dinámica del sector manufacturero como en cualquier proceso de industrialización depende del comportamiento del estrato fabril, lo que se debe fundamentalmente al proceso de concentración y centralización de capital que tiene el estrato.

ESTRUCTURA DEL PRODUCTO BRUTO INDUSTRIAL (o/o)

AÑOS	Estrato Fabril	Estrato Artesanal	Total
1966	58.1	41.9	100
1970	64.1	35.9	100
1974	71.3	28.7	100
1977	79.1	20.9	100

Fuente: CONADE

2.3.2. La producción manufacturera por ramas de actividad.—

En la estructura del sector manufacturero, a pesar de haber tenido importantes variaciones, continúan prevaleciendo las ramas de alimentos, bebidas y textiles. El valor agregado lo manifiesta, aunque la tendencia va modificándose hacia la producción de bienes intermedios, e incluso bienes de capital (Cuadros No. 3-7 y 3-8)

En la rama textil se nota una modificación en su estructura productiva, debido

fundamentalmente a las nuevas inversiones en la producción de bienes de capital. Se destacan igualmente las industrias químicas y las de minerales no metálicos e igualmente las que tienen que ver con los productos metálicos y con maquinaria eléctrica.

En las ramas química, minerales no metálicos, productos metálicos y maquinarias eléctricas, e incluso textil, los niveles de productividad son altos debido básicamente a que las inversiones efectuadas en ellas se han orientado a modificar la maquinaria y equipos existentes, por otros de mayor nivel tecnológico.

2.3.3. Población ocupada en el sector.—

En el año de 1966, el sector manufacturero dio ocupación a 226.100 personas mientras que en 1977 la ocupación subió a 304.400, lo cual significa que el sector ocupó un promedio de 7.100 nuevos empleos anuales promedio, esto es el 7.10/o del total de las personas que ingresaron anualmente al mercado de trabajo.

Indudablemente, el estrato artesanal presenta mayores niveles de ocupación, aunque su participación tiende a decrecer, mientras que el estrato fabril tiene una tendencia ascendente.

Un análisis del comportamiento de la población ocupada en la manufactura con respecto a la población económicamente activa (PEA), permite observar una tendencia al estancamiento, es decir, que son poco significativos los incrementos, pues, por ej., en el año 1966 representaban en 11.80/o; el 12.10/o en 1974 y el 12.60/o en 1978 (Cuadro No. 3-9).

La simple inspección de las cifras, tanto absolutas como relativas, puede llevar a equívocos, si no se analizan detenidamente los posibles factores que determinan dicho comportamiento.

Se puede asumir que la poca capacidad de absorción de la fuerza de trabajo no se debe al deficiente grado de industrialización, sino más bien, al carácter del mismo, que se caracteriza fundamentalmente por:

- a) Inversiones que tienden a ser intensivas en capital, lo que implica necesariamente poca capacidad de dar ocupación.
- b) No se efectúa una adecuada selección tecnológica. La adaptación de la tecnología a la realidad del País es mínima, tiende a ser ahorradora de mano de obra.
- c) El subsidio creciente al factor capital permite y acentúa dichas distorsiones.

Es importante analizar como las ramas típicamente productoras de bienes de consumo son las que más personal ocupado tienen y esto se debe, principalmente, a la necesidad que el País tiene de producir bienes alimenticios, bebidas, etc., para abastecer al mercado interno, y, sobre todo, por cuanto la reciente orientación en las inversiones hacia bienes intermedios y de capital es aún poco significativa, debido a que el proceso sustitutivo de importaciones solo ha cobrado dinamia en los últimos años, cuando las propias necesidades de expansión de

capital así lo han requerido.

La cantidad del personal ocupado en el estrato fabril en el período 1970 y 1976 se presenta en el cuadro 3-10.

2.3.4 La productividad del sector

En el valor agregado, como elemento que permite realizar ciertas estimaciones sobre la productividad, se puede observar que el estrato fabril presenta la más alta productividad frente a la pequeña industria y artesanía.

A pesar de la dinamia empresarial, que ha logrado notables incrementos en la productividad, la orientación de la producción ha sido hacia los grupos poblacionales de altos ingresos y hacia la exportación, lo que ha implicado, necesariamente, que los grupos de bajos ingresos se han mantenido prácticamente fuera del consumo.

Un aspecto importante tiene que ver con el comportamiento de la producción artesanal, sector que tiende a disminuir, fruto del modelo de acumulación manufacturero que se está viviendo en el País. La producción básica de este estrato ha sido la de bienes para el consumo interno a precios bajos, debido a la débil tecnología y a las remuneraciones igualmente bajas, situación que ha incidido de alguna manera en el sector fabril

VALOR AGREGADO POR PERSONA OCUPADA EN EL SECTOR MANUFACTURERO (en sucres corrientes)

Años	Estrato Fabril	Pequeña Industria y Artesanía	Total Manufactura	Relación Estrato Fabril-Estrato pequeña industr.
1966	66.919	9.429	18.836	7.0
1970	75.551	9.613	22.720	7.8
1974	86.703	10.614	28.140	8.2
1977	87.929	10.576	36.071	8.3

Fuente: Sección Industrias CONADE.

La estructura ocupacional, por ramas de actividad, muestra que es la rama de productos alimenticios la que mayores volúmenes de ocupación presenta; seguidamente se encuentra la rama textil; el resto de ramas, en especial las de productos químicos, minerales metálicos y productos metálicos tienen un menor grado de ocupación.

2.3.5 La acumulación en el sector manufacturero.—

El proceso de acumulación en el sector manufacturero ha presentado una dinámica muy particular a partir de la exploración y explotación petrolera, dentro de un marco legal e institucional que ha permitido dicho proceso. Puede señalarse, por ejemplo, la revisión de la Ley de Fomento Industrial y la lista de las inversiones dirigidas que tienden a descentralizar el desarrollo industrial fuera de los dos polos de concentración, Quito y Guayaquil. Esta situación ha permitido incrementar sustancialmente la formación bruta del capital fijo. Así en 1970 — 1973 el coeficiente de inversión fue el 17.90/o; en el período 1974 — 1978, dicho coeficiente ascendió al 22.6.

Existen varios factores que inciden en el proceso de acumulación y, entre ellos, se debe destacar la inversión que el sector público realiza en algunas empresas, la existencia de empresas de economía mixta y, en gran medida, la inversión extranjera que se estima para el período 1972—1978 en 8.095 millones de sucres.

COEFICIENTE DE INVERSION
(Millones de sucres a precio de 1970)

AÑOS	PIB(A)	Formación Bruta de Capital Fijo (B)	Coeficiente de Inversión B/A x 100
1970	34.275	5.211	15.2
1971	35.998	7.795	21.6
1972	38.507	6.892	17.9
1973	45.705	7.772	17.0
1974	53.750	9.976	18.6
1975	55.560	12.485	22.5
1976	60.997	11.634	19.2
1977	64.873	14.068	21.7
1978	69.264	14.579	21.0

Fuente: Indicadores Socio Económicos JUNAPLA 1979

2.3.6 Crédito concedido al Sector Manufacturero.—

Del crédito concedido al sector manufacturero por el Sistema Financiero Público en el período 1970—1978, la gran industria obtuvo el 910/o en 1970; la pequeña y mediana el 4,50/o y al igual la artesanía. En 1977, la distribución del crédito fue de 78.50/o, 8.90/o, y 12.60/o para la grande, pequeña y mediana industria y la artesanía, respectivamente.

El impulso del Estado al proceso de industrialización tiene sus efectos en la orientación que se ha dado a la concesión de créditos. Un papel importante ha jugado la Corporación Financiera Nacional. La magnitud del crédito concedido a la gran industria de debe esencialmente a que la misma requiere de cuantiosos niveles para su funcionamiento, ya que los costos de los bienes de

capital, los montos por insumos y materias primas son elevados en relación a los requerimientos tanto de la pequeña y mediana industria como de la artesanía.

Dentro del crédito concedido a la industria y artesanía por el sistema financiero, tanto público como privado, se puede observar que el sistema privado ocupa un alto porcentaje. En 1970 el 46.4^o/o fue concedido por el sistema financiero público y el 53.6^o/o por el privado. En el año 1978, el crédito concedido por el sistema financiero privado aumenta sustancialmente, alcanzando el 70.5^o/o, y el restante 29.5^o/o estuvo a cargo del público.

2.3.7. Consumo de energía.—

La demanda de energía por parte de las empresas industriales, en el período 1966—1976, ha presentado ritmos de crecimiento bastante significativos; el nivel más bajo de crecimiento promedio del consumo de energía comprada se presenta en las ramas de fabricación del papel, productos del papel, imprentas y editoriales, que fue del orden del 7.8^o/o que es un valor bastante alto de crecimiento. La rama de industrias metálicas básicas es la que más alto ritmo de crecimiento presenta con un 44.41^o/o. Las industrias de fabricación de productos metálicos, maquinarias y equipo tienen un ritmo de crecimiento también significativo, 23.8^o/o, lo que ha requerido una mayor necesidad de electricidad por ser éstos los que mayor consumo de energía demandan.

El consumo de energía, por ramas, sea ésta generada, comprada o vendida, consta en el cuadro No. 3-11.

2.4. El Comercio Exterior.—

2.4.1. Exportaciones.—

Los rubros fundamentales de exportación, que han caracterizado a la economía ecuatoriana, han sido tradicionalmente los productos primarios; pero los últimos años ha cobrado importancia la exportación de los productos industriales.

En el período que hemos tomado como referencia básica, 1970—1977, las exportaciones totales del país presentaron un crecimiento del 36,0^o/o promedio anual, los productos primarios, excluido el petróleo, crecieron en el orden de 27,0^o/o, promedio anual, y los productos industrializados crecieron un 48,0^o/o, promedio anual.

Aunque el ritmo de crecimiento de los productos industriales es alto, la participación del sector no ha superado el 11^o/o promedio del total de las exportaciones, a excepción del año 1977 en el cual se alcanza el 24,4^o/o. Continúan siendo los productos alimenticios los predominantes y dentro de ellos se observan significativos aumentos en los elaborados de cacao y los elaborados de productos del mar; este hecho es importante pues refleja un cambio en la orientación de la exportación de productos primarios poniéndose énfasis en aquéllos

que tienen un mínimo de valor agregado (Cuadro No. 3-12).

2.4.2 Importaciones.—

El advenimiento de la era petrolera y la propia dinámica del sector industrial, cobran fuerza en torno a la orientación de las importaciones y es así como, tanto los bienes industriales como los equipos e insumos de este sector se incrementan significativamente; esto da cuenta del proceso de industrialización que el País viene alcanzando en los últimos años.

El incremento de las importaciones del País relacionado con el sector, en el período 1970—1977 ha sido muy notorio; así, de 274,1 millones de dólares en 1970, pasa a 1.508,3 millones en 1977; el ritmo de crecimiento de las importaciones se nota en casi la mayoría de items, pero son fundamentalmente las materias primas y bienes de capital los que presentan mayor crecimiento, pues, de 158 millones de dólares en 1970 pasaron a 876,4 millones a 1977, lo cual representa un incremento de casi seis veces.

El ritmo de crecimiento de las importaciones totales representa una tasa promedio del 27.50/o. Las materias primas representan un crecimiento del 22.50/o y los bienes de capital un 380/o. Esta situación implica que los proyectos industriales que se están implementando, de seguir la tendencia actual, van a requerir de fuertes inversiones en el Sector Eléctrico para que pueda abastecer a la industria en sus niveles de expansión.

2.5 El Comercio Interno.—

El breve análisis del comercio interno que se realiza en este numeral se ha efectuado en base a las estadísticas del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, INEC.

2.5.1 Comercio al por mayor.—

Al analizar el período 1970—1976 se aprecia una variación muy notable tanto en el número de establecimientos como en el personal ocupado; así, el crecimiento anual del número de establecimientos, fue de 24,22 % promedio, en cambio el personal ocupado creció a un ritmo promedio anual del 17,80% .

En el período analizado se nota una disminución de los establecimientos principalmente de materias primas agrícolas, productos alimenticios, bebidas y tabaco; mientras que se observa un crecimiento en el personal ocupado; esto se debe fundamentalmente a que se han dado procesos de fusión de los establecimientos comerciales, conformando sociedades con mayor nivel económico, capacidad operativa y concentradora (Cuadro No. 3-13).

2.5.2 Comercio al por menor.—

El comercio al por menor se caracteriza por tener una gran importancia en mag-

nitud, aunque su crecimiento no es muy significativo, debido a la tendencia cada vez más generalizada hacia la formación de grandes establecimientos, factor que ocasiona la quiebra de algunos comercios minoristas. Se debe anotar sin embargo, que a pesar de su pequeño tamaño dan ocupación a una población apreciable. El número de establecimientos minoristas registrados en 1970 era de 1.340, con un personal ocupado de 11.113 personas. En 1976, el número de establecimientos fue de 1.798, dando empleo a 17.253 personas (Cuadro No. 3-14).

2.6 Servicios Básicos.—

2.6.1 Educación.—

La educación formal en el País ha experimentado una fuerte expansión en los niveles primario, medio y superior; es así como en el período 1972-1977 la matrícula en el nivel primario creció a una tasa del 4% anual, en el nivel medio del 12% y en el superior del 25 %.

Aunque las cifras tanto absolutas como relativas demuestran un crecimiento en los niveles medio y superior, la población que tiene acceso a ellos es muy reducida; así por Ej. de cada 1.000 alumnos que ingresan a primer grado únicamente uno culmina la educación superior.

El índice de analfabetismo para 1974 en relación a la población de 15 años y más, fue de 26.1% en el sector urbano y 38.5% en el rural, lo que significa un total de 955.044 analfabetos. Para 1977 el índice de analfabetismo bajó a un 22%, pero en cifras absolutas aumentó a 965.490, de los cuales 162.820 (17%) pertenecen a la zona urbana y 802.670 (83%) a la rural.

En el período 1972-1977 la tasa anual de crecimiento de la población con Educación Media fue del 12%, que es muy superior a la tasa de nivel primario que crece apenas con el 4,0%.

Un aspecto muy importante, que tiene relación directa con el proceso de industrialización del País, es la creación de los colegios técnicos.

El nivel de Educación Superior es el que mayores índices de crecimiento presenta frente a los anteriores. Su crecimiento en el período 1972-1977 fue del 22% anual. La matrícula en 1972 ascendió a 62.334 alumnos correspondientes a una tasa bruta de escolarización de 220.3% en relación a la población de 18 a 23 años.

2.6.2 Vivienda.—

La problemática de la vivienda en el País se encuentra íntimamente relacionada con los niveles de ingreso y consiguientemente con los factores ocupacionales; afecta a un importante segmento poblacional, tanto del sector urbano como del rural.

El problema habitacional presenta un carácter grave en especial en las grandes ciudades, con las siguientes características principales:

- a) Crecimiento excesivo de algunas ciudades del País, que ocasiona una acumulación progresiva de déficit habitacional.
- b) Especulación en terrenos.
- c) Costos ascendentes de construcción.

Hasta la década de los 50, las migraciones iban, fundamentalmente, hacia la ciudad de Guayaquil; a partir de la década de los 60, Quito comenzó a tener un papel importante en el desarrollo industrial, por lo cual la tendencia migracional comienza a orientarse hacia esta ciudad.

Desde la década de los 50, el proceso de urbanización se ve acelerado notablemente en especial en las dos ciudades principales, Quito y Guayaquil, y otros centros como Santo Domingo de los Colorados, Machala, Esmeraldas.

En los cuadros No. 3-15 y 3-16 encontramos las viviendas particulares ocupadas por tipo de tenencias, tipo de vivienda y por áreas tanto urbana como rural.

En el cuadro No. 3-17 se puede apreciar la situación de la vivienda por tipo y por los servicios de que dispone; así, en 1974, en el área urbana las viviendas con abastecimiento de agua a través de la red pública, presentaron las siguientes características: dentro de la vivienda cubrían el 44.8%; fuera de la vivienda, pero en el edificio, el 28.1%; fuera del edificio el 10.4%; de otras fuentes, pozo o vertiente el 3.9 %, aljibe el 0.4%, de río o acequia el 1.8%, y otros el 10.6%.

En cambio, en el área rural tenemos que el 15.1% se abastecen de agua de la red pública; de otras fuentes, pozo o vertiente el 41.5%; de aljibe el 1.1%; de río o acequia el 37.3%; y otros el 5.0%.

En cuanto al servicio eléctrico para las viviendas, la situación se presentó de la siguiente manera: en el área urbana el servicio mediante red pública abarcaba el 83.5%; de plantas privadas el 0.8 %; sin ningún servicio el 15.7%. En el área rural el 10.6% de red pública; el 1.0% de plantas privadas y, sin ningún servicio, el 88.4%.

3. POTENCIALIDADES DEL PAIS.—

El gobierno ecuatoriano se halla empeñado en reorientar las pautas generales de desa-

rrollo del País, imprimiendo una nueva dinámica en actividades alternativas a los sectores que tradicionalmente han sido claves en la economía nacional, especialmente el sector primario exportador. Para ello, el País cuenta con importantes recursos, entre los cuales merecen destacarse los siguientes:

3.1 Recursos Humanos.—

3.1.1 La Población y su estructura.—

La población actual del País (proyectada) es de aproximadamente 8.078.000 habitantes, siendo su tasa anual media de crecimiento de 3.4^o/o.

La estructura de la población según grupos de edad es la siguiente:

Grupo de edades	1979	1985
0 — 14	3.685	4.505
15 — 64	4.134	4.855
65 y más	260	318
TOTAL	8.078	9.878

Del cuadro anterior se desprende que para 1979 (diciembre), 45.6^o/o, de la población está comprendida en la edad de 0 a 14 años, el 51.2^o/o de la población se encuentra en la edad de 15 a 64 años; y el 3.2^o/o está en la edad de 65 años en adelante.

La población según el sexo, está estructurada de la siguiente manera:

POBLACION (En miles)	
Sexo	Año 1979
Hombres	4.067
Mujeres	4.011
Total	8.078

3.1.2 Dinamia de la Población.—

a) Tasa de Natalidad y Fecundidad.

La tasa de natalidad entre 1974 y diciembre de 1979 fue de 44 por mil por año, de donde se deduce que hubo reducción de 6 nacimientos por cada mil habitantes, en comparación a la tasa anual de nacimiento entre 1925 y 1930 que fue de 50 por mil. El nivel de fecundidad, en cambio, tiende a bajar.

b) Tasa de Mortalidad.—

La tasa de mortalidad en el período comprendido entre 1970 y 1974 fue de 10.1 por mil por año.

El cuadro que sigue demuestra que en el período de 1950-1974 la tasa bruta de mortalidad ha disminuido en un 38%, la que se espera cambie significativamente dado el grado de desarrollo que tendrá inevitablemente el País en su despegue económico futuro.

TENDENCIA DE LA MORTALIDAD GENERAL EN EL ECUADOR DURANTE EL PERIODO 1950-1974

PERIODOS	Tasa bruta de mortalidad (por mil hab.)	Variación (*)
1950 — 1954	16.4	100.0
1955 — 1959	14.8	90.2
1960 — 1964	13.0	79.3
1965 — 1969	11.3	68.9
1970 — 1974	10.1	61.6

Fuente: INEC, proyección de la Población del Ecuador por áreas urbana y rural, provincias y cantones, 1974 — 1994. Septiembre 1979.

c) Tasa de crecimiento vegetativo.—

Como se anotó anteriormente, la tasa de natalidad para el período 1974— 1979 es de 44 por mil habitantes; la misma que se redujo con respecto a la tasa de períodos anteriores. Por otro lado, la tasa de mortalidad para este mismo período 1974—1979 es de 9.2 por mil habitantes, la que también bajó debido a las razones expuestas. Por lo tanto, en este período la tasa de crecimiento vegetativo es 34.8 por mil, resultando que esta tasa ha aumentado en 12 por mil con respecto a la tasa del período 1950 — 1954.

(*) Tomado como referencia que el 100% corresponde al período 1950—1954.

d) Migraciones.—

En el cuadro No. 3-18 puede apreciarse la situación de los movimientos de población en las diferentes regiones y provincias del País, en 1974. Es importante anotar que, si bien las tendencias generales del fenómeno presentan variaciones muy pequeñas, los datos cuantitativos son poco confiables, ya que las migraciones están sujetas, en muchos casos, a variables discontinuas en el tiempo, tales como sequías, inundaciones, bajas de producción por otras causas (plagas, condiciones del mercado, disponibilidad de insumos, etc.), aparecimiento de fenómenos que generan efectos de atracción en centros urbanos (construcción, nuevas industrias, programas de vivienda, etc.).

Resalta que las provincias que presentan saldos migratorios son principalmente las de la sierra, debido fundamentalmente a la introducción de la racionalización productiva fincada en relaciones salariales, a factores del medio ambiente (topografía, suelos, etc.) y a la desigual estructura de tenencia de la tierra que liberan mano de obra en los lugares de asentamiento tradicional de la población campesina.

Por otra parte, las provincias de la Costa y Amazonía se presentan como receptoras de población en el sector rural. Este proceso se ha incrementado, notoriamente, en los últimos años, como consecuencia de los programas de colonización realizados en el País.

3.1.3 Distribución de la Población.—

a) Distribución espacial.—

Para 1974, el 41^o/o de la población estaba asentada en las zonas urbanas, y el 59^o/o en las zonas rurales. Este aspecto cambiará paulatinamente, según las proyecciones hechas por el INEC. Así para 1980, la población urbana crece con respecto a la población total en un 3^o/o, es decir que, para este año, la población urbana llega a un 44^o/o, mientras que la población rural alcanza el 56^o/o. Para 1985, la población urbana llegará a un 46^o/o y la población rural a un 54^o/o.

Si bien es cierto que la población, mayoritariamente se encuentra asentada en las zonas rurales de las provincias, con excepción de Guayas y Pichincha donde la población está localizada principalmente en la zona urbana, la migración campo-ciudad ha hecho que las ciudades vayan creciendo como consecuencia de este fenómeno, especialmente aquéllas que ofrecen mayores ventajas en cuanto a fuentes de trabajo, en lo que resaltan Guayaquil y Quito y algunas ciudades de la costa.

b) Distribución sectorial.—

— Población económicamente activa.

La población económicamente activa en el Ecuador para 1974 era de 2.278.346 entre hombres y mujeres. La PEA masculina era de 1.669.268, frente a una PEA femenina de 608.718. La proyección, hecha con base en estos datos, para 1980 es de 2.725.057 que comprendería 1.998.127 PEA masculina y 726.930 PEA femenina. Para 1985 será de 3.181.346, de donde 2.332.934 será PEA masculina y 848.072 PEA femenina.

Hay que considerar algunos aspectos importantes que han influido en la determinación de la PEA y que influirán más notoriamente en lo que será la realidad futura. En los estratos de 12 a 24 años de edad, la PEA bajará como consecuencia de la concurrencia de éstos a los centros de educación, lógicamente demostrable por la creciente oportunidad de acceder a este servicio. Por otro lado, vemos que la PEA femenina tendrá un incremento como consecuencia de su incorporación al proceso productivo, que cada vez es más notorio.

La población económicamente activa es preponderantemente rural, como se demuestra en el cuadro siguiente:

POBLACION ECONOMICAMENTE ACTIVA
URBANA Y RURAL, PERIODO 1974 — 1985

	1974	1980	1985
TOTAL	2'278.346	2'725.057	3'181.346
URBANA	835.511	1'089.439	1'342.003
RURAL	1'442.835	1'635.618	1'839.343

Fuente: INEC.

— La población por ramas de actividad.

Del cuadro No. 3-19 se desprende que la PEA en el País, de entre todas las ramas de actividad, está dedicada mayoritariamente a la actividad de agricultura, silvicultura, caza y pesca. En segundo lugar, a la prestación de servicios de toda clase y en tercer lugar a la actividad industrial y manufacturera.

Los datos anteriores demuestran que existe una mala e insuficiente utilización de los recursos humanos del País; este aspecto probablemente mejorará en el futuro con la reorientación de las tendencias del desarrollo nacional, fruto de la aplicación de las actuales políticas del Gobierno.

3.2 Los Recursos Naturales.—

El Ecuador es un País que cuenta con abundantes recursos naturales de todo tipo; no obstante, están altamente subaprovechados debido, por una parte, al desconoci-

miento de su potencial real y, por otra, a las políticas y sistemas económicos que han imperado en el País a lo largo de toda su historia.

A continuación se presenta la situación de los recursos renovables y no renovables.

3.2.1 Recursos renovables.—

El Ecuador ha sustentado su economía en la producción agropecuaria, debido a los modelos tradicionales de desarrollo que ha tenido el País y la existencia de tierras aptas para el cultivo y la ganadería. Junto a dichas tierras se asentó tradicionalmente la población, siendo relativamente lenta la incorporación de nuevas tierras a la producción, correspondiendo la mayoría de las incorporadas a la región costera. La acción de la Reforma Agraria ha servido directa e indirectamente a la incorporación de tierras a la producción, o que antes permanecían ociosas en las unidades productivas latifundistas de la Sierra principalmente, o que eran baldías en la Costa y la Amazonía.

El recurso tierra para la actividad agropecuaria, entonces, no se encuentra ni adecuada ni suficientemente utilizado. Para 1976, el Ministerio de Agricultura y Ganadería señala que 7.657.196 has. se encontraban incorporadas a unidades productivas. De este total 3.743.576 has. están aprovechadas en la acción transformadora del hombre, con 2.046.707 has. en cultivos, 310.468 has. en barbecho y descanso y 1.386.401 has. en pastos artificiales. Se aprovecha también 1.454.987 de pastos naturales, con lo que las tierras utilizadas ascienden a 5.198.563 has. El saldo de 2.458.633 has. se compone de terrenos y superficies aún no utilizados y de tierras no aptas para la producción como páramos, montes, bosques, quebradas, lagunas y pantanos.

a) Recursos Forestales

El País tiene grandes extensiones de bosques naturales, principalmente en la Región Amazónica y en la Prov. de Esmeraldas. Según informaciones del Ministerio de Agricultura, en el año de 1972 se disponía de alrededor de 10 millones de hectáreas de bosques, las mayores extensiones son de bosques naturales utilizables para fines industriales. La reposición de bosques o actividades de forestación casi no existe. Según la Dirección de Desarrollo Forestal del M.A.G. en el año 1976, existían 25.425 has. forestadas. Se da una enorme utilización relativa de la leña como fuente de energía para el consumo doméstico campesino y una explotación indiscriminada del recurso para diversos fines (industriales, comerciales, etc.).

b) Recursos Ictiológicos.—

A pesar de existir grandes recursos marítimos, éstos no han sido suficientemente explotados, aunque ultimamente se ha incrementado su aprovechamiento. Según informaciones del Ministerio de Recursos Naturales, los desembarques efectuados por la Flota Pesquera Nacional crecieron en 420/o entre los años 1977 y 1978 alcanzando la cantidad de 616.550 ton. métri-

cas, lo cual refleja, de alguna manera, las posibilidades que encierra este importante recurso compuesto principalmente de: atún, sardina, y una gran variedad de mariscos, particularmente camarón.

En lo que al interior del territorio continental se refiere, el potencial ictiológico se empieza a aprovechar mediante el impulso de la piscicultura en ríos, lagunas y en estanques incorporados a unidades productivas rurales.

c) Recursos Hídricos.—

Como se puede apreciar en la descripción de las distintas regiones, el Ecuador es un País que cuenta con importantes recursos hídricos, los cuales, a más de constituir un factor importante en la producción agropecuaria y para otros sectores (agua potable, pesca, turismo, gestión del medio ambiente, etc.), constituyen recursos energético.

Se han identificado 21 cuencas hidrográficas principales en las que se ha definido el potencial hidráulico bruto. El área de estas cuencas cubre el 81^o/o del área total del País. El potencial instalable identificado es de 22 millones de kW. Es importante anotar que de las cuencas estudiadas, las de mayor importancia son: Pastaza, Santiago y Napo, que con 19.2 millones de kW representan el 87^o/o del potencial utilizable; cuadro No. 3-20.

Estos 22 millones de kW podrían generar 90.000 millones de kWh/año firmes, equivalentes a la energía que producirían 19 millones de toneladas de petróleo anuales, que equivalen a 140 millones de barriles por año (383.500 barriles diarios).

d) Recursos renovables no aprovechables.—

Además de los recursos anteriormente descritos, existen otros que generalmente no son aprovechados en países como el nuestro, debido a las limitaciones técnicas y económicas. Este tipo de recursos podrían constituirse sobre todo en importantes fuentes de energía.

Recursos geotérmicos.—

Siendo el recurso geotérmico el calor interno de la Tierra, se estima que nuestro País es rico en este recurso, por estar ubicado sobre un arco volcánico correspondiente al Cinturón de Fuego del Pacífico. Así lo demuestran los afloramientos superficiales que existen en varios lugares del País, como en Tungurahua, Pichincha y Azuay.

Radiación solar.—

El aprovechamiento de la radiación solar para fines energéticos se perfila como uno de los principales campos de investigación. La radiación solar puede aprovecharse directamente para los siguientes usos:

- Calentar agua (doméstico y comercial)
- Calefacción de edificios
- Aire acondicionado y refrigeración
- Secar productos agrícolas.
- Producción de agua potable y sal por aprovechamiento del agua de mar.

Dada la ubicación geográfica del Ecuador este recurso presenta características de utilización interesantes.

El viento.—

La energía eólica se ha utilizado en el País en poca escala y debe estudiarse su posible aprovechamiento en el futuro.

Las mareas.—

La energía mareomotriz se basa en la utilización de las olas del mar para la producción de energía. No se han hecho estudios al respecto y por tanto no se tiene información en cuanto al volumen de este recurso. En todo caso, siendo un país de amplia costa relativa, el recurso de las mareas debe tener un notable potencial para su utilización.

Bio gas.—

Este recurso energético resulta de la producción de metano que se obtiene a partir de la descomposición de los residuos orgánicos humanos, animales y restos vegetales.

Tradicionalmente estos residuos han sido utilizados como fertilizantes, pero pueden también ser utilizados para fines energéticos. En el País se han iniciado algunas experiencias y se está instalando una planta que utiliza dichos residuos, con patrocinio del Consejo Provincial de

3.2.2 Recursos no renovables.—

a) Recursos mineros.—

Por su ubicación geográfica y sus condiciones geológicas tectónicas, el Ecuador podría considerarse como un país potencialmente minero. Sin embargo, es muy pequeño el conocimiento cierto que se tiene sobre la existencia de minas y muy insignificante la producción mineral, con fines comerciales, industriales o energéticos, si se exceptúan el petróleo y las canteras.

La falta de aprovechamiento de los recursos minerales se debe a varios factores, entre los cuales podemos señalar las limitaciones tecnológicas del País, el escaso interés nacional de invertir en actividades exploratorias inciertas y la tenencia de las empresas internacionales de grandes zonas de reserva.

Dentro de las limitaciones existentes del conocimiento, la situación se presenta así:

Minerales metálicos.—

El oro y la plata son los metales que tradicionalmente se han explotado, destacándose las extracciones realizadas en las minas de Portovelo y la Calera que tienen todavía alguna reserva, junto con otros minerales como zinc y cobre. La producción de oro en su mayoría se ha complementado con la extracción proveniente de las playas de algunos ríos de la Amazonía.

A más de los metales preciosos, se ha detectado la existencia de hierro y cobre en varias provincias del País (Guayas, Manabí, El Oro, Loja) sin establecerse aún el potencial real.

Minerales no metálicos.—

Este tipo de minerales al parecer existen en el Ecuador en mucho mayor proporción que los metálicos, así podemos señalar la existencia de importantes yacimientos de Azufre en la zona de Tixán, provincia de Chimborazo; de minas de caliza especialmente en la Prov. de Cañar, Chimborazo, Imbabura, Loja y Cotopaxi; de mármol en el Azuay y Cañar, y arenas silíceas en Zamora Chinchipe y Morona Santiago; presencia de areniscas petrolíferas y esquistos bituminosos en las estribaciones de la cordillera de los Andes en la zona comprendida entre El Reventador y El Puyo.

Por otra parte, en el Ecuador se han encontrado algunas manifestaciones radioactivas, lo que hace suponer que, de profundizarse los estudios, podrían detectarse reservas de uranio o de otros minerales radioactivos.

En la actualidad se realiza una serie de estudios tendientes a localizar posibles fuentes de minerales metálicos o no metálicos. Según la Dirección de Geología y Minas, en el año de 1978, el área cubierta por las actividades explotatorias era de 957.1 km², lo cual significa solo un bajo porcentaje de la superficie del País, porcentaje que resulta aún más pequeño si se consideran los recursos de la plataforma continental y submarina.

b) Recursos Hidrocarburíferos.—

El Petróleo.—

El petróleo, explotado inicialmente en la Península de Santa Elena se incrementa a partir de 1972, año en el cual se inicia la explotación en la región Amazónica.

Las reservas existentes a diciembre de 1978, según la Dirección General de Hidrocarburos, alcanzaba a 1.161,2 millones de barriles. Las labores de explotación y exploración continúan en función de localizar nuevas reservas. En 1978, un área de 25.524 km² estaba dedicada a labores de exploración sin contar la parte que explora la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE (*).

Se considera seguro que las reservas son mucho mayores que las establecidas para los campos en producción.

Gas natural.—

Se han encontrado importantes reservas de gas natural en el Golfo de Guayaquil, que, según la Dirección General de Hidrocarburos, como reservas probables ascienden a 118,81 x 10⁹ pies cúbicos y las probadas a 24,95 x 10⁹ pies cúbicos. Esta estimación parece un tanto conservadora, toda vez que hay otras que prácticamente duplican esta cifra, sin embargo, la cifra oficial sigue siendo considerable.

Como puede apreciarse por lo anterior, el País dispone de abundantes recursos para su desarrollo. Es necesaria, entonces, la aplicación de programas destinados a conocer sus reales volúmenes y utilización dentro de una política que tenga en cuenta el desarrollo de los recursos renovables, la utilización óptima de los recursos no renovables y la necesidad de diversificar la capacidad productiva nacional, haciéndola menos dependiente de algunos productos y dinamizando actividades que, utilizando los recursos del País, se conviertan en nuevos motores de la economía ecuatoriana.

Si consideramos el papel que juega en las actividades modernas la electricidad como fuente de comodidad doméstica y como fuerza motriz e

* Dirección de Hidrocarburos. Estadística Petrolera.

insumo productivo, la realidad ecuatoriana, en la forma en que ha sido analizada, nos permite comprender la importancia que tiene para su desarrollo el factor eléctrico, no solo porque mediante su empleo se pueden incorporar nuevas actividades productivas, sino en cuanto a las actividades actuales.

En relación con estas últimas, al lograr su disponibilidad y utilización más conveniente, pueden alcanzar una nueva dinamia en la promoción de un uso tecnológico más conveniente, acorde con la situación nacional.

CUADRO No. 3-1

PRODUCTO INTERNO BRUTO POR SECTORES ECONOMICOS Y TASAS DE CRECIMIENTO EN EL PERIODO 1970 – 1978
(en millones de sucres de 1970)

SECTORES	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	Tasa de crecimiento 70-78 o/o
PIB	34.275	35.998	38.507	45.705	53.750	55.560	60.977	64.873	69.274	9.2
Agropecuario	9.471	9.987	10.058	10.909	11.547	12.297	13.113	13.296	13.666	4.7
Manufacturas	5.671	5.870	6.335	7.184	7.778	8.783	9.634	10.980	12.413	10.3
Minería	360	411	1.164	3.963	7.755	6.100	7.028	6.506	7.180	45.4
Construcción	1.441	2.289	1.658	2.069	2.900	2.986	3.289	3.424	3.516	5.5
Electricidad	406	421	460	488	614	633	742	872	977	11.6
Comercio	4.435	4.775	5.130	4.917	5.674	6.246	6.986	7.874	8.562	8.6
Transporte	2.319	2.406	2.677	2.997	3.082	3.496	3.634	4.005	4.065	7.3
Sector Público	3.279	3.154	3.483	4.230	4.499	4.491	4.985	4.913	5.226	6.0
Otros(*)	6.893	6.685	7.542	8.948	9.901	10.528	11.546	13.003	13.659	8.9
E S T R U C T U R A										
PIB	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
Agropecuario	27.6	27.7	26.1	23.9	21.5	22.1	21.5	20.5	19.7	
Manufacturas	16.5	16.3	16.5	15.7	14.5	15.8	15.8	16.9	17.9	
Minería	1.1	1.1	3.0	8.8	14.4	11.0	11.5	10.0	10.4	
Construcción	4.2	6.4	4.3	4.5	5.4	5.4	5.4	5.3	5.1	
Electricidad	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.2	1.3	1.4	
Comercio	12.9	13.3	13.3	10.7	10.6	11.3	11.5	12.1	12.4	
Transporte	6.8	6.7	7.0	6.5	5.7	6.3	6.0	6.2	5.9	
Sector Público	9.6	8.8	9.0	9.2	8.4	8.1	8.2	7.6	7.5	
Otros	20.1	18.6	19.6	19.6	18.4	18.9	18.9	20.1	19.7	

Fuente: División de Industrias – CONADE

(*) Incluye establecimientos financieros, Bienes Inmuebles y servicios varios.

TASA DE GRECIMIENTO ANUAL DE PRODUCTO
AGROPECUARIO, SEGUN SECTORES

SUBSECTORES	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1972 1977
AGRICULTURA	2.7	3.3	8.3	7.7	4.9	2.9	4.3
GANADERIA	8.9	5.9	6.6	2.0	8.0	5.3	5.6
SILVICULTURA	9.7	17.8	7.1	5.2	9.3	7.3	9.3
PESCA		109.3	40.0	33.9	10.6	6.6	18.8
TOTAL AGROPECUARIO	1.7	8.5	5.8	6.5	6.6	1.4	5.7

FUENTE: Banco Central del Ecuador.

**PARTICIPACION DE LOS PRINCIPALES PRODUCTOS AGROPECUARIOS
EN EL VALOR DE LAS EXPORTACIONES 1970 — 1978 (Porcentajes)**

PRODUCTO	1970	1972	1974	1976	1978
Abaca	—	—	1.8	1.9	1.4
Banano y plátano	52.2	62.5	40.6	30.0	33.4
Cacao en grano	13.9	11.3	32.8	9.1	9.8
Café en grano	31.4	22.4	21.7	56.0	54.7
Higuerilla	1.0	1.8	1.8	—	—
Arroz	—	—	—	0.1	—
Otros productos	1.5	2.0	1.3	2.9	0.7
Total Exp. Agric.	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: Banco Central del Ecuador

PRODUCCION DE PETROLEO EN EL ECUADOR (en barriles)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978
ANGLO ECUADORIAN OILFIELDS	734.957	698.997	611.458	—	—	—
CAUTIVO EMPRESA PETROLERA	113.466	88.705	92.275	72.554	72.222	—
ADOBE	4.329	—	—	—	—	—
CEPE	169.070	149.659	127.699	695.504	616.311	632.204
I. TOTAL COSTA	1'021.822	937.361	831.432	768.058	688.533	632.204
TEXACO—GULF	38'761.390	63'678.212	—	—	—	—
AGUARICO PASTAZA	36'437.767	—	—	—	—	—
CEPE—TEXACO—GULF	—	—	57'921.302	67'593.803	66'313.462	72'237.029
CEPE—CEPCO	—	—	—	—	—	801.401
II. TOTAL ORIENTE	75'199.157	63'678.212	57'921.302	67'593.803	66'313.462	73 038.430
TOTAL (I y II)	76'220.979	64'615.573	58'752.734	68'361.861	67'001.995	73'670.634

Fuente: Sección Hidrocarburos, JUNAPLA

INGRESOS PETROLEROS SEGUN RENTAS. 1972 -- 1978 (en millones de sucres)

CONCEPTO	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	TOTAL
RENTAS PETROLERAS								
1. Impuesto a la Renta	168.9	1.002.7	2.202.0	1.935.3	6.110.6	6.751.9	7.442.5	25.613.9
— Básico	152.2	903.3	1.987.7	1.743.6	290.0	245.2	—	5.318.0
— 11 0/o adicional	16.7	99.4	218.3	191.7	31.9	27.3	—	585.3
— Unificado	—	—	—	—	5.788.7	6.479.4	7.442.5	19.710.6
2. Regalía	196.1	336.6	658.1	2.655.2	1.877.7	2.684.6	3.701.1	12.109.1
3. Excedente de utilidades	—	271.2	775.6	561.5	96.6	82.3	—	1.787.2
4. Tarifa transporte oleoducto	10.4	24.3	18.6	18.1	2.2	1.7	—	75.3
5. Comisión Banco Central	1.3	2.8	2.0	2.0	0.3	0.2	1.5	10.1
6. Comisión IECE	3.0	17.0	12.0	9.7	1.3	1.0	—	44.0
7. Compra-venta de divisas	13.2	58.6	178.7	110.6	116.5	113.7	82.7	674.0
8. FONADE	—	—	3.517.7	3.393.2	533.6	454.9	—	7.899.4
9. Administración Ley de Minas	—	—	—	29.1	4.7	21.0	21.4	76.2
10. Impuesto a la exportación	146.3	735.4	1.150.8	979.6	158.1	135.6	—	3.305.8
11. Petróleo consumo interno	—	—	255.8	85.4	—	—	—	341.2
12. Derechos superficarios	156.6	87.2	56.5	47.4	51.6	51.7	51.7	502.8
13. Derechos superficarios especiales	6.9	9.9	5.1	4.9	4.8	4.8	4.8	41.8
14. Obras de compensación	6.5	5.4	8.9	8.0	0.2	—	—	29.0
15. Prima de entrada	—	3.7	—	46.0	—	—	—	49.7
16. Utilización de agua y materiales	1.7	9.4	2.0	1.3	1.3	1.3	0.1	17.1
17. Contribución educación y becas	4.5	8.3	2.6	1.3	1.3	0.1	0.1	18.2
18. Fletes marítimos	—	16.5	21.5	10.1	11.2	6.5	7.0	72.8
19. 20/o concesión Coca	—	—	134.6	145.2	292.1	127.1	130.0	829.0
20. Intereses y otros	—	3.0	0.2	0.1	8.0	35.5	15.0	61.8
21. Devoluciones	—	—	2.2	—	—	—	39.2	41.4
22. No distribuido	—	187.1	—	—	—	—	—	187.1
TOTAL DE RENTAS PETROLERAS	715.4	2.778.8	9.000.6	10.044.0	9.272.1	10.473.9	11.497.1	53.781.9
II. PARTICIPACION COMPANIAS	483.4	1.857.0	4.555.0	1.554.8	1.956.2	2.304.4	2.010.8	14.721.6
TOTAL (I y II)	1.198.8	4.635.8	13.555.6	11.598.8	11.228.3	12.778.3	13.507.9	68.503.5

Fuente: Sección Hidrocarburos. JUNAPLA.

DISTRIBUCION DE LAS RENTAS PETROLERAS POR PARTICIPES: 1972 -- 1978 (en millones de sucres)

PARTICIPES	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	TOTAL
1. PRESUPUESTO DEL ESTADO	397.8	1.637.8	3.071.4	2.625.4	2.573.9	2.616.4	2.404.5	15.326.7
2. FONDO NACIONAL DE PARTICIPACIONES	15.2	90.3	198.4	174.3	212.4	244.5	396.1	1.331.2
3. FUERZAS ARMADAS	98.0	168.2	329.0	1.327.6	938.9	1.620.9	2.935.9	7.418.5
4. INECEL	97.1	169.5	318.0	1.256.4	890.2	1.271.7	1.905.4	5.908.3
5. CEPE	35.2	45.9	105.8	741.1	621.8	934.5	1.522.6	4.106.9
6. IECE	3.0	17.0	12.0	9.7	6.7	9.6	9.3	67.3
7. UNIVERSIDADES	21.3	119.9	280.7	230.4	226.8	233.9	170.2	1.283.2
8. MINISTERIO DE SALUD	12.0	66.2	167.1	124.3	134.7	140.7	118.2	763.2
9. MINISTERIO DE BIENESTAR SOCIAL Y TRABAJO	—	108.5	310.2	224.6	193.9	200.5	161.3	1.199.0
10. BANCO ECUATORIANO DE LA VIVIENDA	—	108.5	310.2	224.6	245.6	256.9	209.4	1.355.3
11. PATRONATO NACIONAL DEL NIÑO	—	—	—	—	51.7	56.4	55.7	163.8
12. MINISTERIO DE AGRICULTURA	8.0	8.0	263.8	93.4	8.0	8.0	8.0	397.2
13. FONADE	—	—	3.517.7	3.393.2	3.224.3	3.345.7	2.668.7	16.149.6
14. PROVINCIA DE ESMERALDAS	6.2	10.7	20.4	80.2	56.9	81.1	121.6	377.1
15. BANCO CENTRAL DEL ECUADOR	2.0	5.7	11.0	7.5	7.7	7.4	7.3	48.6
16. MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES	6.9	9.9	5.1	34.0	9.5	25.8	26.2	117.4
17. BANCO DE FOMENTO	—	—	134.6	145.2	292.1	127.1	130.0	829.0
18. OTROS	12.7	213.2	11.7	8.1	11.1	37.1	39.3	333.2
TOTAL DE PARTICIPACION NACIONAL	715.4	2.778.8	9.067.1	10.800.0	9.706.2	11.218.2	12.889.7	57.175.4
PARTICIPACION DE COMPAÑIAS EXTRANJERAS	483.4	1.857.0	4.488.5	798.8	1.522.1	1.560.1	618.2	11.328.1
TOTAL	1.198.8	4.635.8	13.555.6	11.598.8	11.228.3	12.778.3	13.507.9	68.503.5

VALOR AGREGADO DE LA INDUSTRIA POR RAMAS DE ACTIVIDAD (en millones de sucres)

RAMAS DE ACTIVIDAD	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
ALIMENTOS	1.129.1	1.458.6	1.470.9	1.716.6	3.053.9	2.943.7	4.179.4
BEBIDAS	392.9	427.3	499.4	557.7	717.9	912.3	1.352.2
TABACO	32.7	28.1	50.8	72.4	103.3	212.5	313.6
TEXTILES	472.2	583.3	711.8	937.9	1.159.5	1.371.9	1.758.7
CALZADO Y VESTUARIO	23.4	31.2	39.0	45.9	82.6	138.3	201.0
MADERA Y CORCHO	87.9	99.3	120.0	148.6	186.3	295.2	833.8
MUEBLES DE MADERA	27.9	44.5	49.3	72.7	123.9	109.7	162.2
PAPEL Y CARTON	141.8	208.3	188.3	277.6	359.0	322.5	453.4
IMPRENTAS	152.2	184.1	183.6	228.7	313.1	390.2	554.9
CUERO Y PIELES	24.9	24.8	32.0	40.7	64.5	67.7	80.7
INDUSTRIAS DEL CAUCHO	89.1	93.5	117.9	134.7	126.1	185.5	294.3
INDUSTRIA QUIMICA	297.0	325.5	366.8	468.5	640.9	723.1	935.7
PETROLEO Y CARBON	149.7	209.7	221.5	201.1	235.9	371.6	767.7
MINERALES NO METALICOS	214.0	253.8	255.1	343.1	484.3	558.6	804.5
METALICAS BASICAS	33.5	44.9	69.1	116.1	102.4	136.3	236.1
PRODUCTOS METALICOS	147.7	184.7	239.2	275.1	460.7	552.8	759.9
MAQUINARIA NO ELECTRICA	2.0	6.2	4.3	5.2	32.3	25.5	30.7
MAQUINARIA ELECTRICA	90.8	109.6	116.7	249.7	398.5	507.8	646.1
MATERIAL DE TRANSPORTE	14.9	23.4	22.5	34.8	49.1	83.3	241.7
DIVERSAS	110.6	151.8	180.9	275.2	404.4	459.1	607.5
TOTAL	3.634.1	4.492.7	4.939.8	6.202.0	9.099.5	10.368.9	14.714.8

Fuente: Encuestas de Manufactura y Minería - INEC

ESTRUCTURA DEL VALOR AGREGADO DE LA INDUSTRIA POR RAMAS DE ACTIVIDAD (EN %)

RAMAS DE ACTIVIDAD	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Alimentos	31.1	32.5	29.8	27.7	33.6	28.4	28.4
Bebidas	10.8	9.5	10.1	9.0	7.9	8.8	9.2
Tabaco	0.9	0.6	1.0	1.2	1.1	2.1	2.1
Textiles	13.0	13.0	14.4	15.1	12.8	13.2	11.9
Calzado y vestuario	0.6	0.7	0.8	0.7	0.9	1.3	1.4
Madera y corcho	2.4	2.2	2.4	2.4	2.1	2.8	2.3
Muebles de madera	0.8	1.0	1.0	1.2	1.4	1.1	1.9
Papel y cartón	3.9	4.6	3.8	4.5	3.9	3.1	3.1
Imprentas	4.2	4.1	3.7	3.7	3.4	3.8	3.8
Cuero y pieles	0.7	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.5
Industrias del caucho	2.5	2.1	2.4	2.2	1.4	1.8	2.0
Industrias química	8.2	7.2	7.4	7.5	7.0	7.0	6.4
Petróleo y carbón	4.1	4.7	4.5	3.2	2.6	3.6	5.2
Minerales no metálicos	5.9	5.7	5.2	5.5	5.3	5.4	5.5
Metálicas básicas	0.9	1.0	1.4	1.9	1.1	1.3	1.6
Productos metálicos	4.1	4.1	4.8	4.4	5.1	5.3	5.2
Maquinaria no eléctrica	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4	0.2	0.2
Maquinaria eléctrica	2.5	2.4	2.4	4.0	4.4	4.9	4.4
Material de transporte	0.4	0.5	0.5	0.6	0.5	0.8	1.6
Diversas	0.3	3.4	3.7	4.4	4.4	4.4	4.1
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: Encuestas de Manufactura y Minería — INEC

MANO DE OBRA OCUPADA POR LA INDUSTRIA MANUFACTURERA

AÑO	ESTRATO FABRIL		ESTRATO ARTESANAL		TOTAL INDUSTRIA MANUFACTURERA	PARTICIPACION EN PEA
	No.	o/o	No.	o/o		
1966	37.000	16.4	189.100	83.6	226.100	11.8
1970	48.100	19.3	201.500	80.7	249.400	11.9
1974	66.400	24.0	210.000	76.0	276.400	12.1
1977	87.400	28.7	217.000	71.3	304.400	12.3
1978(*)	96.625	30.0	225.364	70.0	321.989	12.6

Fuente: Varios, JUNAPLA

(*) Estimaciones realizadas por JUNAPLA

PERSONAL OCUPADO EN LA INDUSTRIA FABRIL POR GRUPOS DE ACTIVIDAD 1970 - 1976

ACTIVIDAD	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	Tasa de crecimiento del período
RAMAS TÍPICAMENTE PRODUCTORAS DE BIENES DE CONSUMO	35.423	37.719	39.431	42.916	47.792	54.985	58.564	8.7
RAMAS TÍPICAMENTE PRODUCTORAS DE BIENES INTERMEDIOS	8.931	8.820	9.889	10.733	11.809	12.159	12.795	6.2
RAMAS TÍPICAMENTE PRODUCTORAS DE BIENES INTERMEDIOS	3.751	3.794	4.346	5.291	6.473	7.750	9.445	16.6
TOTAL	48.105	50.333	53.666	58.940	66.074	74.894	80.804	9.0
E S T R U C T U R A								
RAMAS TÍPICAMENTE PRODUCTORAS DE BIENES DE CONSUMO	73.6	74.9	73.5	72.8	72.3	73.4	72.5	
RAMAS TÍPICAMENTE PRODUCTORAS DE BIENES INTERMEDIOS	18.6	17.5	18.4	18.2	17.9	16.2	15.8	
RAMAS TÍPICAMENTE PRODUCTORAS DE BIENES DE CAPITAL	7.8	7.6	8.1	9.0	9.8	10.4	11.7	
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	

Fuente: Encuesta de Manufactura y Minería - INEC.

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA DEL SECTOR MANUFACTURERO

CUADRO 3-11

	1966 CANTIDAD kWh			1970 CANTIDAD kWh			1974 CANTIDAD kWh			1976 CANTIDAD kWh		
	Comprada	Generada	Vendida	Comprada	Generada	Vendida	Comprada	Generada	Vendida	Comprada	Generada	Vendida
MANUFACTURA	102'844.624	61'704.768	1'388.795	178'788.877	77'076.961	898.784	255'573.685	128'781.427	1'953.106	364'650.431	149'757.846	1'723.741
Productos alimenticios, bebidas y tabaco	28'712.732	28'365.70	638.963	51'081.585	36'116.381	837.249	69'468.216	50'112.778	526.065	108'596.701	77'135.047	703.099
Textiles, prendas de vestir e industria del cuero	23'950.583	10'487.086	666.666	42'374.903	9'354.315	---	56'159.976	24'875.615	264.324	72'173.721	15'761.270	38.900
Ind. de la madera y prod. de madera incluido muebles	4'177.385	---	---	6'185.005	220.000	1.515	8'041.048	4'158.200	---	10'067.593	202.942	---
Fabricación de papel y productos de papel, imprenta y editoriales	4'796.593	416.000	---	6'031.654	720.000	---	7'291.636	21'307.190	---	10'226.959	21'383.924	---
Productos químicos y derivados del petróleo y del carbón, caucho y plásticos	6'951.565	15'665.193	49.476	16'373.936	20'404.843	---	29'777.492	23'957.986	---	46'137.320	26'229.681	---
Productos minerales no metálicos	29'296.461	6'770.785	33.690	47'427.504	10'238.122	60.020	63'342.882	3'360.658	1'147.093	85'805.232	6'665.075	951.986
Industrias metálicas básicas	205.680	---	---	3'269.285	---	---	6'502.439	---	---	8'112.848	---	---
Fabricación de productos metálicos, maquinaria y equipo	2'494.415	---	---	5'527.481	23.300	---	13'333.334	1'009.000	15.624	21'253.676	2'379.907	---
Otras manufacturas	2'259.206	---	---	517.524	---	---	1'656.662	---	---	2'006.381	---	29.756
	Tasas de Crecimiento 1966 - 1970			Tasas de Crecimiento 1970 - 1974			Tasas de Crecimiento 1966 - 1976			Tasas de Crecimiento 1970 - 1976		
	Comprada	Generada		Comprada	Generada		Comprada	Vendida		Comprada	Vendida	
MANUFACTURA	5.69	2.25		3.64	5.27		13.49	9.27		12.6	11.7	
Productos alimenticios, bebidas y tabaco	5.93	2.45		3.12	3.33		14.23	10.52		13.4	13.5	
Textiles, prendas de vestir e industria del cuero	5.87	1.14		2.86	10.27		11.66	4.16		9.3	9.1	
Ind. de la madera y prod. de madera incluidos muebles	4.00	---		2.66	34.17		9.19	---		8.5	1.3	
Fabricación de papel y productos de papel, imprenta y editoriales	2.32	5.64		1.92	40.32		7.87	48.29		9.2	75.9	
Productos químicos y derivados del petróleo y del carbón, caucho y plásticos	8.94	2.68		6.16	1.62		20.84	5.29		18.8	4.3	
Productos minerales no metálicos	4.94	4.22		2.94	10.54		11.34	0.16		10.4	6.9	
Industrias metálicas básicas	31.86	---		7.12	---		44.41	---		16.4	---	
Fabricación de productos metálicos, maquinaria y equipo	8.28	---		9.18	45.77		23.89	---		25.2	116.2	
Otras manufacturas	13.70	---		12.34	---		99.53	---		25.3	---	

FUENTE: Encuestas de Manufactura y Minería INEC.

EXPORTACIONES POR TIPO DE BIENES (miles de dólares FOB a precios corrientes)

CONCEPTO	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	Tasa de crecimiento
TOTAL GENERAL	189.929	199.075	326.291	532.048	1'123.548	897.055	1'127.333	1'189.393	29.96
1. PRODUCTOS									
PRIMARIOS	170.949	170.091	291.234	482.903	1'032.429	812.575	1'006.318	897.998	26.34
Banano y plátano	83.299	88.151	130.991	74.126	126.723	142.433	136.689	138.333	7.52
Cacao en grano	22.188	24.322	23.628	26.016	102.613	42.284	32.521	58.687	14.91
Café	50.001	36.100	46.990	65.427	67.756	64.340	205.370	156.572	17.71
Petróleo	834	1.154	59.452	282.057	692.769	515.867	565.177	484.066	148.21
Otros	14.627	20.364	30.173	35.277	42.568	47.651	66.561	60.340	22.44
2. PRODUCTOS INDUSTRIALIZADOS	18.609	28.708	34.711	48.411	90.829	84.064	120.046	290.493	53.87
a. Químicos y farmac.	1.457	1.881	2.146	4.179	3.828	3.254	4.119	3.859	14.93
b. Alimenticios	13.908	23.083	25.558	33.191	59.977	60.849	95.051	244.925	50.65
Azúcar	8.063	13.216	13.240	12.416	21.709	15.069	4.890	9.334	2.11
Elaborados de cacao	2.642	4.471	6.486	8.801	23.617	28.377	62.442	185.680	83.58
Elab. de produc. del mar	1.468	3.584	3.097	6.138	8.067	12.316	19.990	37.513	58.88
Otros	1.735	1.812	2.735	5.836	6.584	5.087	7.729	12.398	32.44
c. Otras mercancías	3.244	3.744	7.007	11.041	27.024	19.961	20.876	41.709	44.03
3. OTROS	371	276	346	734	290	416	969	902	13.53

FUENTE: Banco Central del Ecuador

TASAS DE CRECIMIENTO DEL NUMERO DE ESTABLECIMIENTOS COMERCIALES Y EL NUMERO DE PERSONAS OCUPADAS AÑO 1976
EN BASE AL AÑO 1970.

COMERCIO AL POR MAYOR	1970		1976		TASAS DE CRECIMIENTO	
	No. de estab. comerciales	No. de personal ocupado	No. de estab. comerciales	No. de personal ocupado	No. de estab. comerciales	No. de personal ocupado
Materias primas agrícolas	58	548	54	1.049	- 1.18	11.43
Minerales, metales y productos químicos industriales	68	1.165	82	1.495	3.17	4.24
Madera aserradas y materiales de construcción	57	728	80	1.138	5.81	7.73
Maquinaria y materiales para el comercio, la industria y la agricultura vehículos automotores	133	2.390	190	3.651	6.12	7.32
Artículos de ferretería y electricidad	55	698	74	1.171	5.07	9.01
Muebles y accesorios para el hogar	---	2	7	68	---	79.99
Géneros textiles y prendas de vestir	56	880	70	938	3.77	1.07
Productos alimenticios, bebidas y tabaco	180	9.628	160	5.381	- 1.94	2.54
Medicinas, productos farmacéuticos y veterinarios, perfumes	73	1.623	78	2.134	1.11	4.67
Libros, papel y similares	17	376	29	793	9.31	13.24
Joyas, artículos de arte, relojes, souvenirs	---	35	4	57	---	8.47
Alimentos balanceados; y concentrados para la agricultura y la ganadería	---	---	---	19	---	---
Comercio por mayor no clasificados anteriormente	24	183	36	269	6.99	6.63
SUB TOTAL	725	13.256	2.664	35.416	24.22	17.80

Fuente: Encuestas de Comercio Interno: INEC 1970 y 1976

TASAS DE CRECIMIENTO DEL NUMERO DE ESTABLECIMIENTOS COMERCIALES Y EL NUMERO DE PERSONAS OCUPADAS
DE 1970 A 1976

COMERCIO AL POR MENOR	1970		1976		TASAS DE CRECIMIENTO	
	No. de estab. comerciales	No. de personal ocupado	No. de estab. comerciales	No. de personal ocupado	No. de estab. comerciales	No. de personal ocupado
Abacerías y otras tiendas para la venta de productos alimenticios y bebidas alcohólicas	239	1.573	252	3.033	2.06	11.56
Farmacias	118	1.021	181	1.206	7.39	2.81
Tiendas de géneros textiles, prendas de vestir y calzado	239	1.557	296	2.428	3.63	7.69
Muebles y accesorios para el hogar	147	1.576	276	2.980	11.07	10.63
Ferreterías	144	997	203	1.476	5.89	6.76
Vehículos, automóviles y motocicletas	165	1.814	244	2.803	6.74	7.52
Estaciones de gasolina	121	649	104	735	-2.49	2.10
Grandes almacenes y bazares	62	1.001	77	1.143	4.25	2.24
Libros, papel, útiles escolares y similares	48	573	57	860	2.91	7.00
Joyas, artículos de arte, relojes, souvenirs	26	132	28	176	1.24	4.91
Alimentos balanceados y concentrados para animales	5	18	7	34	5.77	11.18
Comercio por menor no clasificado en otra parte	42	202	73	469	9.65	15.07
SUB TOTAL	1.340	11.113	1.798	17.253	5.02	7.61

Fuente: Encuestas de Comercio Interno: INEC 1970 y 1976 .

PATRIMONIO DE VIVIENDA (miles de unidades años 1962/1974)

		U R B A N O		R U R A L		T O T A L	
		(Miles)	(%)	(Miles)	(%)	(Miles)	(%)
1962	Aceptables	78.5	26.8	51.4	9.0	129.9	15.0
	Mejorables	172.6	58.9	231.0	40.5	403.6	46.8
	Desechables	41.8	14.3	287.6	50.5	329.4	38.2
	T O T A L	292.9	100.0	570.0	100.0	862.9	100.0
1974	Aceptables	252.1	51.7	199.1	28.1	451.2	37.8
	Mejorables	174.9	35.9	170.7	24.1	345.6	28.9
	Desechables	60.4	12.4	377.6	47.8	398.0	33.3
	T O T A L	487.4	100.0	707.4	100.0	1.194.8	100.0

Fuente: Censos de Vivienda 1962 - 1974

VIVIENDAS PARTICULARES OCUPADAS, POR TIPO DE TENENCIA Y OCUPANTES, SEGUN TIPO DE VIVIENDA .ECUADOR -- AREAS URBANA Y RURAL.

TIPO DE VIVIENDA Y AREAS	TOTAL		TIPO DE TENENCIA Y OCUPANTES											
			PROPIA		ARRENDADA		ANTICRESIS		GRATUITA		POR SERVICIOS		OTROS	
			Viviendas	Ocupantes	Viviendas	Ocupantes	Viviendas	Ocupantes	Viviendas	Ocupantes	Viviendas	Ocupantes	Viviendas	Ocupantes
REPUBLICA DEL ECUADOR														
Casa o villa	343.720	2'118.113	264.843	1'653.866	43.651	251.846	2.557	15.876	19.581	103.131	15.237	83.260	1.851	10.134
Departamento	103.554	574.136	29.461	174.010	64.793	349.666	1.833	10.009	5.185	27.421	1.989	11.277	293	1.753
Cuartos en casa de inquilinato	150.128	643.745	10.971	53.401	124.837	529.658	1.794	7.898	8.837	37.324	3.391	14.178	298	1.286
Mediagua	194.509	907.575	140.484	667.957	22.487	103.459	685	3.086	17.895	73.107	11.625	54.144	1.333	5.822
Rancho o covacha	292.278	1'730.415	222.054	1.357.253	22.646	119.715	840	4.578	26.464	138.870	18.793	102.261	1.481	7.738
Choza	101.209	446.791	86.984	384.225	1.246	5.668	110	507	6.622	27.396	5.341	24.907	906	4.088
Otros	2.516	10.461	664	3.131	443	1.709	20	60	380	1.593	841	3.364	168	604
Locales no destinados a vivienda	2.026	7.592	376	1.569	593	2.228	16	75	307	1.125	605	2.223	129	372
T O T A L	1'193.940	6'438.828	755.837	4'295.412	280.696	1'363.949	7.855	42.089	85.271	409.967	57.822	295.614	6.459	31.797
AREA URBANA														
Casa o villa	153.784	981.418	109.146	719.555	32.984	194.797	2.005	12.714	6.448	36.324	2.513	13.860	688	4.168
Departamento	98.358	545.638	28.259	166.864	62.449	337.889	1.783	9.715	4.597	24.238	1.013	5.430	257	1.502
Cuartos en casa de inquilinato	138.860	599.207	10.035	49.008	116.568	497.782	1.732	7.610	7.746	33.042	2.511	10.612	268	1.153
Mediagua	35.123	171.155	14.322	73.076	12.940	61.668	310	1.456	3.996	17.679	3.290	16.015	265	1.261
Rancho o covacha	56.603	332.102	36.151	223.253	13.242	70.480	323	1.939	5.036	26.798	1.529	7.910	322	1.722
Choza	868	3.919	532	2.414	152	672	6	29	108	467	64	322	6	15
Otros	1.590	6.651	272	1.321	370	1.430	13	39	257	1.117	599	2.459	79	285
Locales no destinados a vivienda	1.384	5.095	192	828	527	2.025	13	67	166	623	377	1.346	73	206
T O T A L	486.534	2'645.185	198.909	1'236.319	239.232	1'166.743	6.185	33.569	28.354	140.288	11.896	57.954	1.958	10.312
AREA RURAL														
Casa o villa	193.936	1'136.695	155.697	934.311	10.667	57.049	552	3.162	13.133	66.807	12.724	69.400	1.163	5.966
Departamento	5.196	28.498	1.202	7.146	2.344	11.777	50	294	588	3.183	976	5.847	36	251
Cuartos en casa de inquilinato	11.268	44.538	936	4.393	8.269	31.876	62	288	1.091	4.282	880	3.566	30	133
Mediagua	159.386	736.420	126.162	594.881	9.547	41.791	375	1.630	13.899	55.428	8.335	38.129	1.068	4.561
Rancho o covacha	235.675	1'398.313	185.903	1'134.000	9.404	49.235	517	2.639	21.428	112.072	17.264	94.351	1.159	6.016
Choza	100.341	442.872	86.452	381.811	1.094	4.996	104	478	6.514	26.929	5.277	24.585	900	4.073
Otros	926	3.810	392	1.810	73	279	7	21	123	476	242	905	89	319
Locales no destinados a vivienda	678	2.497	184	741	66	203	3	8	141	502	228	877	56	166
T O T A L	707.406	3'793.643	556.928	3'059.093	41.464	197.206	1.670	8.520	56.917	269.679	45.928	237.660	4.501	21.485

VIVIENDAS PARTICULARES OCUPADAS, POR TIPO DE VIVIENDA, SEGUN SERVICIOS DE QUE DISPONE LA VIVIENDA, AREAS URBANA Y RURAL, TOTAL

SERVICIOS DE QUE DISPONE LA VIVIENDA	TOTAL DE VIVIENDAS		TIPO DE VIVIENDA															
			Casa o villa		Departamento		Cuartos en casa de inquilinatos		Mediaguna		Rancho o covacha		Chozas		Otros		Locales no dest. a vivi.	
	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural
ABASTECIMIENTO DE AGUA DE RED PUBLICA:																		
Dentro de la vivienda	217.957	21.157	95.041	13.611	78.414	2.369	31.661	1.326	6.354	1.745	6.381	1.717	36	281	548	54	523	54
Fuera de la vivienda en el edif.	137.159	22.286	19.662	11.933	14.407	816	85.719	3.332	9.093	4.282	7.445	1.593	102	266	403	32	328	32
Fuera del edificio	50.649	63.066	13.267	22.998	2.072	421	10.234	2.500	9.401	23.633	14.897	6.553	339	6.766	263	106	176	89
DE OTRAS FUENTES:																		
Pozo o vertiente	18.631	293.378	6.039	71.155	593	454	2.502	1.480	3.618	65.114	6.614	106.347	166	48.387	63	263	36	178
Aljibe	1.963	7.766	663	2.951	112	40	407	143	324	1.551	426	3.313	6	743	11	14	14	11
Río o acequia	8.644	264.103	2.463	58.861	201	362	717	1.106	1.909	56.096	3.167	105.699	128	41.459	34	319	25	201
Otros	51.531	35.650	16.649	12.427	2.559	734	7.620	1.381	4.424	6.965	19.673	11.453	92	2.439	268	138	246	113
SERVICIO ELECTRICO:																		
De red pública	406.099	75.039	137.043	45.263	95.861	3.848	125.850	6.239	19.874	11.563	25.284	7.367	201	465	988	141	998	163
De planta privada	3.942	7.079	1.245	4.169	671	269	1.128	268	194	574	664	1.659	2	77	23	30	15	33
Ninguno	76.493	625.288	15.496	144.504	1.826	1.079	11.882	4.761	15.055	147.247	30.655	226.649	665	99.799	579	755	335	492
SERVICIOS HIGIENICOS:																		
Inodoro de uso exclusivo	206.664	29.326	100.422	18.541	75.594	2.360	16.462	835	5.227	1.055	7.974	6.356	31	91	487	55	467	33
Inodoro de uso común	147.390	14.415	12.705	4.563	18.447	1.384	103.281	4.058	5.820	922	6.393	3.342	47	41	159	48	338	57
Letrina	54.424	49.297	20.903	23.787	2.761	534	7.327	1.307	3.402	4.521	19.763	18.084	57	946	129	45	82	74
Ninguno	78.056	614.368	19.754	147.045	1.556	918	11.790	5.068	20.674	162.888	22.473	207.893	733	99.264	615	778	461	514
ELIMINACION DE AGUAS SERVIDAS:																		
Por alcantarilla	313.513	22.257	95.387	12.535	89.027	2.860	110.986	3.594	11.367	1.881	5.104	1.200	74	70	817	60	751	57
Pozo ciego	76.775	41.765	31.705	21.605	6.354	1.008	13.806	2.007	3.523	3.553	21.040	12.689	46	768	189	60	113	75
Ninguno	96.246	643.384	26.692	159.796	2.977	1.328	14.068	5.667	20.233	163.952	30.459	221.786	749	99.503	584	806	484	546
Total de viviendas urbanas rural	486.534	707.406	153.784	193.936	98.358	5.196	138.860	11.268	35.123	159.386	56.603	235.675	868	100.341	1.590	926	1.348	678
TOTAL NACIONAL	1'193.940		347.720		103.544		150.128		194.509		292.278		101.209		2.516		2.026	

ASPECTOS DINAMICOS DE LA POBLACION POR REGIONES Y PROVINCIAS

REGIONES Y PROVINCIAS	INMIGRACION	EMIGRACION	SALDO MIGRATORIO	SALDO MIGRATORIO MEDIO ANUAL	CRECIMIENTO VEGETATIVO 1974
REGION 1	25.811	36.571	-10.760	-2.152	14.478
Carchi	4.670	11.517	- 6.847	-1.369	3.253
Esmeraldas	18.915	14.673	4.242	848	5.885
Imbabura	8.433	16.588	-8.155	-1.631	5.340
REGION 2	120.581	31.432	89.149	17.830	25.302
Napo	15.782	1.732	14.050	2.810	2.090
Pichincha	110.136	35.037	77.099	15.420	23.212
REGION 3	12.397	55.777	-43.380	-8.676	33.572
Manabí	12.397	55.777	-43.380	-8.676	33.572
REGION 4	22.299	74.323	-52.024	-10.405	24.986
Bolívar	3.224	21.500	-18.276	-3.655	4.856
Chimborazo	8.446	24.726	-16.280	-3.256	7.582
Cotopaxi	7.983	18.367	-10.384	-2.077	5.571
Pastaza	4.034	3.435	599	120	684
Tungurahua	9.782	17.465	-7.683	-1.537	6.293
REGION 5	96.953	52.808	44.175	8.835	47.888
Guayas	97.502	51.487	46.015	9.203	35.558
Los Ríos	32.787	34.627	-1.840	- 368	12.330
REGION 6	12.412	31.397	-18.985	-3.797	14.391
Azuay	9.704	27.842	-18.138	-3.628	9.164
Cañar	4.532	9.701	-5.169	-1.034	3.733
Morona Santiago	6.842	2.520	4.322	1.864	1.494
REGION 7	22.437	30.929	-8.492	-1.698	19.573
El Oro	27.898	-15.698	12.200	2.440	6.993
Loja	6.369	31.173	-24.804	-4.961	11.450
Zamora Chinchipe	6.274	2.162	4.112	822	1.130
REGION 8	814	467	347	69	77
Galápagos	814	467	347	69	77

FUENTE: Indicadores Básicos Regionales Provinciales - JUNAPLA

PROYECCION DE LA POBLACION ECONOMICAMENTE ACTIVA
POR RAMAS DE ACTIVIDAD: 1980 - 1985

RAMAS DE ACTIVIDAD	1980	o/o	1985	o/o	Tasa de crec. anual
TOTAL	2'725.057	100.00	3'181.346	100.00	2.67
Agricult., caza, silvicultura y pesca	1'316.406	48.31	1'425.416	44.81	1.36
Minas y canteras	8.857	0.33	11.633	0.37	4.74
Industrias manufactureras	287.620	10.55	341.356	10.73	2.95
Construcción	126.302	4.63	167.024	5.25	4.87
Electricidad, gas y agua	13.629	0.50	19.669	0.62	6.43
Comercio por mayor y menor, restaurante y hotel	280.073	10.28	374.890	11.78	5.08
Transporte, almacenamiento y comunicación	66.779	2.45	75.758	2.38	2.17
Establecimientos financieros, seguros, etc.	29.825	1.10	40.265	1.27	5.23
Servicios comunales, sociales y personales	423.206	15.53	504.724	15.87	3.04
Actividades no bien especificadas	123.787	4.54	151.077	4.78	3.44
Trabajador nuevo	48.573	1.78	69.534	2.19	6.29

FUENTE: INEC.

POTENCIAL HIDROELECTRICO APROVECHABLE (MW)
(A DICIEMBRE DE 1978)

CUENCA HIDROGRAFICA	NIVEL DE ESTUDIOS			TOTAL INSTALABLE (MW)
	PRELIMINAR	PRE-- FACTIBILIDAD	FACTIBILIDAD	
Puyango	225.0	---	---	225.0
Jubones	140.0	---	337.0	477.0
Guayas	134.0	756.0	---	890.0
Catamayo	236.0	---	---	236.0
Santiago	4.744.0	---	226.0	5.470.0*
Pastaza	1.950.0	545.0	150.0	2.645.0
Cañar	345.0	---	---	345.0
Esmeraldas	1.135.0	970.0	---	2.405.0**
Mira	524.0	---	150.0	674.0
Napo	3.135.0	560.0	560.0	8.705.0
T O T A L	12.568.0	7.281.0	1.423.0	22.072.0

* Incluye 500 MW del proyecto Paute en construcción

** Incluye 300 MW del proyecto Toachi-Pilatón con diseños finales



LEYENDA

Vertiente del Pacífico — P
 Vertiente del Amazonas — A

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
CUENCAS HIDROGRAFICAS
VERTIENTES ORIENTAL Y OCCIDENTAL

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 3 - 1

CAPITULO 4

DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL

1. Regulación del Sector Eléctrico.
2. Breve Reseña Histórica de la Electrificación en el Ecuador
3. Situación Actual del Servicio Eléctrico
 - 3.1. Sistema Nacional de Generación y Transmisión
 - 3.2. Sistemas Regionales

CAPITULO 4

DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL

1. REGULACION DEL SECTOR ELECTRICO.—

El Sector Eléctrico del Ecuador está regulado fundamentalmente por la “Ley Básica de Electrificación” de septiembre 4 de 1973. Esta Ley establece que el suministro de energía eléctrica es atribución privativa del Estado que la ejercerá a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL).

La política del Sector es fijada por el Gobierno a través del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos.

La función de INECEL de acuerdo a la Ley es la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en el Ecuador.

2. BREVE RESEÑA HISTORICA DE LA ELECTRIFICACION EN EL ECUADOR

2.1. Antecedentes históricos del servicio eléctrico en el Ecuador

El servicio eléctrico público en el Ecuador se inicia en el año de 1897 con la conformación de la Empresa Eléctrica Luz y Fuerza en la ciudad de Loja y la instalación en el río Malacatos de dos turbinas hidráulicas de 12 kW cada una.

Posteriormente, en el transcurso de las décadas de 1920 y 1930 se suscribieron contratos con compañías norteamericanas, como la American Foreign Power Co., para abastecer de energía a las ciudades de Quito, Guayaquil y Riobamba.

En la década de los años 40 los Municipios se convierten en los responsables del suministro eléctrico, entre otros servicios, a lo largo de las áreas geográficas de su jurisdicción, de conformidad con la Ley de Régimen Municipal. En el presente, esta disposición de dicha Ley se mantiene vigente en las áreas que no son servidas por las distintas Empresas Eléctricas patrocinadas por INECEL.

El carácter aislado e inconexo de la organización municipal no hizo posible que el cumplimiento de la Ley de Régimen, en materia de electrificación, pueda guiarse por los elementales aspectos de una acción planificada. Por consiguiente, la actividad eléctrica se llevó a cabo sin basarse en estudios de amplitud, ni profundidad. Igualmente, no hubo planificación técnica, ni económica, descuidándose totalmente el desarrollo de los recursos humanos y financieros y, lo que es más perjudicial, por consideraciones localistas. La electrificación realizada por los municipios carecía de guía política global que oriente su gestión

y de un cuerpo legal que defina y norme sus actividades. En síntesis, durante este período, la electrificación en el Ecuador vivió una época de desarrollo anárquico.

Esta situación se extiende por el lapso de 20 años, al cabo de los cuales, el Estado Ecuatoriano se plantea la necesidad imperiosa de reorientar la manera como se había venido proporcionando el servicio eléctrico a los ecuatorianos. La voluntad de reordenar esta caótica situación: 1) debió proponer soluciones al grado tal de atomización y dispersión en que se había sumido el Sector Eléctrico; 2) debía plantearse mejorar la calidad del ya crónico servicio deficiente; 3) finalmente, debió estimarse un control a altos costos de operación establecidos por la independiente actividad de todos los Municipios. Para el efecto, el Gobierno determinó crear un organismo nacional que se encargue del desarrollo futuro del Sector Eléctrico, sobre todo con criterios de conveniencia nacional.

Es así como, el 23 de Mayo de 1961, mediante decreto Ley de Emergencia No. 24, publicado el 31 del mismo mes y año en el Registro Oficial No. 227, se establece la Ley Básica de Electrificación, la cual crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) como el organismo estatal encargado de llevar adelante el proceso de electrificación en el Ecuador.

La Ley Básica de Electrificación dota al Instituto de personería jurídica y de autonomía económica y administrativa.

La Ley establecía, como premisa fundamental, que la electrificación es una obra de carácter nacional y que el Gobierno asume la responsabilidad de la planificación, ejecución y control de tal actividad y que, en adelante, estas funciones serían ejercidas a través de la naciente Institución. INECEL habría de reemplazar paulatinamente a más de cien entidades municipales y locales, hasta esa fecha encargadas del suministro del servicio eléctrico en todas sus fases. (*)

A 1961 la potencia instalada en el Ecuador en 1.200 centrales eléctricas fue de más o menos 120.000 kW, que representaba un promedio de 100 kW por central. El índice de electrificación medio, por habitante, era de 25 vatios.

2.2. Los Períodos de Desarrollo de INECEL y del Servicio Eléctrico Nacional.

La planificación de la actividad de INECEL ha evolucionado durante tres períodos claramente diferenciados que tienen que ser considerados para una evaluación: el primero, comprendido en los años 1961 - 1966; el segundo, enmarcado durante los años 1967 - 1972, y el tercero, a lo largo de los años 1974-1979 (Gráfico No. 4.1.).

2.2.1. El período 1961 - 1966

El período es de preparación de la actividad de INECEL a nivel nacional con miras orientadas a un largo plazo. De tal manera el Instituto: 1) inicia la recopilación de los datos estadísticos de los Recursos Hidráulicos del País; 2) realiza un censo de las instalaciones eléctricas existentes y, 3) elabora el primer PLAN NA-

(*) Los detalles de su base jurídica, funciones, organización interna, etc. contempladas en la Ley Básica de Electrificación se exponen en el Capítulo 13.

CIONAL DE ELECTRIFICACION; este Plan se planteó como fin el establecer objetivos, fijar políticas para el desarrollo eléctrico y presentar un programa de obras a nivel nacional.

En el citado Plan, publicado en Agosto de 1966, se establecieron dos premisas básicas:

- a) La creación de un Sistema Nacional Interconectado, y
- b) La Integración Eléctrica Regional.

La primera premisa se orienta en la proposición de establecer un Sistema formado por grandes centrales hidroeléctricas y un Sistema de Transmisión constituido por un anillo básico y ramales hacia todas las provincias. Esta concepción del Sistema Nacional Interconectado se mantiene hasta el presente.

La segunda premisa definía una estrategia para la consecución de la integración eléctrica del País, la misma que recomendaba que en el período 1966-1972 se estructuren empresas eléctricas medianas a nivel provincial y que, en los siguientes cinco años, se proceda a la integración regional para conformar un Sistema Nacional Unico.

A mediados de 1966 el Ecuador disponía de 200.000 kW instalados y una población de aproximadamente 5,4 millones de habitantes, lo cual significaba un índice de electrificación de menos de 40 vatios por habitante. Las fuentes de generación de energía en promedio, no superaban los 200 kW cada una, lo cual significaba bajas eficiencias y, por supuesto, altos costos de producción; todo, sumado a niveles tarifarios insuficientes para poder cubrir los costos de producción y, peor aún, para generar rentabilidad.

2.2.2. El período 1967 – 1972.

El Plan Nacional de Electrificación 1967–1976 planteaba el desarrollo de los Proyectos Pisayambo, Paute, Jubones, Toachi, la Central Térmica de Biblián. Se proponía la instalación de 414 MW en el período, de los cuales 62 MW serían de origen térmico y 352 MW de origen hidráulico; en otras palabras, el Plan trataba de propender a una estructura de la oferta en la que el 71% tendría origen hidráulico.

Complementariamente al programa de generación, el Plan preveía la instalación de 2.021 MVA en subestaciones, 365 km de líneas a 138 kV , 835 km de líneas a 230 kV , 1.415 km de líneas a 13,8 kV y redes de distribución para 330.000 consumidores.

El monto de las inversiones para las obras propuestas ascendía a 5.141 millones de sucres en el período 1967 - 1976 (moneda del año 1964).

Para contrastar con los objetivos y metas del Plan, INECEL recibió apenas un ingreso de cerca de cien millones de sucres por año, durante el período 1967-1972. Esta cantidad difícilmente podía cubrir las necesidades más apremiantes: que requerían soluciones temporales y de emergencia a base de plantas térmicas y la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas, (Alao, Ambi, Cañar).

Sin embargo, se canalizaron algunos fondos para la realización de estudios de proyectos hidroeléctricos (Pisayambo, Paute, Toachi, Jubones): aunque en una medida muy inferior a la requerida para programas en desarrollo hidroeléctrico amplio.

Quizá lo más significativo del período constituye la creación del Fondo Nacional de Electrificación con el 47% de las regalías de los hidrocarburos que produjera el País en 1974, porcentaje que se reduce al 35% desde 1975. Este fondo, si bien es creado en 1970, sólo a partir de 1973, en que comienza la explotación del petróleo del Oriente, adquiere niveles de importancia (Gráfico 4.1.).

3. SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO

A la presente fecha, el suministro de energía eléctrica lo prestan 63 entidades, de las cuales 17 son Empresas Eléctricas, en 16 de ellas el Estado, a través de INECEL, es el mayor accionista; 42 son departamentos municipales: dos cooperativas de electrificación, y dos servicios directos de INECEL.

De acuerdo a la Planificación realizada, la generación y transmisión de la energía eléctrica serán construidas y operadas directamente por INECEL, mientras que la distribución y comercialización de la energía eléctrica serán ejecutadas a través de Sistemas Regionales.

Para la generación y transmisión de la energía eléctrica, INECEL ha planificado la conformación de un Sistema Eléctrico Interconectado con líneas de alta tensión, que será alimentado desde Centrales Eléctricas fundamentalmente de origen hidráulico. Los principales elementos de este Sistema Nacional Interconectado (SNI) estarán en servicio en 1982.

Desde este Sistema Interconectado se entregará energía en bloque a las diversas regiones del País.

Para la distribución y comercialización de la energía eléctrica, se ha programado la conformación de nueve Sistemas Eléctricos Regionales (Ver gráfico 4.2.), los cuales no coinciden necesariamente con la división política o administrativa del País.

Estos son: Norte, Pichincha, Centro Norte, Centro Sur, Sur, Esmeraldas, Manabí, Guayas—Los Ríos, El Oro.

Los Sistemas Eléctricos más importantes son Pichincha que incluye las Ciudades de Quito y Santo Domingo (con el 30% del consumo del País) y Guayas—Los Ríos (con el 46%) el cual incluye a Guayaquil y su área industrial. Quito es servida por la Empresa Eléctrica Quito S.A., de la cual sus accionistas principales son INECEL y la Municipalidad de Quito. Guayaquil está servida por la Empresa Eléctrica del Ecuador, Inc. EMELEC, que es una Compañía privada con capitales norteamericanos.

Las otras compañías son pequeñas, la mayor de las cuales tiene ventas que representan menos del 4% del consumo total. INECEL es el accionista mayoritario en estas Empresas Eléctricas.

Las características generales del Sistema Eléctrico del País a Diciembre de 1979 son las consignadas a continuación:

CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL A
DICIEMBRE 1979

Descripción	Unidad	Cantidad
— Población(*)	Miles de habitantes	7.915,7
— Potencia instalada (**)	MW	855,7
— Energía generada	GWh	2.892,0
— Potencia por habitante	W/hab.	108,1
— Energía por habitante	kWh/hab.	365,3
— Población servida (***)	o/o	40,5
— Consumo Específico Res.	kWh-mes/hab.	141,6
— Consumo Específico Com.	kWh-mes/hab.	290,9

3.1. Sistema Nacional de Generación y Transmisión.

El Sistema Nacional de Generación y Transmisión Interconectado está constituido, en primer lugar, por las centrales térmicas e hidráulicas, y, en segundo lugar, por el sistema de transmisión tipo anillo de 230 kV. Algunas de las centrales de generación eléctrica programadas con anterioridad ya se hallan en operación, mientras que otras están en fase de construcción. El Sistema de Transmisión se encuentra en construcción. Por consiguiente, las centrales eléctricas que existen en la actualidad, y que se terminen en el futuro, se interconectarán al Sistema durante el transcurso del Plan Maestro de Electrificación a Corto Plazo. De igual modo lo harán las líneas de menor voltaje, que en forma radial, transportarán la energía a todo el País.

A diciembre de 1978 el País dispone de una potencia instalada de 924.4 MW, de los cuales 224, 5 MW (24%) son de generación hidráulica, los restantes 699.9 MW (76%) son instalaciones termoeléctricas. Este total instalado incluye la generación correspondiente al SNI, a los Sistemas Regionales, Municipios y autoproducidos (incluyendo grupos de emergencia). Sin considerar los dos últimos, el total instalado disponible a la fecha es de 800,7 MW, de los cuales el 25% corresponde a generación hidráulica y la diferencia es de generación termoeléctrica. (Cuadro No. 4.1.).

Consecuentemente, hoy se trata de poner las bases infraestructurales para dotar al País de una capacidad de generación instalada que modifique radicalmente la situación actual. De manera tal que la generación eléctrica se ha de basar en la utilización de los recursos hidráulicos y que, por lo tanto, deje disponibles los recursos hidrocarburíferos no renovables para el impulso de otros sectores productivos que puedan ampliar el desarrollo económico nacional.

Con este objetivo en mira, el INECCEL ya está canalizando sus esfuerzos en el sendero de la explotación de los recursos hidráulicos, mediante el estudio y la construcción de centrales hidroeléctricas. Tal es el caso del Proyecto Paute (en sus fases A y B), que se encuentra en ejecución y cuya incorporación al Sistema Nacional se halla prevista para mediados de 1982. A partir de esa fecha todo el equipamiento eléctrico nacional se prevé ha. de estar asentado en centrales hidroeléctricas.

(*) Sin considerar, la población del Oriente y Galápagos que no se integrara al SNI en corto plazo.

(**) Excluye Municipios y grupos menores de 500 kW de capacidad.

(***) Se considera que cada abonado representa seis personas y que el 100% será cuando se alcance esta cifra a nivel nacional.

En la actualidad, la capacidad de generación instalada en el País es operada por el SNI, por los Sistemas Regionales y por autoprodutores. El SNI opera 199,4 MW (23^o/o), los Sistemas Regionales operan 556,6 MW (65^o/o) y los restantes 99,7 MW (12^o/o) son operados por los autoprodutores.

El SNI opera las siguientes centrales: la central hidroeléctrica Pisayambo con 69,2 MW instalados, la central a gas Estero Salado No. 1 de 26 MW, la central a vapor Estero Salado No. 2 de 73 MW, y los grupos diesel de Guangopolo con un total de 31.2 MW. Además, la central de vapor de 73 MW que se encuentra en construcción en el Estero Salado entrará en operación a mediados de 1980. (Gráfico 4.3.).

El SNI sirve a las siguientes zonas: a) la correspondiente al sistema Centro Norte por medio del Proyecto Pisayambo, y b) la correspondiente a Guayaquil a través de las centrales del Estero Salado. En la actualidad se ha previsto la contratación de 3 turbinas a gas de 20 MW cada una, a ser instaladas en la S/E Santa Rosa para servir el área de Quito, las mismas que entrarán en operación en Diciembre de 1980.

La línea principal de transmisión del SNI está concebida como una línea a doble circuito de 230 kV, cuyo recorrido en forma de anillo será el siguiente: Proyecto Paute, Guayaquil, Quevedo, Santo Domingo, Quito, Latacunga, Ambato, Riobamba, Proyecto Paute.

El tramo Guayaquil—Quito es de 345 km., esta línea de transmisión ya se encuentra construída a 230 kV. Además, del Proyecto Pisayambo parten dos líneas a 138 kV; una se dirige a Quito en una longitud de 107 km. y otra a Ambato a lo largo de 30 km., estas dos líneas están en operación; en igual condición está la línea Quito — Ibarra con una longitud de 100 km. a 138 kV.

3.2. Sistemas Regionales

La distribución y comercialización de la energía eléctrica se realiza a través de Sistemas o Empresas Regionales jurídicamente organizadas como Sociedades Anónimas.

- Empresa Eléctrica Regional del Norte
- Empresa Eléctrica Quito
- Sistema Eléctrico INECEL Latacunga
- Empresa Eléctrica Ambato
- Empresa Eléctrica Riobamba
- Empresa Eléctrica Bolívar
- Sistema Eléctrico Regional Centro Sur
- Empresa Eléctrica Regional del Sur
- Empresa Eléctrica Esmeraldas
- Sistema Eléctrico Regional Manabí
- Empresa Eléctrica Península de Santa Elena
- Empresa Eléctrica Milagro
- Empresa Eléctrica Los Ríos
- Empresa Eléctrica El Oro
- Sistema Eléctrico INECEL — Guayas
- Cooperativa de Electrificación Rural Santo Domingo Ltda.

- La Empresa Eléctrica Ecuador Inc. EMELEC constituida por capitales privados norteamericanos, presta servicios a la Ciudad de Guayaquil desde 1925.

Adicionalmente, especialmente en zonas aisladas, el servicio eléctrico es aún prestado por los Municipios o Concejos Cantonales.

INECEL ha previsto la integración de estas Empresas y entidades en 9 Sistemas Eléctricos Regionales, eliminando o integrando los pequeños sistemas eléctricos que operan en forma aislada y poco eficiente, para que una vez robustecidos técnica y económicamente, puedan atender en forma satisfactoria la distribución y comercialización de la energía eléctrica que recibirán del Sistema Nacional Interconectado.

Para su conformación, INECEL ha definido los siguientes sistemas:

- Sistema Norte

Abarca las provincias del Carchi e Imbabura y los cantones Cayambe y Pedro Moncayo de Pichincha.

En esta área está trabajando la Empresa Eléctrica Regional del Norte, con sede en Ibarra.

- Sistema Pichincha

El Sistema Pichincha engloba a la ciudad de Quito, y los cantones Ruminahui, Mejía y Santo Domingo de los Colorados.

Los cantones de Quito y Ruminahui son servidos por la Empresa Eléctrica Quito S.A. y Mejía por el Municipio; Santo Domingo por la Cooperativa de Electrificación Rural Santo Domingo Ltda.

- Sistema Centro Norte

Comprende las Provincias de Cotopaxi, Tungurahua, Chimborazo, Bolívar y Pastaza, ubicadas en la zona central del País.

En la Empresa Eléctrica Regional Centro Norte se integrarán las entidades de servicio eléctrico que actualmente laboran en esta zona, Sistema Latacunga, Empresa Ambato S.A., Empresa Riobamba S.A., Empresa Bolívar y Municipio del Puyo.

- Sistema Centro Sur

Este sistema abarca las Provincias del Azuay y Cañar y en un futuro mediano Morona Santiago.

En la actualidad estas zonas están servidas por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.

- Sistema Sur

El Sistema Eléctrico Sur comprende las Provincias de Loja y Zamora Chinchipe.

En esta región opera la Empresa Eléctrica Regional del Sur que integra a los pequeños sistemas de las provincias. Fue la primera empresa regional que se constituyó en el País; su sede está en Loja.

— Sistema Esmeraldas

Sirve a la Provincia de Esmeraldas. Su administración está a cargo de la Empresa Eléctrica Esmeraldas.

— Sistema Manabí

Comprende la Provincia del mismo nombre; su administración está a cargo del Sistema Eléctrico Regional Manabí que integra a todos los sistemas y entidades eléctricas de esa provincia, a excepción del cantón El Carmen, servido desde Santo Domingo de los Colorados.

— Sistema Guayas — Los Ríos

Este sistema abarca las Provincias del Guayas y Los Ríos y se lo ha dividido en cuatro subsistemas:

- Subsistema Guayaquil—Durán—Balzar
- Subsistema Salinas—Santa Elena
- Subsistema Milagro—Yahuachi
- Subsistema Babahoyo—Quevedo

El sistema está atendido actualmente por las siguientes entidades: Sistema INECEL—Guayaquil, las Empresas Eléctricas Los Ríos, Milagro y Santa Elena, y EMELEC.

— Sistema El Oro

El Sistema Eléctrico El Oro tiene su área de influencia en la Provincia del mismo nombre; actualmente el servicio eléctrico lo administran la Empresa Eléctrica El Oro y los Municipios de Piñas y Zaruma incluyendo las poblaciones fronterizas de Huaquillas y Arenillas.

Las obras de generación, subtransmisión y distribución realizadas hasta 1979 por estas Empresas, constan en el cuadro No. 4-2.

POTENCIA INSTALADA EXISTENTE EN EL PAIS
A DICIEMBRE DE 1979

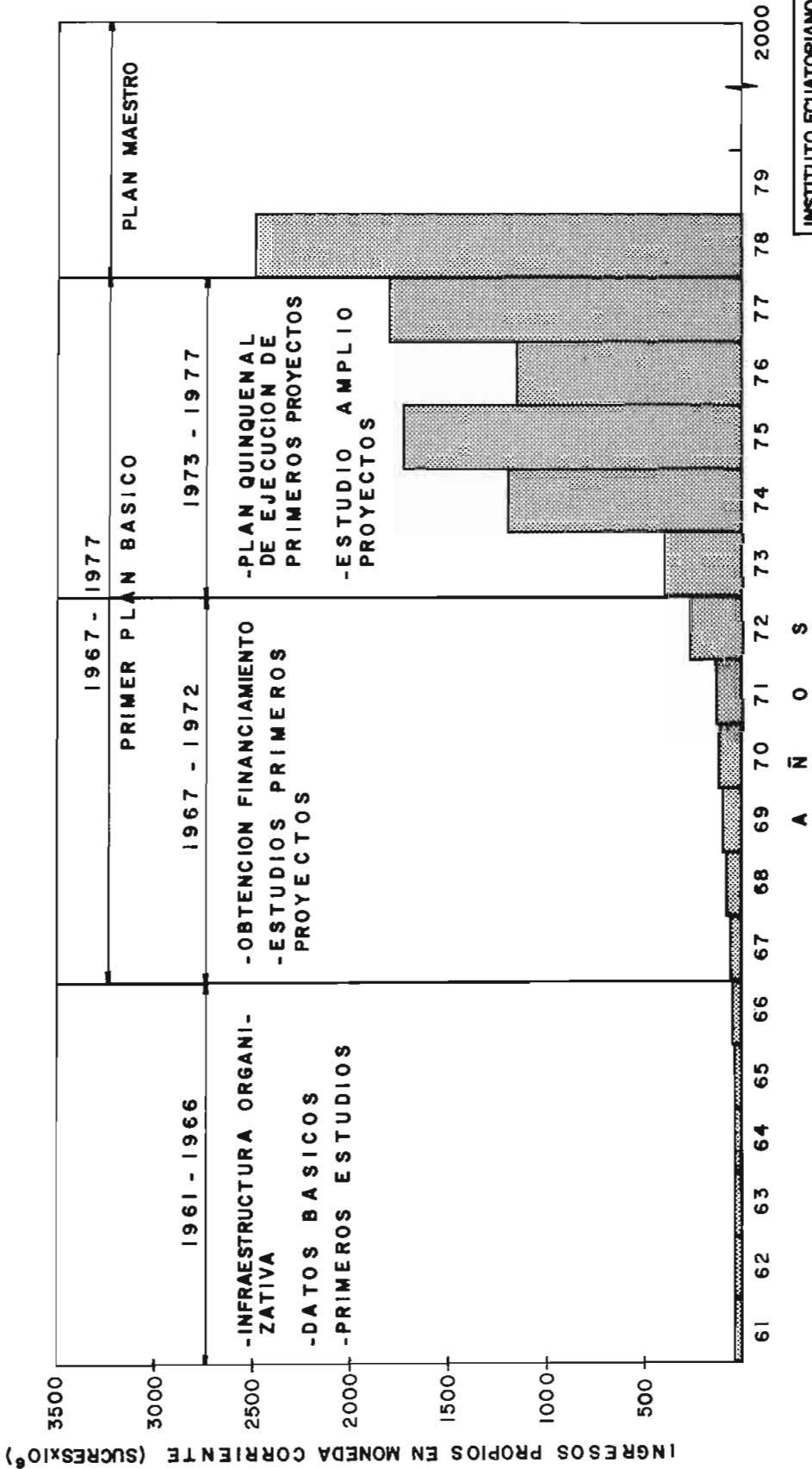
ZONAS	POTENCIA INSTALADA (MW)			
	Sistemas Regionales	Sistema Nacional Interconectado	Autoproductores.	TOTAL
<u>A. Zona Norte</u>				
Hidroeléctrico	116,57	69,2	9,82	195,59
Termoeléctrico	<u>105,26</u>	<u>31,2</u>	<u>43,84</u>	<u>180,30</u>
	221,83	100,4	53,66	375,89
<u>B. Zona Sur</u>				
Hidroeléctrico	17,88	—	0,20	18,08
Termoeléctrico	<u>316,93</u>	<u>99,0</u>	<u>45,75</u>	<u>461,68</u>
	334,81	99,0	45,95	479,76
Total Hidroeléctrico	134,45	69,2	10,02	213,67
Total Termoeléctrico	422,19	130,2	89,59	641,98
<u>C. Total Nacional</u> (A + B)	556,64	199,4	99,61	855,65

SISTEMAS ELECTRICOS REGIONALES
 CARACTERISTICAS DE GENERACION, SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION
 A DICIEMBRE DE 1979(**)

SISTEMAS	POTENCIA INSTALADA MW			LONGITUD DE LINEAS DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION EN Km.					
	Hidroelct.	Termoelct.	Total	69kV	46kV	34,5kV	22kV	13,8 Kv y menores	Total
1. Norte	9,76	5,77	15,53			140		476	616
2. Pichincha	87,36	62,40	149,76		97		250	699	1046
3. Centro Norte	19,45	22,89	42,34	116			13	1353	1482
4. Centro Sur	15,48	17,35	32,83	15			137	212	365
5. Sur	2,40	13,91	16,31	148			145	102	395
6. Esmeraldas (*)		14,20	14,20					124	124
7. Manabí		28,7	28,70	89		140		611	840
8. Guayas - Los Ríos		234,87	234,87	138			1122		1260
9. El Oro		22,10	22,10					247	247
TOTAL SISTEMAS	134,45	422,19	556,64	506	97	280	1667	3824	6374

(*) Incluidos dos grupos Bunker de 4 MW cada uno actualmente en montaje

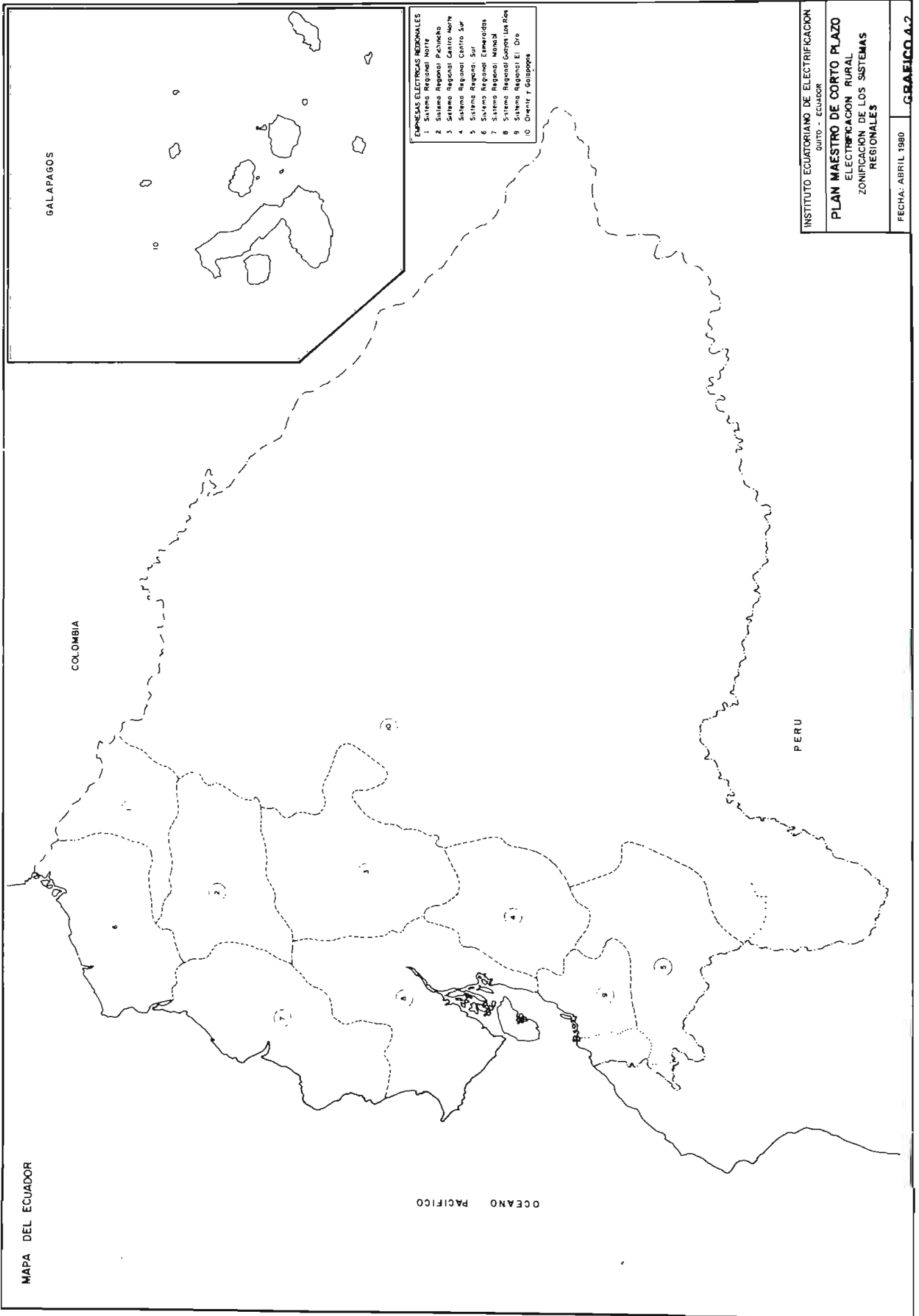
(**) . Información tomada de la oficina de Regulación y tarifas de INECEL.

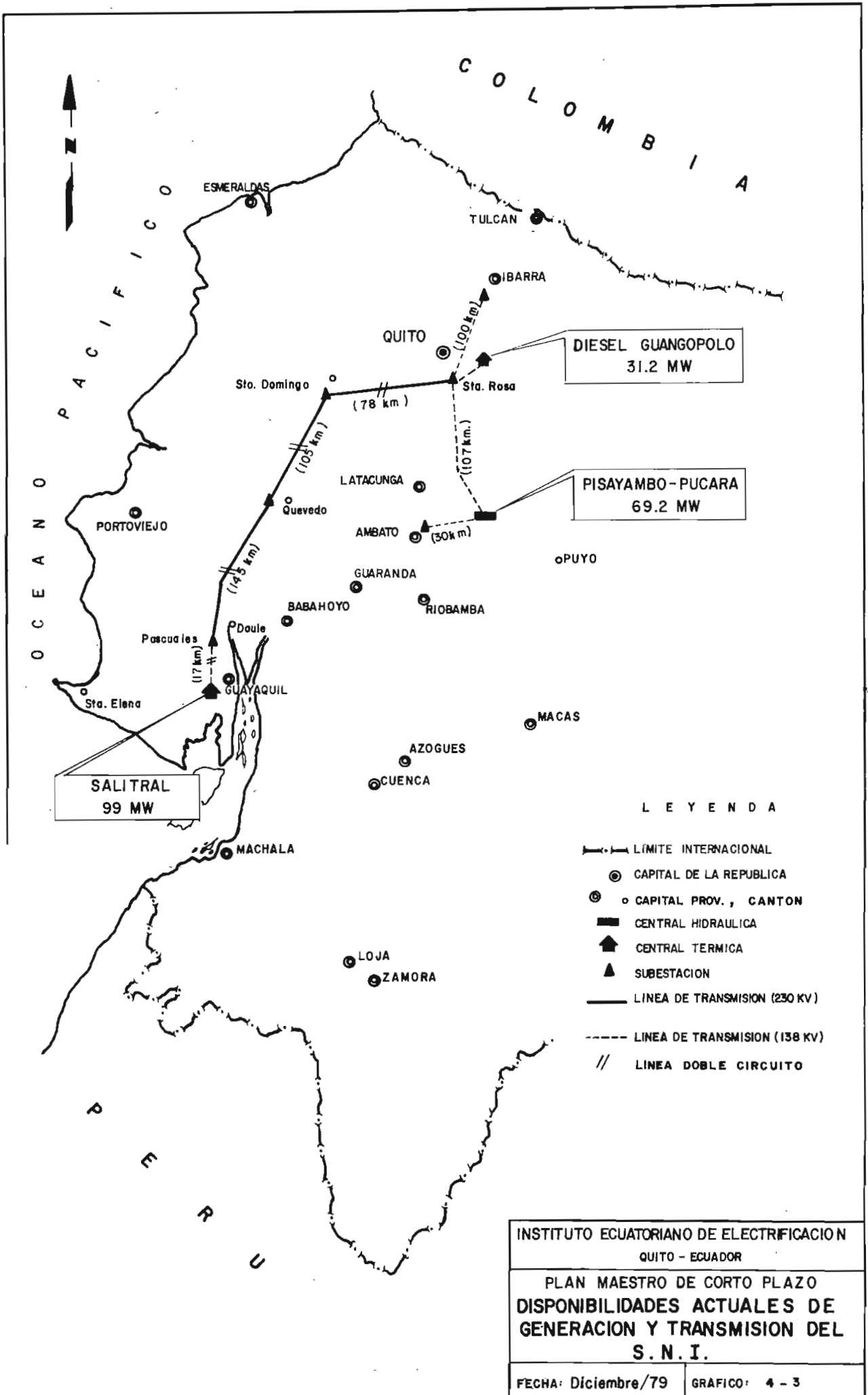


INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
PERIODOS DE EVOLUCION DE LA
ELECTRIFICACION EN EL ECUADOR

FECHA: ABRIL 1980³ GRAFICO 4-1





CAPITULO 5

**EVALUACION DEL CUMPLIMIENTO DEL PLAN NACIONAL DE
ELECTRIFICACION**

1. Antecedentes del Plan de Electrificación 1974–1983
2. Metas y Objetivos
3. Evaluación
 - 3.1. Demanda de Energía
 - 3.2. Demanda de Potencia
 - 3.3. Programas de Obras
 - 3.4. Ingresos
 - 3.5. Inversiones y Desembolsos
 - 3.6. Aspectos Institucionales
 - 3.7. Población Servida e Indices de Electrificación
 - 3.8. Conclusiones

CAPITULO 5

EVALUACION DEL CUMPLIMIENTO DEL PLAN NACIONAL DE
ELECTRIFICACION1. ANTECEDENTES DEL PLAN DE ELECTRIFICACION 1974-1983

En el año 1972 el 23.80% de la población ecuatoriana disponía de servicio eléctrico, es decir, 1'480.000 de un total de 6'244.000 habitantes. Durante este año, los consumos por habitante fueron:

Energía	148 kWh/hab.
Potencia	54 vatios/hab.

En septiembre de 1972 se publica el documento: "PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION Programa Quinquenal 1973-1977".

Este Plan se fundamentaba en los recursos probables del Fondo Nacional de Electrificación creado el 6 de Mayo de 1970, mediante Ley No. 7009. Este Fondo se lo constituye con el 47%, hasta 1974, y con el 35% desde 1975 en adelante, de las regalías que el Fisco perciba por concepto de la producción petrolera.

El 10 de septiembre de 1973, mediante Decreto Supremo No. 10-42, se dicta la nueva Ley Básica de Electrificación, en la que se reconoce a INECEL como persona jurídica de derecho público, con patrimonio y recursos propios y con autonomía económica y administrativa. Esta nueva Ley Básica incrementó el Fondo Nacional de Electrificación, estableciendo la participación del Instituto en el 47% de las regalías del petróleo a partir de 1975, en vez del 35% que establecía la antigua Ley.

A base de lo dispuesto en la nueva Ley, en 1973 se revisa y complementa el Plan Nacional de Electrificación, ampliando el período de planificación para el Sistema Nacional hasta el decenio 1974-1983. La programación de las obras de los Sistemas Regionales se mantiene para el Período 1974 - 1978.

El Plan se publicó en los siguientes documentos:

- TOMO I: SISTEMAS REGIONALES
Revisión del Plan Quinquenal de Electrificación 1973-1977.
- TOMO II: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
(Período 1974-1983). Agosto 1974.
- TOMO III: FINANCIAMIENTO DEL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION.
(Período 1974-1983) Agosto 1974.

2. METAS Y OBJETIVOS

El Plan 1974-1983 contemplaba principalmente:

- 2.1. Un crecimiento de la demanda de energía del 13.30% anual, partiendo de un consumo de 1211 GWh en 1973 y esperando llegar a un consumo de 2311 GWh en 1978, y de 4153 GWh en 1983.

El crecimiento esperado de la demanda de potencia fue del 13.00% anual, con lo cual, de una demanda de 282 MW en 1973, se esperaba llegar a una demanda de 523 MW en 1978 y 922 MW en 1983.

- 2.2. Para cubrir este crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica, se planteó la incorporación de 720 MW adicionales en el período 1974-1983, de los cuales 320 MW debían incorporarse hasta 1978.

De los 720 MW que se incorporarían en el decenio 74-83, 600 MW debían ser generados hidráulicamente, por medio de las centrales Paute Etapa I, 500 MW; Pisayambo 69 MW; Pasochoa y Nayón 34 MW.

- 2.3. El Sistema Nacional de Transmisión debía completarse en 1980, en su configuración básica.
- 2.4. El programa de obras planteado para el Sistema Nacional de Generación y Transmisión, requería una inversión de 692 millones de dólares en el período 1974-1983.

El Plan contemplaba el aporte de 277 millones de dólares a los Sistemas Regionales para complementar los requerimientos de sus programas de obras.

Los desembolsos totales previstos para el período 1974-1983 fueron de 1516 millones de dólares, es decir un desembolso medio de 152 millones de dólares por año, incluyendo el servicio de la deuda y gastos de administración, capacitación y estudios.

- 2.5. El plan se financiaba mediante:

Regalías de Petróleo	683 millones de dólares
Préstamos	665 millones de dólares
Venta de energía y otros	168 millones de dólares
Total	1516 millones de dólares

Los ingresos estimados provenientes de las regalías del petróleo fueron de 683 millones de dólares, o sea un valor medio de 68 millones de dólares por año.

- 2.6. Con las instalaciones previstas se esperaba que el servicio eléctrico llegaría al 70% de los ecuatorianos en 1980 y al 75% en 1983, y alcanzaría los siguientes índices de electrificación en 1983:

Energía	437 kWh/hab.
Potencia	97 vatios/hab.

3. EVALUACION3.1. Demanda de Energía

Las proyecciones de la demanda de energía a nivel de generación realizadas en los planes de electrificación de 1967 y 1974, así como los consumos reales, constan en el siguiente cuadro y en el gráfico 5.1. en GWh/año.

(GWh)

AÑOS	Plan de 1967	Plan de 1974	Plan de 1980
1967	793		660
1968	895		717
1969	1009		852
1970	1138		949
1971	1279		1050
1972	1437		1117
1973	1615		1265
1974	1815	1386	1430
1975	2039	1572	1595
1976	2292	1792	1831
1977		2038	2127
1978		2311	2574
1979		2613	2892
1980		2956	3319
1981		3311	3812
1982		3709	4248
1983		4153	4957

3.2. Demanda de Potencia

Las proyecciones de la demanda máxima de potencia y la demanda real se consignan en el siguiente cuadro y en el gráfico 5.2 en MW.

(MW)

AÑO	Plan de 1967	Plan de 1974	Plan de 1980
1967	194		167
1968	216		185
1969	243		207
1970	272		224
1971	305		250
1972	340		262
1973	383		282
1974	429	317	318
1975	480	370	358
1976	540	420	414
1977		465	480
1978		523	565

AÑO	Plan de 1967	Plan de 1974	Plan de 1980
1979		583	658
1980		656	767
1981		736	827
1982		823	922
1983		922	1047

En los cuadros precedentes y en los gráficos 5.1 y 5.2 se puede apreciar que la proyección de la demanda realizada en 1967 contemplaba valores muy superiores a los de la demanda que realmente se presentó.

A base del período histórico 1961—1973, en el Plan de 1974 se ajusta la proyección de la demanda extendiéndola hasta 1983.

En la curva de la “demanda real” se puede apreciar que a partir de 1974, se presenta un brusco cambio en el incremento de la demanda que crece en forma más acelerada de lo previsto en la revisión de 1974, notándose claramente la influencia del petróleo en la economía y en el desarrollo del País.

3.3. Programa de Obras

Las obras de generación programadas y ejecutadas en el período 1974—1978 han sido:

Tipo	MW	
	Programado	Realizado
Hidroeléctricas	103	103
Termoeléctricas	217	270
Total	320	373

La potencia instalada en el País a fines de 1979, programada y real fue:

Tipo	MW	
	Programado	Real
Hidroeléctricas	189	214
Termoeléctricas	391	642
Total	580	856

La capacidad instalada en el País a fines de 1983, programada en 1974 y la que probablemente se alcanzará sobre la base de la reprogramación de 1979 es:

Tipo	MW	
	Programada	Reprogramada
Hidroeléctricas	580	762
Termoeléctricas	331	1142
Total	911	1904

En los gráficos 5.2 y 5.3 se puede apreciar el equipamiento programado en 1973 y el equipamiento real y reprogramado en 1979.

Adelantando que INECEL, con menores ingresos que los requeridos para ejecutar el programa de obras planteado, y al haberse presentado en este período un acentuado escalamiento de costos a escala mundial, se experimentó retrasos en la ejecución de los proyectos hidroeléctricos, que más demandan recursos locales.

Por otra parte, los requerimientos de capacidad instalada fueron apreciablemente superiores a los señalados en el plan de 1974, tanto porque la demanda fue algo superior a la esperada, cuanto porque la potencia garantizada fue bastante inferior que la potencia instalada.

En tales circunstancias debió recurrirse a equipamiento térmico para atender la demanda de energía.

Estos hechos, los más relevantes, motivaron que en 1979 se haya contado con una potencia instalada de 924,4 MW frente a una demanda real de 658 MW. De esa capacidad, 699,9 MW corresponden a instalaciones térmicas, y de la potencia total, solo 735 MW constituyeron potencia garantizada.

En el cuadro siguiente se contrastan las fechas programadas de terminación de los principales proyectos con la situación real y revisada en 1979.

Proyecto	Fecha Programada en 1974	Operación Real-y revisada en 1979
Pisayambo, 69 MW	1976	1977
Paute, 200 MW	1979	1982
Paute, 300 MW	1981	1983
Toachi	1983	
Agoyán		1984
Interconexión Quito—Guayaquil	1977	1980

En cuanto al Sistema Nacional de Transmisión, el ramal más importante Quito—Guayaquil entrará en operación en 1980, y el sistema se completará en forma sucesiva hasta 1983.

3.4. Ingresos

Los ingresos propios provenientes de las regalías del petróleo fueron de 53 millones de dólares por año, en lugar de los 68 millones previstos en el Plan.

Consecuentemente, los créditos obtenidos fueron también inferiores a los previstos, por lo que se dispuso de un ingreso total de 547 millones de dólares en el período 1974—1978, en lugar de los 772 programados, cifra que representa el 71% de las previsiones del Plan.

3.5. Inversiones y Desembolsos

En el período 1974 — 1978 las inversiones y desembolsos programados y efectivos fueron los siguientes (millones de dólares):

	Programado	Efectivo
Inversión Sistema Nacional	472.096	244.407
Aportes Sistemas Regionales	122.539	93.480
Desembolsos	772.588	547.007

En el aspecto económico-financiero los planes de electrificación pasados y los estudios realizados a posteriori planteaban que las fuentes de financiamiento para la realización de las obras fijadas en dichos planes provendrían fundamentalmente de:

- Gobierno Nacional
- Municipalidades
- Consejos Provinciales
- Entidades Regionales de Desarrollo
- Créditos Externos
- Impuestos
- Tarifas

Sin embargo, y sobre todo en el período 1970—1974, se libera de esta obligación a las Municipalidades, Consejos Provinciales y Entidades Regionales de Desarrollo, y se atribuye a INECEL toda la responsabilidad de conseguir el financiamiento del Plan.

Su financiamiento total habría sido posible si se le hubiera asignado el 6^o/o del total de egresos del sector público, como se aprecia en el cuadro de la página 5—8

3.6. Aspectos Institucionales

Si bien la Ley Básica de Electrificación promulgada en Mayo de 1961 y la reformada de septiembre de 1973, constituyen una base adecuada para desarrollar el Sector Eléctrico, surge la necesidad de otras leyes y reglamentos que las complementen como:

- a) Regulación Nacional para la Generación de Energía Eléctrica.
- b) Regulación Nacional de Tarifas
- c) Regulación para la Estandarización de Equipos.
- d) Regulación para la Capacitación de Personal de la Industria Eléctrica.

En relación con estas proposiciones se elaboró y aprobó el Reglamento Nacional de Tarifas (b) y, parcialmente, la Regulación para la Estandarización de Equipos. (c).

Uno de los aspectos que más ha contribuido a dificultar la ejecución del Plan Nacional de Electrificación 1967—1976, especialmente del Plan Quinquenal 1973—1978, ha sido la inestabilidad institucional de INECEL. En efecto, en el lapso 1966—1978 se suceden cinco gobiernos, trece ministros de Recursos Naturales y Energéticos a quienes corresponde la Presidencia del Directorio del Instituto, y siete Gerentes de INECEL, con las consiguientes reorganizaciones y retrasos en la ejecución de los planes.

3.7. Población Servida e Índices de Electrificación

A fines de 1979, la población con servicio eléctrico fue de 3'205.000 habitantes, es decir, que en el período 1972—1979, se han incorporado 1'725.000 habitantes al servicio eléctrico.

Esta población servida representó el 40,5% de la población total en ese año (7'915.000).

Los índices de electrificación han evolucionado en la siguiente forma: (gráficos 5.5, 5.6, 5.7, 5.8).

	1972	1979
Energía generada por hab.	148 kWh/hab.	365 kWh/hab.
Potencia instalada por hab.	54 W/hab.	108 W/hab.
Población servida (hab.)	1'480.000	3'205.000
Capacidad instalada (MW)	357	855
Energía generada (GWh)	1117	2892

3.8. Conclusiones

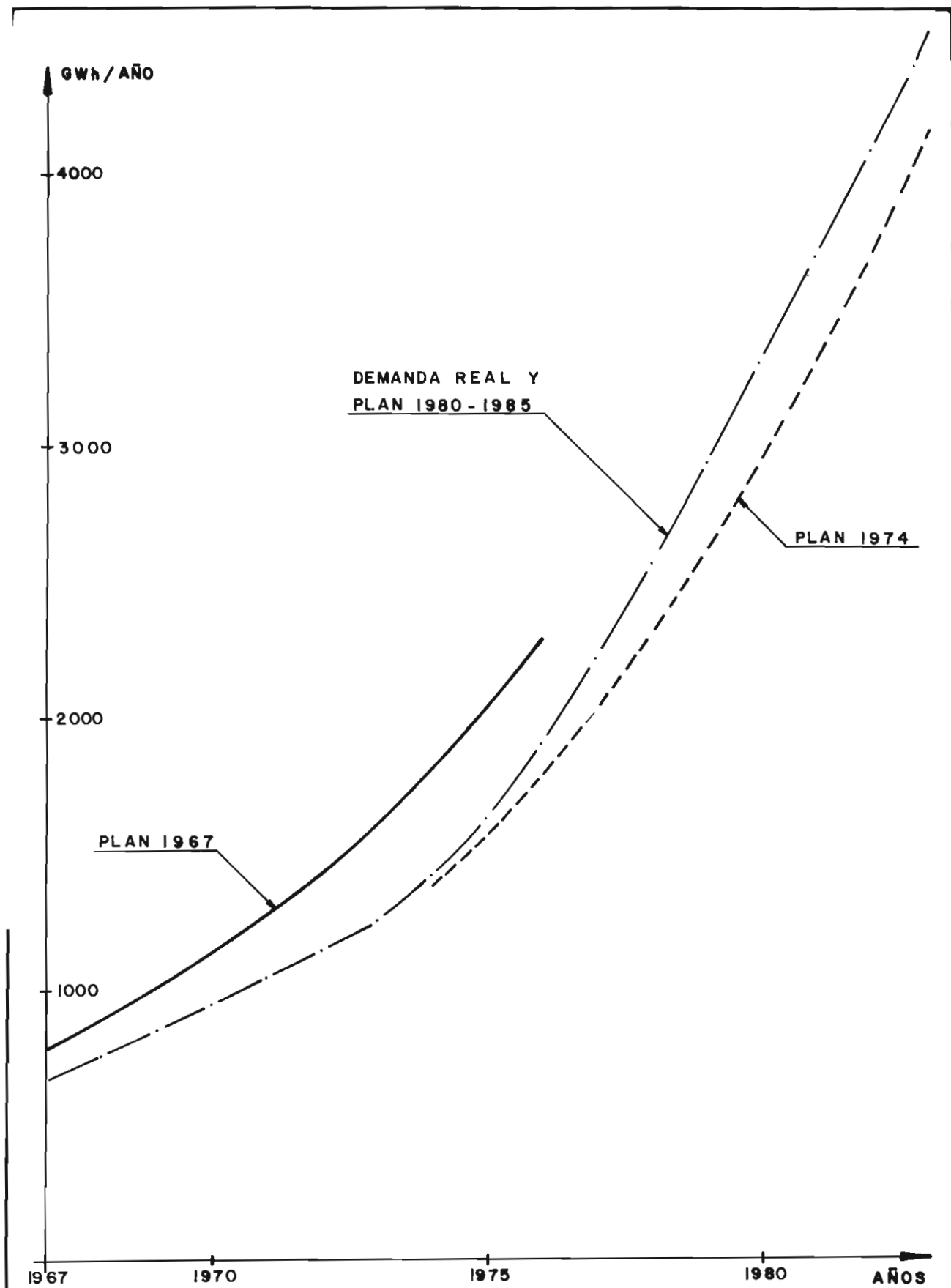
- 3.8.1. Los requerimientos de energía han sido algo mayores a los esperados.
- 3.8.2. Los ingresos reales en el período 1974—1983 fueron inferiores a los requerimientos establecidos para el programa de obras propuesto en el Plan de 1974.
- 3.8.3. Como consecuencia de lo anterior, la ejecución de los proyectos hidroeléctricos ha sufrido un retraso medio de dos años.
- 3.8.4. Ante una demanda superior a la esperada y un ingreso inferior al programado, quedaba la disyuntiva de aceptar un fuerte racionamiento de energía o recurrir a instalaciones térmicas.
- 3.8.5. En vista del desarrollo explosivo del País, para el cual la energía eléctrica constituye un servicio fundamental, INECEL acudió a instalaciones térmicas, considerando que esta solución era preferible para evitar el perjuicio económico que ocasionaría la falta de energía.
- 3.8.6. Las metas fijadas como índices de electrificación han sido superadas, con excepción de la población servida. En cambio, el consumo específico de cada abonado ha llegado a valores muy superiores a los programados.
- 3.8.7. El alto crecimiento de los consumos específicos por abonado está reflejando el efecto de tarifas muy bajas y una estructura propiciadora de consumos mayores.

ANALISIS COMPARATIVO ENTRE LAS INVERSIONES DE INECEL Y LOS EGRESOS DEL SECTOR PUBLICO

(Millones de Suces)

Años	Egresos del Sector Público		Gastos de Capital c	Inversión INECEL d	d/a (o/o) e	d/c (o/o)
	Total a	Gastos Corrientes b				
1966	5.135	3.831	1.058	62	1.21	5.86
1967	5.640	4.032	1.344	93	1.65	6.92
1968	6.893	5.096	1.494	111	1.61	7.43
1969	9.585	5.918	2.235	107	1.12	4.79
1970	12.096	6.838	3.566	98	0.81	2.75
1971	14.137	7.967	4.458	259	1.83	5.81
1972	15.768	8.851	4.124	212	1.34	5.14
1973	20.709	11.064	6.399	505	2.44	7.89
1974	* 27.198	14.958	8.975	1.254	4.61	13.97
1975	* 32.637	17.950	10.771	1.926	5.90	12.03
1976	* 39.165	21.541	12.925	2.945	7.52	22.78
1977	* 46.998	25.849	15.510	2.591	5.51	16.70
1978	* 56.398	31.019	18.612	3.862	6.84	20.75

FUENTE: Memorias del Gerente General del Banco Central del Ecuador – Liquidación Presupuestaria – * Valores Estimados

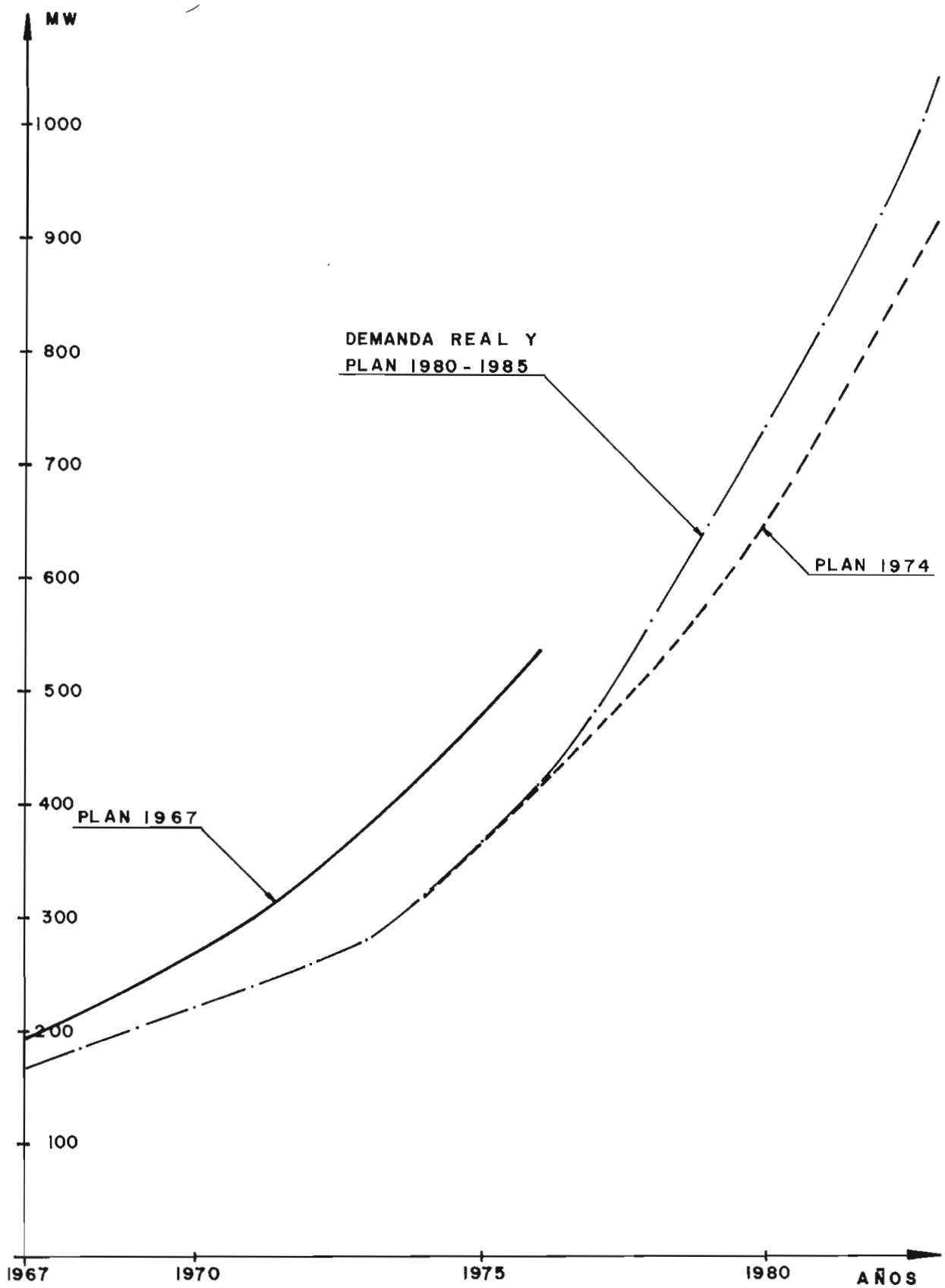


INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
CONSUMOS DE ENERGIA
PROYECTADOS Y REALES

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 5.1

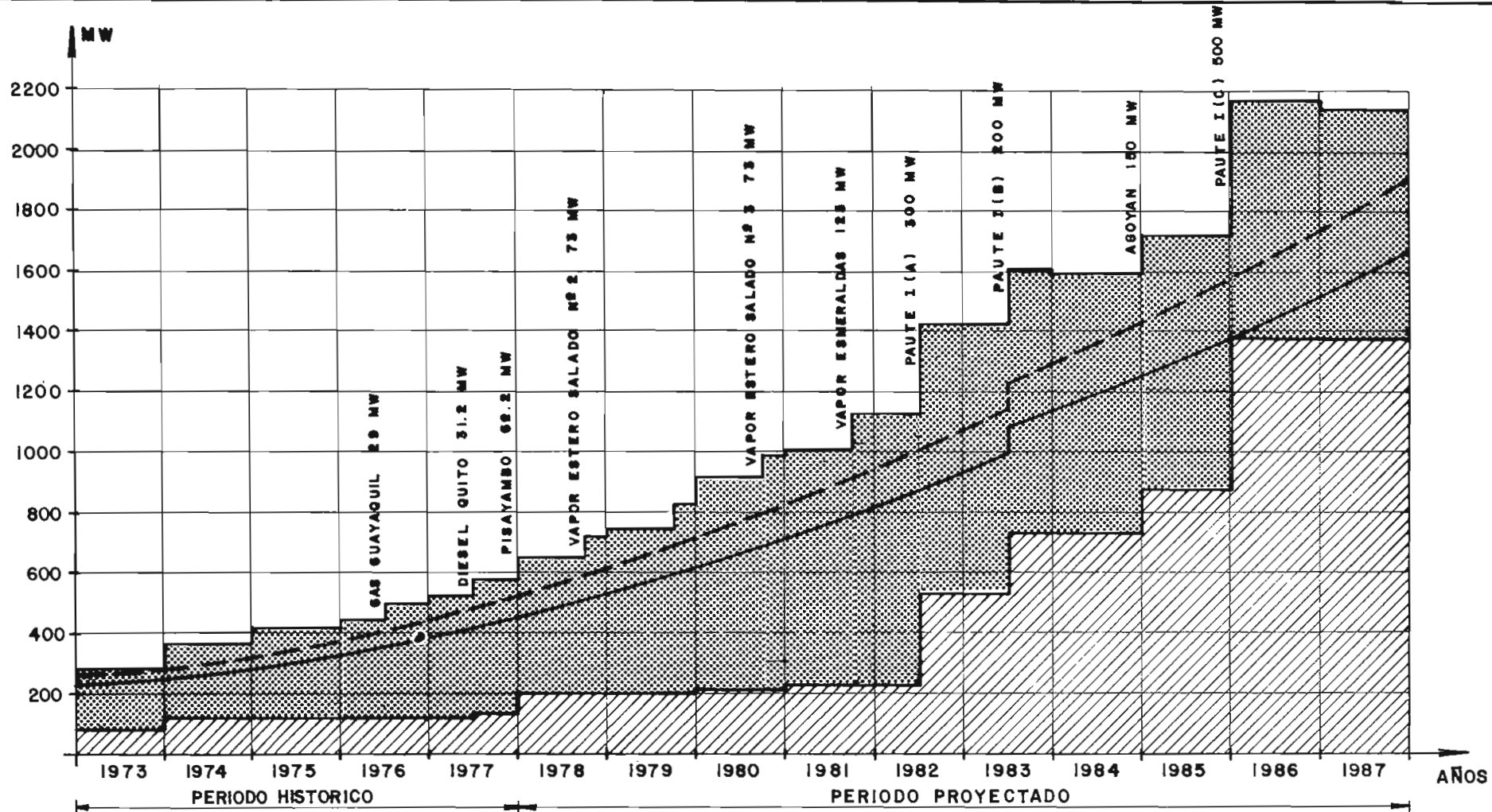


INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
DEMANDA DE POTENCIA
PROYECTADA Y REAL

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 5.2



SIMBOLOGIA

-  PLANTAS TERMICAS
-  PLANTAS HIDROELECTRICAS

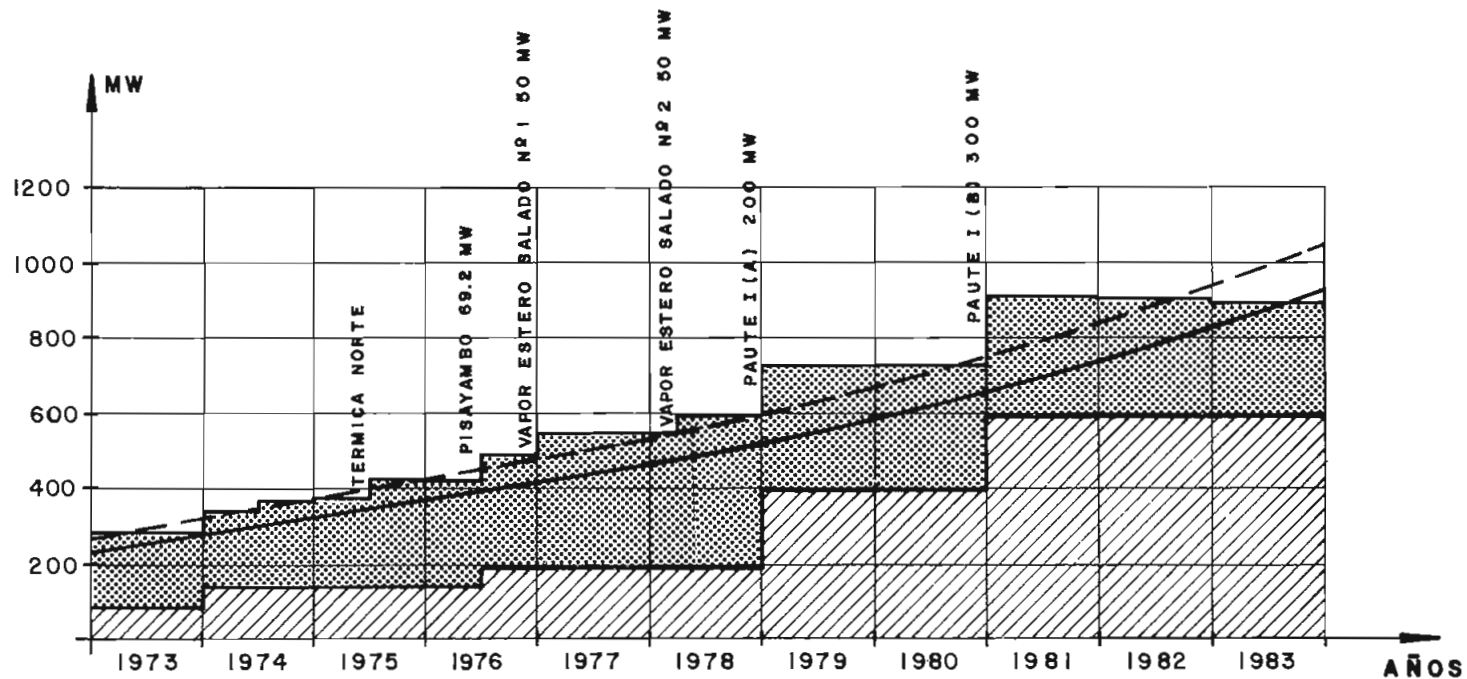
SE HAN SEÑALADO UNICAMENTE LAS CENTRALES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
DEMANDA MAXIMA Y EVOLUCION DE LA
POTENCIA INSTALADA EN LAS ENTIDADES
DE SERVICIO PUBLICO
REVISADO EN 1979

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 5-3



SIMBOLOGIA

-  GENERACION TERMICA
 GENERACION HIDRAULICA

SE HAN SEÑALADO UNICAMENTE LAS PLANTAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

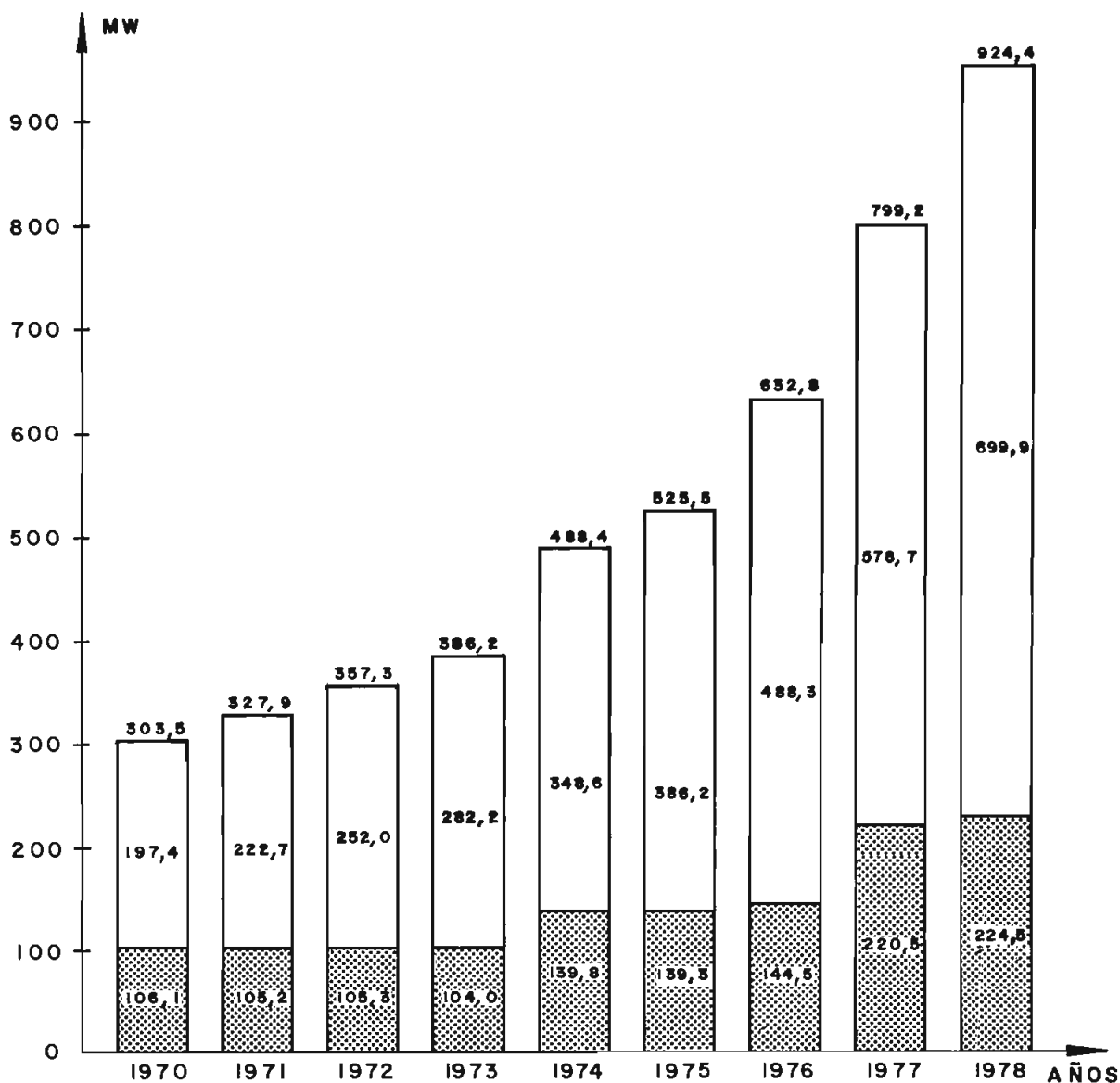
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
PROYECCION DE LA DEMANDA Y
EVOLUCION DE LA POTENCIA ELECTRICA
PROGRAMADO EN 1973

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 5-4

(EN MW)

AÑOS	HIDROELECTRICA	TERMICA	TOTAL
1970	106,1	197,4	303,5
1971	105,2	222,7	327,9
1972	105,3	252,0	357,3
1973	104,0	282,2	386,2
1974	139,8	348,6	488,4
1975	139,3	386,2	525,5
1976	144,5	488,3	632,8
1977	220,5	578,7	799,2
1978	224,5	699,9	924,4



SIMBOLOGIA

 HIDRAULICA
 TERMICA

NOTAS:

(1) INCLUYENDO AUTOPRODUCTORES Y MUNICIPIOS
(138,8 MW EN 1977)

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

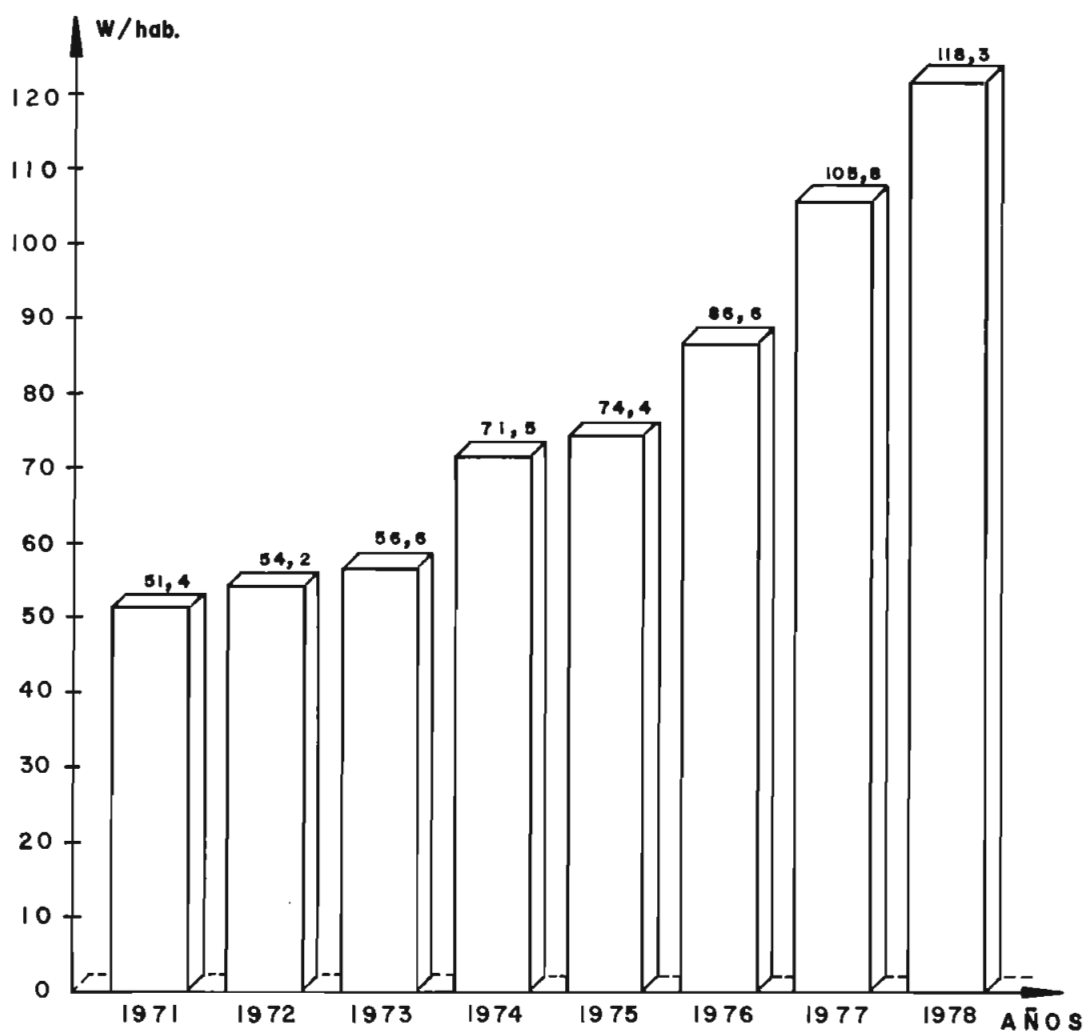
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO

POTENCIA ELECTRICA
INSTALADA EN EL ECUADOR (1)

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 5-5

AÑOS	POBLACION MILES DE HABITANTES	POTENCIA INSTALADA POR HABITANTE W/hab.
1971	6384	51,4
1972	6598	54,2
1973	6820	56,6
1974	6830	71,5
1975	7063	74,4
1976	7306	86,6
1977	7556	105,8
1978	7814	118,3
TASA DE CRECIMIENTO ANUAL (71-78)		13,1 %



NOTAS:

(1) INCLUYENDO AUTOPRODUCTORES Y MUNICIPIOS
(18,4 W/hab. EN 1977)

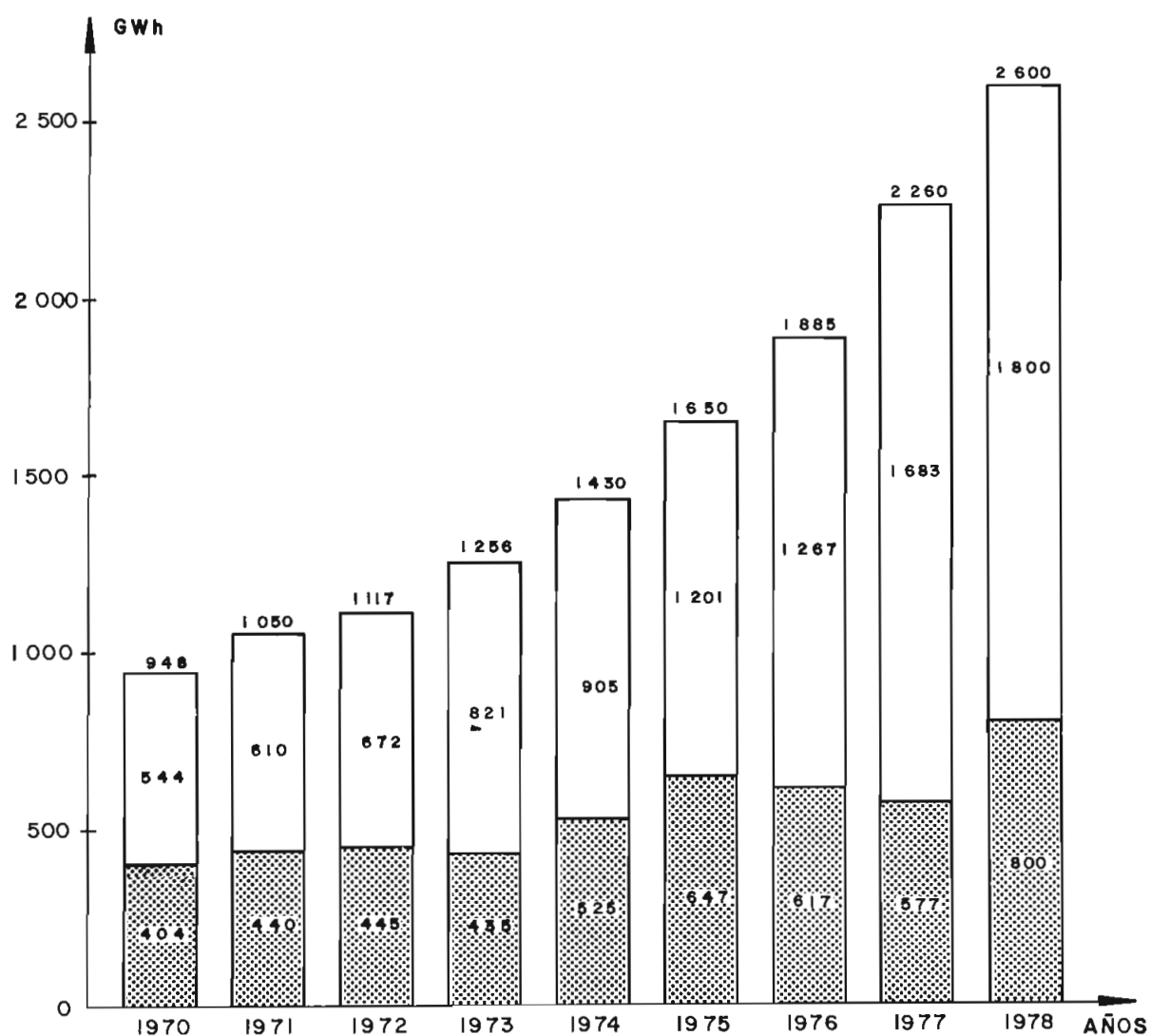
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
POTENCIA ELECTRICA INSTALADA
POR HABITANTE EN EL ECUADOR (1)

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 5-6

AÑOS	MWh
1970	948 808
1971	1 050 194
1972	1 117 109
1973	1 256 338
1974	1 430 456
1975	1 649 561
1976	1 884 988
1977	2 260 278
1978 (2)	2 600 000



SIMBOLOGIA

-  HIDRAULICA
-  TERMICA

NOTAS:

- (1) INCLUYENDO AUTOPRODUCTORES (214 676 kWh EN 1977)
- (2) CIFRA PROVISIONAL

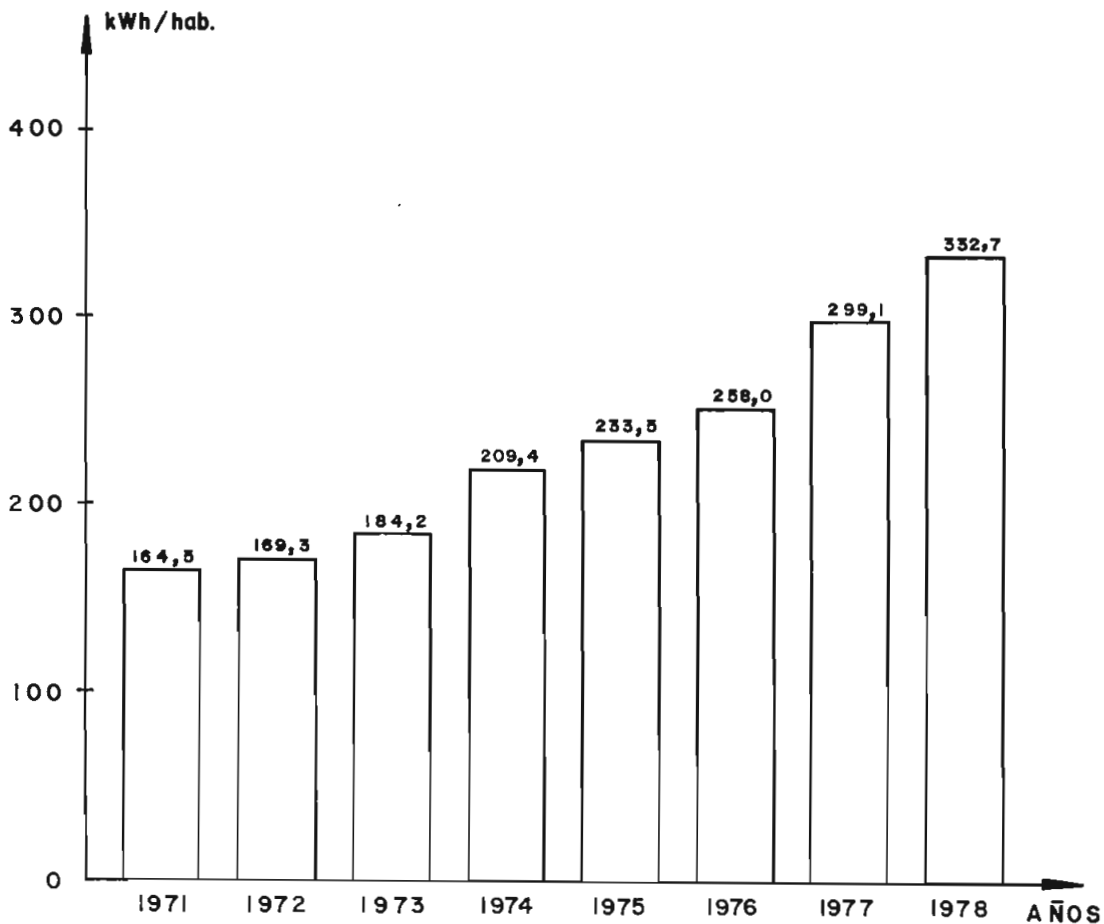
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
ENERGIA GENERADA EN EL ECUADOR (1)

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 5-7

AÑOS	POBLACION MILES DE HABITANTES	ENERGIA GENERADA POR HABITANTE kWh/hab
1971	6 384	164,5
1972	6 598	169,3
1973	6 820	184,2
1974	6 830	209,4
1975	7 063	233,5
1976	7 306	258,0
1977	7 556	299,1
1978 (2)	7 814	332,7
TASA DE CRECIMIENTO ANUAL (71-78)		10,6 %



NOTAS :

(1) INCLUYENDO AUTOPRODUCTORES
(28,4 kWh/hab. EN 1977)

(2) CIFRAS PROVISIONALES

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO

**ENERGIA GENERADA
POR HABITANTE EN EL ECUADOR (1)**

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 5-8

CAPITULO 6

METODOLOGIA EMPLEADA PARA LA DEFINICION DEL PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO

1. Objetivos
2. Descripción de la metodología empleada
 - 2.1 Análisis de las condiciones para atender la actual demanda eléctrica.
 - 2.2 Estudios de mercado y previsiones de demanda
 - 2.3 Definición de los Proyectos Hidroeléctricos disponibles para el plan de corto plazo.
 - 2.4 Definición del Sistema de Precios para la evaluación de los Proyectos hidroeléctricos.
 - 2.5 Preselección de los Proyectos Hidroeléctricos
 - 2.6 Definición de las Secuencias Alternativas de equipamiento.
 - 2.7 Determinación de los programas alternativos de generación.
 - 2.8 Definición de los Sistemas de Transmisión de los programas de generación.
 - 2.9 Cálculo de la producción esperada de los programas alternativos de generación.
 - 2.10 Selección del programa de obras de corto plazo.
 - 2.11 Definición de los sistemas de transmisión para el programa de obras seleccionado.
 - 2.12 Definición de los proyectos de distribución y electrificación rural.
 - 2.13 Análisis Financiero del Plan
 - 2.14 Ajustes al programa de obras seleccionado
 - 2.15 Definición de las Políticas de desarrollo institucional.
 - 2.16 Medidas Legales y Reglamentaciones
3. Observaciones sobre la metodología empleada

CAPITULO 6

METODOLOGIA EMPLEADA PARA LA DEFINICION DEL PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO

1. OBJETIVOS

Los principales objetivos de los estudios destinados a definir el Plan Maestro de Electrificación de Corto Plazo, son los siguientes:

- Definir un Programa de Obras de generación, transmisión, distribución y electrificación rural, que permita atender los crecimientos previstos en la demanda eléctrica futura, en condiciones admisibles de calidad de servicio y de mínimo costo.
- Establecer un Programa de Financiamiento que permita obtener los recursos necesarios para llevar a cabo el Programa de Obras definido, determinando las políticas óptimas de tarificación y endeudamiento.
- Determinar el futuro Desarrollo Organizativo que requerirá el Sector Eléctrico, para tener instituciones y personal capacitado necesario para ejecutar los trabajos programados.
- Recomendar las medidas de tipo Legal y Reglamentación Interna, necesarias para hacer factible el cumplimiento de los Programas, así como las políticas y criterios que deben emplearse a través del proceso de implementación del Plan.

2. DESCRIPCION DE LA METODOLOGIA EMPLEADA

En el gráfico 6-1 se indica la metodología general que fue empleada en los estudios.

2.1. Análisis de las Condiciones para atender la actual Demanda Eléctrica.

Se recopiló y analizó la información histórica referente a demanda, producción y características operacionales del equipamiento actual de las Empresas Regionales y del Sistema Nacional Interconectado.

El objetivo de esta actividad fue el de tener una base para los estudios de previsión de demandas y para la fijación de las posibilidades de generación de los equipos existentes en el futuro.

2.2. Estudios de Mercado y Previsiones de Demanda

Siendo el Ecuador un País en vías de desarrollo, el servicio eléctrico es aún limitado y existen zonas que no se han integrado todavía al Sector.

Por otra parte, a partir de 1973 se ha constatado una evolución y crecimiento económico de acelerado ritmo, debido a la producción y exportación de excedentes hidrocarburíferos.

Por ambas razones, la base estadística y series históricas de demandas eléctricas, no tienen un comportamiento tal que permita la elaboración de previsiones basadas exclusivamente en modelos tendenciales adaptativos y/o condicionales, similares a los tradicionalmente utilizados; en países más desarrollados.

Para los estudios del Plan Maestro de Corto Plazo se ha empleado, por lo tanto, una metodología que combina un análisis sectorial regionalizado, una previsión global por sectores y una estimación global a nivel de País. La previsión sectorial regionalizada ha sido verificada sectorialmente mediante la previsión global por sectores y esta última, a través de la previsión global nacional.

2.2.1. Previsión Sectorial Regionalizada.— El análisis sectorial regionalizado se efectuó mediante una combinación de métodos analíticos y globales, fijando metas razonables de electrificación para aquellas zonas que se incorporarán al servicio eléctrico en el futuro.

Para el consumo residencial se identificó la evolución de los siguientes parámetros: población que recibirá el servicio eléctrico, habitantes medios por abonado y consumo específico medio del cliente residencial.

Dado que las estadísticas a nivel de empresa regional no son de calidad aceptable y que existen extensas zonas sin servicio eléctrico, se consideró que aquellas zonas que actualmente tiene una proporción muy baja de población servida (10 a 25%), alcanzarían un nivel de 50% en 1990. Aquellas regiones con proporción alta de población servida (aprox. 70%), que corresponden a Quito y Guayaquil, se asumió que llegarían a un servicio residencial casi total en 1990 (del orden del 95%). Para regiones con niveles actuales de electrificación en fajas intermedias, se fijaron metas también intermedias, en función, además, de las tasas de crecimiento de la demanda de la región en los últimos años.

Se consideró también un consumo específico residencial mínimo, como valor que sería alcanzado por aquellas regiones que actualmente tienen niveles muy bajos; y, se analizaron tendencias de crecimiento en función de los valores históricos, para aquellas zonas más desarrolladas.

Para el consumo comercial se establecieron relaciones entre el número de abandonados comerciales y residenciales, estimándose, además, los consumos específicos futuros de los abonados comerciales. Para definir el primer parámetro se consideró, como analogía, que las regiones alcanzarían en 1990 una relación aproximada de 0.16, que es el valor actual para las áreas de Quito y Guayaquil. En cuanto al consumo específico, se adoptó un crecimiento global prácticamente similar al histórico, pero asignando valores regionales en función de los consumos específicos actuales, en relación al valor medio del País, y las perspectivas futuras de la zona.

El sector industrial fue analizado separando las cargas especiales de cada zona (consumidores importantes), del conjunto industrial normal. El consumo industrial normal se proyectó en función de las tasas históricas y de su factor de saturación, especialmente para las zonas más desarrolladas, lo que dió una tasa de crecimiento futuro menor a la histórica. A este consumo se agregó la demanda prevista para los clientes especiales, en función de la información obtenida a través de encuestas, prospección directa y solicitudes de servicio.

El consumo de alumbrado público se estimó con valores que oscilan entre 15 y 25 kWh / hab. /año, cifras que corresponden actualmente a las zonas más desarrolladas.

Otros consumos adicionales fueron estimados a través de la proporción que ellos representan en el consumo total.

2.2.2. Previsión Sectorial Nacional.— El análisis se efectuó aplicando diversos modelos estadísticos a los consumos sectoriales totales del País.

El objetivo fue verificar los valores a nivel de País obtenidos mediante agregación de las cifras calculadas a través de la previsión regionalizada.

Para el consumo residencial se aplicaron dos modelos alternativos: modelo A (autónomo) y modelo B (condicional).

El consumo residencial obtenido con el modelo B es bastante similar al resultante del modelo A, con tasas decrecientes desde el valor histórico 13,20/o hasta una tasa media de 6,160/o en el último quinquenio.

Se tentó aplicar otros tipos de modelos, en función principalmente de renta per cápita y precios de la energía, sin embargo dada la poca calidad de la información estadística, las relaciones de elasticidad obtenidas fueron ilógicas.

Finalmente, se seleccionó el modelo A como más adecuado para el sector residencial.

El consumo del sector comercial se calculó a base de su relación con el consumo residencial a través del tiempo. Como esta relación, en general, disminuye asintóticamente a un cierto valor de saturación, se aplicó la relación logística:

$$\frac{C_c}{C_r} = \frac{\alpha}{1 + \beta \cdot e^{\gamma t}} \quad , \text{ siendo } \alpha \text{ el correspondiente nivel de saturación de la relación.}$$

Los resultados obtenidos representan una disminución paulatina de la tasa media anual desde un valor histórico de 14,860/o, hasta un valor medio de 6,740/o para el último quinquenio.

La previsión global para el sector industrial del País se basó en la determinación de una función de dependencia entre la tasa de crecimiento del consumo eléctrico y el aporte del sector al PIB. Utilizando la proyección y metas de valor agregado del sector industrial hasta el año 2.000, según estudios de la Junta de Planificación, se ha aplicado, consecutivamente, la relación entre tasas anuales para obtener el consumo eléctrico previsto para el sector.

Para determinar la relación entre tasas se aplicaron varios modelos adaptativos.

La tasa media de crecimiento histórico del PIB industrial (1965—1978) ha

sido de 8,7^o/o, alcanzando un 11,8^o/o en los últimos 6 años. Las metas establecidas por la Junta de Planificación asume una disminución paulatina de la tasa, que alcanzaría a una tasa anual de 5^o/o en el año 2000. Esta hipótesis significa, para el período de estudio, una tasa media anual de 8^o/o.

Aplicando la relación de tasas indicadas, se ha determinado la previsión global de consumo eléctrico industrial, la misma que representa una tasa media de 11,4^o/o para el período proyectado, contra 12,4^o/o que es el valor histórico.

El consumo industrial, así previsto, corresponde tanto al mercado de servicio público como al de autoproductores. Para la descomposición de ambos casos se ha asumido que la autoproducción irá disminuyendo a medida que el sector público va aumentando su eficiencia a través del tiempo. Actualmente la proporción de autoproducción alcanza a 25^o/o del consumo industrial. Se ha asumido que la autoproducción será absorbida en gran parte por el sistema y que restará sólo un 5^o/o de consumo industrial abastecido por autoproducción en el año 2000.

Para el alumbrado público y otros consumos se ha efectuado una proyección en función de la proporción que ellos representan frente a la suma de consumos residenciales más comerciales. El alumbrado público y otros consumos representa actualmente cerca de 20^o/o del consumo residencial más comercial, valor que corresponde aproximadamente a 30 kWh/hab./año.

Se ha asumido, a base de analogías con otros países, que la proporción disminuirá a aproximadamente 16^o/o, alcanzando en el año 2000 a 74 kWh/hab./año.

La previsión sectorial total resultante llega a ser 10^o/o inferior en 1985 y 8,5^o/o inferior en 1990, a la previsión regionalizada descrita en el numeral 2.2.1. anterior, estando la principal diferencia en los sectores industrial y, especialmente, residencial.

2.2.3. Previsión Global Nacional.— El objetivo de este enfoque global, para los consumos en el País, fue verificar la previsión global sectorizada descrita en el numeral anterior.

En este caso se buscó explicar el consumo eléctrico total a través del tiempo y de la variable explicativa del PIB total del País.

Se utilizaron dos modelos adaptativos (función entre tasas de crecimiento): autónomo (sólo en función del tiempo) y condicional (condicionado a la variable explicativa PIB).

Analizando los resultados de este último modelo se llegó a la conclusión de que no era aceptable, pues daba una correlación ligeramente inversa entre el consumo y producto, lo que es absurdo.

Se concluyó, por lo tanto, que el nivel de consumo eléctrico total sólo tiene una explicación a través del tiempo, por lo que se seleccionó el primer modelo.

Esta previsión global da valores de consumo totales con tasas decrecientes entre el valor histórico de 12,4^o/o hasta 6,6^o/o en el último quinquenio del período (1995—2000).

2.2.4. Comparación entre las Previsiones.— Las previsiones de consumo total obtenidas mediante los tres métodos alternativos descritos, son las siguientes:

Año	Sectorial Regionalizada (GWh)	Sectorial Nacional (GWh)	Global Nacional (GWh)
1980	2854	2930	2779
1985	5425	4921	5122
1990	8639	7957	8514
1995	—	12155	12662
2000	—	17976	17391

Debido al comportamiento de los métodos y modelos aplicados se decidió usar, como base para determinar el intervalo de confianza, la previsión sectorial nacional.

Para el período de estudio del programa de corto plazo, las otras dos previsiones son algo más altas que la sectorial nacional, pero caen dentro del intervalo de confianza del 90% de la misma.

En razón de lo anterior se decidió emplear la previsión sectorial nacional para todos los estudios financieros a nivel de sistema; la previsión sectorial regionalizada, debidamente compatibilizada con la sectorial nacional, para todos los estudios financieros a nivel regional y el intervalo superior de confianza del 90% para los estudios de equipamiento del sistema, en los que no se consideró restricciones de tipo financiero.

2.2.5. Coeficientes de Forma.— Con el objeto de efectuar los estudios de operación simulada del sistema y los análisis eléctricos, se hace necesario determinar la modulación de la demanda anual prevista, a través del año.

Para esto se han definido los siguientes coeficientes de forma:

- Coeficiente de variación estacional (mensual)
- Coeficiente de ponderación de días festivos.
- Curva de duración mensual de la carga.
- Curva modificada de carga mensual (integral potencia—energía).
- Curva de carga diaria.

Para separar los componentes de tendencia, de estacionalidad y aleatoria fueron empleados tres métodos, utilizándose un modelo multiplicativo de representación de la demanda: método de regresión, método de eslabones relativos y métodos de medias móviles.

La demanda eléctrica a nivel de País y de sus dos centros más importantes de carga, Quito y Guayaquil, no tienen una gran variación estacional. Por lo tanto, los resultados fueron prácticamente iguales, decidiéndose usar los valores redondeados de los dos primeros métodos.

Debido a que aún no se tienen implementados los programas computacionales para la elaboración de los demás coeficientes de forma, se calculó sólo la relación de ponderación de día feriado con respecto a día típico de trabajo. No se consideró pues, en esta etapa, la ponderación para días sábados y lunes.

Por la misma razón anterior y por no disponerse actualmente de la información histórica a nivel horario, se determinaron en forma aproximada las curvas de duración, modificada de carga mensual y carga horaria de un día medio de trabajo, en base a la información horaria de los meses de Abril y Octubre del Período 1970–1976.

Estas curvas de carga, expresadas en forma porcentual fueron usadas como se indicó, para el cálculo de los balances energéticos y estudios de flujo de carga del sistema.

2.3. Definición de los Proyectos Hidroeléctricos Disponibles para el Plan de Corto Plazo.

Las instalaciones de generación existentes y en construcción, incluidas las fases A y B de la Central Paute (500 MW), permitirán atender los incrementos de la demanda hasta 1984 inclusive. A comienzos de 1985 debe entrar en servicio un nuevo proyecto.

Los proyectos que actualmente están con estudios a nivel de factibilidad y en condiciones de entrar en servicio en dicha fecha son los siguientes:

Proyecto Hidroeléctrico	Potencia Instalada (MW)	Energía Primaria (*) (GWh)	COSTOS UNITARIOS (**)	
			Potencia (US\$/kW)	Energía (***) (10 ⁻³ x US\$/kWh)
Pastaza—Agoyán	150	569	969,0	29,6
Daule—Peripa	130	521	847,0	24,5
Jubones	225	1529	1622,0	27,6
Montúfar	100	456	2412,0	61,3
Paute I Fase C	500	(****)	343,0	
Coca—Salado	560	1295	1184,0	59,3
Toachi—Pilatón	300	767	1253,0	56,8

Todos estos proyectos disponen de información homogénea y confiable en cuanto a costos de producción esperada.

Estos fueron por lo tanto, los proyectos que se incluyeron como alternativas de equipamiento para los estudios.

Las potencias instaladas decididas se obtuvieron de un estudio económico de optimización, considerando el beneficio neto actualizado en función de diversos grupos instalados. Este cálculo fue sólo una revisión de los realizados en los estudios de factibilidad de los proyectos.

2.4. Definición del Sistema de Precios para la Evaluación de los Proyectos Hidroeléctricos

En forma paralela a la preparación de la información de los proyectos definidos en la actividad anterior, se determinaron los “precios” para evaluar la producción de los aprovechamientos.

- (*) Neta (descontados pérdidas y consumos propios)
 (**) Nivel monetario de 1978 (incluido Sistema de transmisión)
 (***) Vida útil de 50 años y tasa de descuento de 10⁰/o
 (****) No hay incrementos c/r a las fases A y B.

Se ha considerado que la valorización de la producción podría realizarse mediante tres criterios alternativos:

- (a) Precios de venta de la energía (tarifa eléctrica)
- (b) Precios obtenidos mediante los costos de sustitución de un parque termoeléctrico equivalente.
- (c) Precios obtenidos del conjunto de costos marginales de desarrollo del sistema (precios sombra).

El primer criterio se juzgó inconveniente por dos razones:

Normalmente en los países sudamericanos y especialmente en el caso del Ecuador, las tarifas presentan fuertes distorsiones, las que le quitan sentido como criterio económico de asignación de recursos. Las principales distorsiones se basan: en activos subvaluados que no corresponden a los costos de reposición de las obras, gastos de explotación con fuertes subsidios a los combustibles; y finalmente, las rentabilidades medias que son pequeñas e inferiores al costo de oportunidad del capital en el Ecuador.

Por ser un sector de infraestructura el servicio eléctrico debe brindarse en condiciones adecuadas y al costo mínimo para el usuario. Por lo tanto, la tarifa es una consecuencia del costo del servicio y mal puede utilizarse para evaluaciones internas del mismo. Es decir, aunque se corrigieran las distorsiones indicadas de la tarifa real, la tarifa corregida no tendría sentido marginalista. O sea, representaría los costos ya realizados y no las posibilidades y alternativas futuras.

Los criterios (b) y (c) se estimaron aceptables, en el sentido que ambos representan costos de referencia basados en alternativas que podrían desarrollarse para dar servicios equivalentes a los de un cierto proyecto hidroeléctrico incorporado al sistema. Es decir, ambos criterios son "marginalistas".

Los precios de evaluación obtenidos a través de los costos de un parque termoeléctrico se definen en la siguiente forma.

Un proyecto hidroeléctrico incorporado marginalmente en el sistema operará, a través de su vida útil, en una zona de la curva de carga definida por sus características de producción: relación entre su energía primaria disponible y su potencia garantizada de punta. El mismo aporte marginal al sistema puede ser obtenido mediante una ampliación del parque generador termoeléctrico, de forma que entregue un servicio marginal equivalente al del proyecto hidroeléctrico. **Entendiéndose** por servicio equivalente aquel que se presta en condiciones similares de seguridad y calidad.

La observación que se puede hacer a este criterio es que la ampliación del parque termoeléctrico no corresponde, necesariamente, a la mejor alternativa frente al proyecto hidroeléctrico evaluado, ya que dicha mejor alternativa podría ser otro aprovechamiento hidroeléctrico. En otras palabras, el sistema de precios obtenido mediante el criterio (b), en general podrá estar sobre valorizando si aún quedan recursos hidroeléctricos favorables para ser desarrollados en el futuro.

Sin embargo esta observación no es válida en el caso de que se use como criterio de evaluación relativa, pero si es válida cuando se calcula el beneficio económico absoluto de un proyecto.

Evidentemente, el criterio de precios basados en los costos marginales de desarrollo del sistema es el más correcto y con mayor sentido económico.

Un proyecto, que es marginalmente incorporado al sistema, produce un beneficio que está perfectamente medido por el ahorro marginal de costo que se provoca en el desarrollo óptimo del sistema. O sea a través del sistema de precios sombra de los factores de demanda en un modelo que optimiza las inversiones de expansión del sistema, produce el beneficio antes señalado.

Aunque existen los costos marginales de desarrollo que fueron determinados mediante la operación del modelo de selección de inversiones en 1977, se ha estimado que dichas cifras no son representativas y difícilmente podrían ser actualizadas en forma simple ya que las variaciones relativas de costos de obra civil, equipamiento y combustibles, en los últimos años, han sido muy fuertes.

Por las anteriores razones, se decidió emplear los costos sustitutivos termoeléctricos como criterio para efectuar la preselección de los proyectos.

El sistema de precios se obtuvo mediante la aplicación de un modelo que trabaja en las siguientes etapas:

- Definición del tipo y tamaño de las unidades térmicas que compondrán el parque, así como sus respectivas características de costo (inversiones, reposiciones intermedias, gastos de operación, consumo específico y precios de combustibles) y de operación (tasas de indisponibilidad, factores máximos y mínimos de utilización, consumos propios, pérdidas de transmisión y vida útil).
- Cálculo de los costos anuales fijos y variables de cada tipo de planta, para la tasa de descuento utilizada, y del costo del kWh en función del factor de capacidad.
- La combinación óptima de centrales para cada zona de la curva de carga, es decir, para diferentes factores de carga del conjunto; y el cálculo del costo de kWh para dicha mezcla óptima en función de dicho factor de carga (subrutina de programación lineal discreta).
- Ajuste de la correspondiente hipérbola a la envolvente de costos mínimos determinada en el paso anterior, para obtener el sistema de precios correspondiente: cargo por demanda y por energía.

El cálculo anterior se realizó para un conjunto de tasas de descuento.

Se consideró, además, que en el desarrollo futuro del sistema se podrían incorporar centrales termoeléctricas convencionales y turbinas a gas.

2.5. Preselección de los Proyectos Hidroeléctricos

Con el objeto de disminuir el número de secuencias que pueden conformarse con los proyectos hidroeléctricos disponibles e indicados en el numeral 2.3., se efectuó una preselección evaluándolos individualmente.

Definido el sistema de precios de la producción para la evaluación económica, de la manera como se indicó en el numeral anterior, se aplicó un modelo de evaluación económica que consta de las siguientes fases:

- (a) Determinación de la producción padronizada de los proyectos.
- (b) Valorización de la producción padronizada con los precios obtenidos con el criterio de sustitución de un sistema termoeléctrico que entregue el mismo servicio con costos mínimos.

- (c) Cálculo de los costos de inversión, de reposiciones intermediarias y de gastos de operación y mantenimiento para cada uno de los proyectos.
- (d) Determinación de indicadores de los proyectos: tasa interna de retorno, beneficio neto y relación beneficio/costo.

El cálculo se realizó para diversas potencias instaladas en cada proyecto, con el objeto de decidir el equipamiento óptimo de ellos.

Posteriormente, se revisó la información para el proyecto con su equipamiento seleccionado y se realizó la evaluación económica correspondiente.

Como la evaluación y comparación se efectuó considerando los proyectos aislados, los cálculos se realizaron con beneficios anuales constantes, comparándose el valor presente de los costos totales menos el valor residual.

2.5.1. Producción Padronizada de los Proyectos.— Se consideraron los siguientes “parámetros básicos de producción”:

- Potencia garantizada: máxima potencia disponible en condiciones críticas de afluencia y/o de salto; menor valor entre la potencia máxima disponible con salto mínimo y máxima potencia colocable en la curva de carga con la energía primaria disponible.
- Energía primaria: energía anual correspondiente a la potencia continua del aprovechamiento, siendo esta última, la potencia media que puede ser mantenida constante a través del período hidrológico crítico.
- Energía secundaria: energía anual correspondiente a la diferencia entre la energía media anual y la energía primaria.

2.5.2. Valorización de la Producción.— La producción firme de los aprovechamientos, o sea la potencia garantizada y la energía primaria se han valorizado con el sistema de precios calculados según el numeral 2.4.

Se asumió que la energía secundaria colocable en el mercado será el 50% de la disponible, valorizándose con el costo sustituido de quemar Bunker C en las centrales a vapor.

Además, la producción y el sistema de precios destinado a su evaluación han sido calculados a nivel de S/E principal; es decir, en los cálculos se han descontado los consumos propios de las centrales y las pérdidas de transmisión. También, se han considerado en los precios de referencia la mayor indisponibilidad de las centrales termoeléctricas, especialmente plantas nucleares, con respecto a la indisponibilidad física de las centrales hidroeléctricas.

2.5.3. Inversión, Reposiciones Intermediarias y Gastos de Operación.— El cálculo del valor presente del costo total se efectuó actualizando a la fecha de puesta en operación el flujo de inversiones durante el período de construcción, la reposición de aquellos componentes de menor vida útil que el conjunto y los gastos anuales de operación y mantenimiento.

Como vida útil del proyecto hidroeléctrico en su conjunto se consideró 50 años. Para los sistemas de transmisión se adoptó 30 años.

2.5.4. Indicadores Económicos.— Considerando los ingresos o beneficios brutos, obtenidos de la valorización de la producción y los costos totales actualizados de los proyectos, se calcularon los siguientes indicadores económicos:

- Tasa Interna de retorno (TIR)
- Beneficio Neto Actualizado (BNA)
- Relación Beneficio Neto Actualizado—Costo (BNA/C)

Los resultados de la evaluación individual se muestran en la tabla siguiente:

Proyecto	Potencia Instalada (MW)	TIR (o/o)	BNA (10 US\$)		BNA / C i = 10o/o	BNA/C i = 12o/o
			i = 10o/o	i = 12o/o		
Pastaza—Agoyán	150	23,2	171,7	126,1	1,01	0,74
Paute I—Fase C	500	21,1	266,2	191,6	1,09	0,77
Daule—Peripa (*)	130	19,7	114,7	79,9	0,85	0,58
Jubones	225	14,3	202,1	98,1	0,45	0,21
Toachi—Pilatón	300	11,9	79,1	-5,4	0,18	0,01
Coca—Salado (**)	560	10,8	55,4	-88,1	0,07	-0,10
Montúfar	100	5,9	-73,4	-116,4	-0,25	-0,37

2.6. Definición de las Secuencias Alternativas de Equipamiento.

Se han considerado los proyectos hidroeléctricos de mayor rentabilidad para elaborar varias secuencias alternativas.

De los proyectos definidos en el numeral anterior se han considerado para los estudios:

- Paute I — Fase C
- Pastaza—Agoyán
- Daule—Peripa
- Toachi—Pilatón

Se ha excluido el proyecto Jubones en favor de Toachi por varias razones.

El proyecto Jubones es de propósito múltiple por lo que las decisiones más importantes no dependen exclusivamente del Sector Eléctrico, lo que podría retrasar los trabajos y riesgos, para ser considerado en los programas de Corto Plazo (**).

Las obras del proyecto Jubones, con un túnel de poco más de 20 km podrían presentar imprevistos mayores que en el caso de Toachi, lo cual llevaría a atrasos con consecuencias graves en el abastecimiento eléctrico de Corto Plazo.

El proyecto Toachi está en estudios más avanzados, a nivel de diseño final.

Complementando las alternativas, fueron considerados los proyectos hidroeléctricos Jubones, Coca—Salado y Paute Mazar, excluyéndose Montúfar que no es un proyecto atractivo.

(*) Imputable el 31o/o del costo de la presa, a la generación eléctrica, calculado según el método de los costos separables y beneficios remanentes.

(**) Excluidos los beneficios que se obtienen aguas abajo (Codo Sinclair), que aunque importantes, están muy diferidos en el tiempo.

(***) Daule—Peripa es también un proyecto de propósitos múltiples pero mucho más simple, con una programación clara de los sectores involucrados e incluso con gestiones de financiamiento bastante avanzadas.

De esta forma, todas las secuencias alternativas incorporan los mismos proyectos hidroeléctricos, alternándose solamente el orden de entrada en operación; de este modo se garantiza que las condiciones finales del sistema, para las diversas secuencias, es la misma y que las diferencias de costos se deben exclusivamente al orden de entrada en servicio.

Debido a que aún no se dispone de un modelo de simulación eficiente computacionalmente, no se estudiaron todas las secuencias posibles, según un análisis combinatorio. Se analizaron más bien, las alternativas, que permitiesen aclarar la conveniencia de instalar primeramente Agoyán o Paute, y las ventajas o desventajas de adelantar Toachi, Jubones o Coca.

2.7. Determinación de los Programas Alternativos de Generación.

Para definir las fechas de entrada de los proyectos en las diversas secuencias y conformar los correspondientes programas, se efectuó un balance energético para condiciones hidrológicas críticas.

Debido a que las series hidrológicas disponibles cubren sólo un período común de 20 años y algunas de dichas series son extendidas, se estimó conveniente no utilizar las afluencias correspondientes a un período crítico global del sistema, sino definir el balance energético para la producción garantizada individual de cada central.

De este modo, el balance energético fue establecido con la ayuda de curvas modificadas de carga, considerándose la potencia garantizada y la energía primaria de los proyectos hidroeléctricos, como fue definida en el numeral 2.5.1., frente a la demanda máxima y consumo anual del sistema, correspondiente al límite superior del intervalo de confianza, en el caso que no se consideren restricciones financieras; Cuando estos fueron considerados se efectuó el estudio con la demanda media probable.

Las fechas de puesta en servicio de los proyectos hidroeléctricos se determinaron de forma que considerando las indisponibilidades programadas o no programadas, así como factores de planta máximos admisibles, el parque termoelectrico existente fuese capaz de abastecer el complemento necesario, sin fallas.

Como criterio de indisponibilidad, común para todas las alternativas, fue adoptado el de mantener fuera de servicio la unidad termoelectrica de mayor tamaño y un porcentaje de indisponibilidad de los grupos diesel de los sistemas regionales, variando en el tiempo en función de la edad de dichos grupos.

El conjunto, los siete proyectos hidroeléctricos considerados más adelante, más las centrales existentes, permitirán cubrir la demanda del sistema hasta 1992. A partir de mediados de 1993 sería necesario incorporar nuevas instalaciones de generación. Con el objeto de disminuir la importancia del valor residual de las instalaciones comparadas, se agregó al sistema un programa complementario de centrales térmicas (vapor y gas) que permitiese cubrir la demanda hasta el año 2000.

Los programas alternativos así definidos se detallan en el Capítulo 8.

2.8. Definición de los Sistemas de Transmisión de los Programas de Generación.

Habiendo establecido los programas alternativos de generación que deberán ser comparados, ha sido necesario definir, en forma aproximada, los sistemas de transmisión asociados a los proyectos y los refuerzos necesarios para el sistema de interconexión.

Esta definición ya había sido hecha al seleccionarse los proyectos que serían comparados directamente, ya que las inversiones correspondientes al sistema de transmisión requerido por cada uno de ellos, fueron incluidas en dichos cálculos.

En esta fase, en la cual los proyectos se han ordenado en forma secuencial y se han definido las fechas de entrada en operación, ha sido conveniente revisar y dar una mayor aproximación a este tipo de análisis.

Para ello se han efectuado los estudios eléctricos que se describen en el Capítulo 9

El objetivo de estos análisis es establecer las ampliaciones necesarias para que todos los programas alternativos de generación tengan una confiabilidad semejante, así como, estimar las pérdidas de transmisión que afectan a cada una de las configuraciones del sistema.

Los resultados de estas revisiones confirmaron totalmente los sistemas preliminares establecidos para la evaluación individual de los proyectos.

2.9. Cálculo de la Producción Esperada de los Programas Alternativos de Generación.

Se dispone, actualmente, de los cronogramas de inversión de las centrales de generación y de las ampliaciones requeridas en el sistema de transmisión. Para realizar las comparaciones económicas de los programas se requiere efectuar la operación simulada de las instalaciones con el objeto de calcular los costos de operación, especialmente en combustible, que requieren.

Se ha efectuado una operación simulada, o balance energético, para condiciones críticas y medias de afluencia hídrica. En función de ambas operaciones se calculó el costo de combustible del sistema para el período.

Lo anterior es una simplificación relativamente importante, ya que el costo esperado debería obtenerse de una operación para un conjunto de condiciones hidrológicas con sus respectivas probabilidades. Sin embargo, por una parte, no se dispone aún de un modelo de simulación en computador (el cual está siendo implementado dentro de los trabajos del Plan Maestro de Mediano y Largo Plazo) y, por otro lado, la incidencia del costo de los combustibles frente al costo total es del orden del 15^oo.

Si se asume que la afluencia hidroenergética al sistema sigue aproximadamente una ley normal, o por lo menos simétrica, existe un 50^oo de probabilidades de que la afluencia sea igual o superior al valor medio.

Por otra parte, aunque la afluencia hidroenergética sea superior al valor medio, el excedente difícilmente tiene colocación en el mercado, debido a falta de capacidad instalada y a la generación térmica mínima por razones de seguridad regional y/o requerimientos de potencia.

Se ha considerado, por lo tanto, que la generación térmica del balance energético para disponibilidades medias sea el valor mínimo y se mantenga constante inclusive para afluencias hidroenergéticas superiores.

Asumiendo, además, que la generación térmica aumenta linealmente entre el valor mínimo determinado por el balance con afluencias medias y el valor máximo dado por el balance con afluencias críticas, la generación termoeléctrica esperada puede ser expresada aproximadamente por:

$$T = 0,50 T \text{ mín} + 0,50 \left(\frac{T \text{ mín} + T \text{ máx}}{2} \right)$$

$$= 0,75 T \text{ mín} + 0,25 T \text{ máx}$$

Por la poca importancia de este costo y para dar un margen de seguridad mayor, dada la simplicidad de la hipótesis asumida, se ha considerado que la generación térmica esperada es aproximadamente el promedio de los valores obtenidos en ambos balances.

La previsión de demandas usadas para los estudios de comparación económica fue la previsión media, la cual se estima es la más probable.

2.10. Selección del Programa de Obras de Corto Plazo

Para cada uno de los programas alternativos de obras definidos según lo indicado en el numeral 2.7., se dispone del cronograma de inversiones de centrales y sistema de transmisión, así como de los gastos de operación y combustible obtenidos de los balances descritos en el numeral anterior.

Se ha calculado el valor presente de los flujos monetarios de inversiones y gastos de cada uno de los programas por compararse.

La mecánica de actualización se ha basado en las siguientes hipótesis:

- a) Fecha de actualización: 1o. de Enero de 1980.
- b) Las inversiones y gastos anuales se han concentrado a fines del respectivo año.
- c) El flujo de costos cubre el período 1980–2000, correspondiente a instalaciones nuevas a partir de 1985, ya que el programa de equipamiento para antes de dicha fecha está definido y es similar para todas las alternativas.
- d) Los valores residuales existentes a fines del año 2000 se han calculado en las siguientes fases:
 - Vida útil de 50, 25 y 12 años para las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas a vapor y turbinas a gas, respectivamente.
 - Depreciación lineal aplicada a los años de operación de cada instalación, desde su fecha de puesta en servicio hasta fines del año 2000.
 - Dada la poca importancia de los sistemas de transmisión de los aprovechamientos y el fuerte efecto minimizante de la tasa de descuento, el valor residual se calculó para el conjunto central más transmisión, a pesar que la vida útil de este último componente es menor.
 - El valor residual descontado a fines del año 2000 incluye el interés intercalario de las obras para una tasa de 80/o anual.
- e) En el cálculo de actualización no se consideraron reposiciones intermediarias de las instalaciones las que caen fuera del período estudiado y teóricamente deberían haber sido consideradas en los valores residuales; dada la poca importancia de este ítem no se consideró necesaria su inclusión.
- f) Los valores considerados en los flujos de caja actualizados fueron los siguientes:
 - Costos de inversión de las nuevas instalaciones a partir de 1985.
 - Gastos fijos de operación y mantenimiento sólo para las nuevas instalaciones.

- Gastos variables de las centrales termoeléctricas existentes y futuras, de acuerdo con su patrón de producción en el período estudiado.
- No se han considerado costos variables para las centrales hidroeléctricas ni sistemas de transmisión.

Como es bastante frecuente en estudios de este tipo, en los cuales se avanza hacia la solución óptima a través de sucesivas aproximaciones, en los costos totales actualizados de los programas para las secuencias alternativas analizadas no se dan grandes diferencias ya que los proyectos han sido ordenados en función de sus características económicas.

Los programas de obras que resultaron con los menores costos son los siguientes:

Entrada en Operación	Alternativa 1--A	Alternativa 5
Enero 1985	Pastaza—Agoyán	Pastaza—Agoyán
Enero 1986	Paute I-Fase C	Paute I-Fase C
Enero 1988	Daule—Peripa	Jubones
Junio 1988	Toachi—Pilatón	_____
Enero 1989	Paute — Mazar	Daule—Peripa
Enero 1989	_____	Toachi—Pilatón
Junio 1990	Jubones	Coca—Salado
Junio 1991	Coca — Salado	_____
Enero 1992		Paute I-D y Mazar

Los otros cinco programas alternativos analizados tienen costos superiores en valores que van de 7 a 16 millones de dólares.

Por lo anterior, ha sido necesario, dentro de la metodología desarrollada, dar importancia al comportamiento eléctrico del sistema y, especialmente, a sus aspectos de seguridad.

En este sentido, la alternativa 1-A es bastante superior a las otras, ya que alterna instalaciones en el norte y sur del sistema, evitando la concentración de potencia en un extremo y las consiguientes pérdidas de transmisión, con los correspondientes aumentos de confiabilidad del servicio.

Una vez seleccionada la alternativa 1--A, desde el punto de vista técnico y económico, se realizó el análisis financiero (numeral 2.13), encontrándose que los requerimientos de capital de esta alternativa son altos, y sobrepasan la capacidad de financiamiento del sector.

Por esta razón, y como una actividad de ajuste del programa seleccionado, se procedió a estudiar otros programas que sean factibles, también en el campo financiero. Estos nuevos programas se estructuraron para servir solamente la demanda media probable, en vez de la máxima probable, para la cual se diseñaron las alternativas originales.

La Alternativa 1 — 3, es la mejor técnica, económica y financieramente; la inversión está dentro de los valores recomendados en el Plan Nacional de Desarrollo, para el Sector Electricidad.

El Programa de Obras que contempla la Alternativa 1—3 es el siguiente:

Entrada en Operación.	Alternativa 1-3
Enero 1985	Pastaza—Agoyán
Enero 1987	Paute I—Fase C
Enero 1988	Daule—Peripa
Enero 1989	Paute—Mazar
Junio 1990	Toachi—Pilatón
Junio 1991	Jubones
Junio 1992	Coca—Salado

2.11. Definición de los Sistemas de Transmisión para el Programa de Obras Seleccionado.

Habiendo sido seleccionado el programa de obras para el corto plazo, esta actividad pretende, exclusivamente, revisar con mayor detenimiento las necesidades de ampliaciones del sistema de transmisión, confirmando las instalaciones incorporadas al programa mediante estudios eléctricos más detallados.

Por lo tanto, para el programa de generación seleccionado se han estudiado detalladamente las necesidades de capacidades de transmisión, efectuándose, para diversas alternativas los flujos de carga y estabilidad del sistema.

El programa de ampliaciones del sistema de transmisión se ha establecido año por año, utilizándose niveles estandarizados de tensión (230kV y 138 kV), e incluyendo las subestaciones y capacidades de transformación requeridas en función de las demandas regionales.

2.12 Definición de los Proyectos de Distribución y Electrificación Rural.

Los programas de subtransmisión y distribución se han establecido en función del número de abonados y cargas previstos en la proyección regionalizada de la demanda.

A través de las 16 empresas regionales existentes, se presta servicio a una población de poco más de 3.2 millones de personas, lo que representa aproximadamente un 40,5% de la población total, a 1979.

Las expansiones previstas en subtransmisión y distribución primaria se efectúan mediante líneas con voltajes variando entre 6.3kV y 69kV. Los sistemas, salvo en el caso de Quito y Guayaquil son radiales y permitirán incorporar al servicio hasta 1985 a un total de 55% de la población.

Las metas fijadas, a nivel regional, para la expansión de distribución, representan a nivel nacional la incorporación de aproximadamente 2 millones de habitantes en el período 1980—1985. Debido a dichas ampliaciones y mejoras en los sistemas actuales de distribución, se estima que las pérdidas se reducirán del 14,4% actual a 12% en el año 1985.

Los programas de obras establecidos representan para el período las siguientes cifras:

— Generación	184 MW
— Transformación	1674 MVA
— Subtransmisión	1864 km
— Distribución urbana	235000 abonados
— Distribución rural	110000 abonados

Para la estimación de los costos de los programas de expansión se han considerado valores de inversión unitarios para los grupos de generación. Para los costos de transformación se han definido costos por kVA en función del tipo de subestación (terminal, de paso o principal) y de la capacidad de las mismas. Para los costos en sistemas de subtransmisión se han utilizado valores por kilómetro en función de la tensión (13.8kV, 22kV y 69kV) y del tipo de postación (madera u hormigón). En el caso de 69kV se ha considerado, además, el calibre de los conductores (477 MCM, 266.8 MCM y 2/0 AWG). Para las redes de distribución se han considerado costos por abonado.

Considerando el escalamiento de precios, el costo del programa definido para los Sistemas Regionales, dentro de la Alternativa 1-A, es el siguiente:

— Generación	89.2 millones de US\$
— Transmisión y Subtransmisión	95.3 millones de US\$
— Distribución	53.9 millones de US\$
— Inversiones Generales	19.2 millones de US\$
— Obras Futuras	96.0 millones de US\$
— Ingeniería, Administ. e Imprevistos	59.3 millones de US\$
— Escalamiento	<u>127.3 millones de US\$</u>
TOTAL	540.2 millones de US\$

Lo anterior representa una inversión media anual de 347.1 millones de dólares.

El ítem que mayor incidencia tiene en las inversiones es el de generación que representa 49% del total; la transformación y transmisión representa el 18% ; la subtransmisión y distribución urbana el 22 %; mientras la electrificación rural constituye 5%. El 6 % restante lo constituyen los estudios y las inversiones generales. El programa tiene un requerimiento de divisas que representan el 57% del total de inversiones, y los restantes 43% corresponden a moneda local.

Con el objetivo de facilitar el financiamiento, la ejecución y el control del proyecto, se han definido fases bianuales de programación, estando en ejecución la fase A y correspondiendo las tres siguientes (B, C y D) al quinquenio 1980—1985.

El Programa Nacional de Electrificación Rural ha sido consecuencia de un trabajo mancomunado de INECEL y las Escuelas Politécnicas de Quito y Guayaquil.

Los principales objetivos de dicho programa han sido los de elevar el nivel de vida de la población rural, propiciar el aumento de la productividad del sector agropecuario y racionalizar el uso de las fuentes energéticas utilizadas principalmente en la agroindustria.

La metodología empleada consistió, primeramente, en identificar y clasificar las áreas rurales factibles de ser electrificadas, basándose en las siguientes principales variables:

- Concentración poblacional
- Vías de comunicación
- Concentración de cultivos
- Nivel de agroindustrialización
- Infraestructura de servicios básicos
- Nivel de electrificación actual
- División geopolítica

Las anteriores variables fueron calificadas y sobrepuestas por áreas en agrupaciones provinciales, lo que permitió seleccionar las regiones que serían incorporadas al programa y los correspondientes subproyectos de electrificación rural.

TOMO I

La evaluación socioeconómica de los subproyectos fue realizada a base de los proyectos de ingeniería desarrollados para cada solución, y consistió en determinar la relación beneficio/costo y la tasa interna de retorno de cada subproyecto. Estos parámetros permitieron la asignación de prioridades y la jerarquización de los subproyectos de electrificación rural dentro del Plan Nacional.

Dado el carácter social de los programas de desarrollo, los costos de inversión y gastos de operación y mantenimiento de las obras, se evaluaron aplicando precios de cuenta (precios sombra) a los factores básicos de producción: mano de obra, divisas y capital nacional.

Por otro lado, fueron valorados los beneficios directos e indirectos obtenidos por los usuarios, sector privado y sector público, incluyendo aquellos de índole esencialmente social, como atención a escuelas, centros de salud y población de escasos recursos.

Como beneficios directos se contabilizó los obtenidos a través de la venta de energía a una tarifa nacional única (la diferencia entre las tarifas medias aplicadas a las zonas de la sierra y de la costa es prácticamente despreciable).

Los beneficios directos se obtuvieron mediante la evaluación del ahorro neto obtenido por los usuarios potenciales de la energía eléctrica, debido a la sustitución de sus actuales fuentes energéticas, de la contabilización del aumento de ingresos tributarios directos e indirectos provocados por la electrificación y de la estimación de los ahorros producidos, en la atención de usuarios meritorios (escuelas, centros de salud, etc.), frente a alternativas de autogeneración de los mismos.

De los resultados de los estudios económicos se desprende que una tasa interna de retorno socioeconómica del orden de 120/o, correspondía aproximadamente a una tasa interna financiera nula. Por tal motivo se eligió dicho valor para seleccionar los subproyectos que se desarrollarán en el quinquenio 1980—1985. De este modo, existe una recuperación de los costos de los proyectos, quedando para la zona los correspondientes beneficios sociales netos.

La Fase I del actual programa de electrificación rural para el quinquenio 1980—1985 representa la implementación de alrededor de 200 subproyectos, que requieren la construcción de 6.632 kilómetros de líneas y permitirán la incorporación de 114.253 abonados al servicio rural.

La inversión directa requerida, en moneda de Enero de 1980 y sin escalamientos de precios ni gastos financieros, es de aproximadamente 1963 millones de sucres.

Lo anterior representa una inversión de 393 millones de sucres como inversión media anual y un valor unitario de S/. 17.000 por abonado aproximadamente.

Actualmente se encuentra en revisión el programa establecido, con la intención de buscar recursos que permitan ampliar las metas indicadas.

Los estudios indicados se describen detalladamente en los Capítulos 10 y 11 siguientes.

2.13 Análisis Financiero del Plan

Al estar definidos los programas de obras primarias del Sistema Nacional Interconectado y los programas de obras de subtransmisión, distribución y electrificación rural, se ha efectuado un análisis financiero en tres niveles:

- a) Sistema Nacional Interconectado (SNI) de INECEL
- b) Sector Eléctrico Total (producción, transporte y distribución).
- c) Empresas Eléctricas Regionales (EER).

Los objetivos principales del análisis a nivel del Sistema Nacional son dos:

- Determinar la política tarifaria futura para ventas de potencia de punta y energía en bloque del SNI a las EER.
- Determinar los recursos financieros requeridos por INECEL para cubrir las inversiones y gastos de operación del SNI, estableciendo las estrategias para el endeudamiento externo necesario.

El análisis para el Sector Eléctrico total del País corresponde a una consolidación artificial, como si la producción, transmisión y distribución estuviese en manos de una sola organización.

Los principales objetivos de este análisis son:

- Establecer una tarifa media única nacional para el usuario final del Sector.
- Visualizar la situación financiera del Sector Eléctrico como un todo.

El análisis individualizado, para cada Empresa Regional tiene, también, dos objetivos similares a los anteriores:

- Definir, en función de las inversiones y gastos, mercado eléctrico, autogeneración y compras de energía al SNI, la política tarifaria de cada una de las EER, para alcanzarse, en cierto horizonte una tarifa única nacional a partir de la tarifa actual de la misma.
- Analizar la situación financiera global de cada EER, para que INECEL pueda buscar las soluciones a los posibles problemas y orientar la utilización de los fondos de electrificación creados con los excedentes de rentabilidad obtenidos por la aplicación de la tarifa media nacional única.

Los estudios anteriores se han realizado utilizando el modelo financiero disponible para estudios de planificación, el cual se constituye de los siguientes módulos de cálculo:

1 Programa de Inversiones

Se incorporan las inversiones netas (sin intereses intercalarios) de cada año en sus componentes de moneda nacional y divisas, en nivel monetario correspondiente al primer año del período en estudio. Estas inversiones corresponden, tanto a las obras de electrificación, como a las inversiones generales de la entidad.

El programa computacional calcula los escalamientos, según las tasas anuales especificadas para ambos componentes; suma inversiones por grupos de obras y por componente y, finalmente, permite la salida de cuadros por componentes en cada moneda o transformadas a una única moneda (sucres o dólares).

2 Programa de Incorporación de Activos

En función de las inversiones de cada una de las obras incluidas en el Programa de Inversiones establecido en el numeral anterior, este programa computacional calcula la evolución del capital de explotación de la entidad para los años futuros.

Para lo anterior, se requiere indicar las fechas de entrada en operación de las instalaciones y las tasas anuales de revalorización de los activos, en forma coherente con las hipótesis de inflación adoptadas en el cálculo de las inversiones.

La salida, entrega los activos anuales de explotación y los activos de obras en construcción.

Además de los ingresos netos de explotación, este programa entrega el balance de ingresos—egresos, el capital neto rentable (incluido capital de trabajo), tarifas y rentabilidad anuales.

4. Participación en las regalías del petróleo

Este programa calcula los aportes al Fondo Nacional de Electrificación de acuerdo con la mecánica establecida por los decretos y normas del Ministerio de Recursos Naturales, que regulan la participación de INECEL (47^o/o) en función de la proyección futura de producción, precios de referencia y características del petróleo extraído.

5. Servicio de la Deuda

Este programa simula, partiendo de la situación actual, el programa de desembolsos y de servicio de la deuda (comisiones, intereses y pago del principal) de los préstamos vigentes y futuros en trámite.

Para los préstamos vigentes se han distinguido aquellos que ya están desembolsados, de los que están siendo aún girados. Los préstamos en trámite son aquellos que no han sido firmados pero están comprendidos en condiciones ya definidas.

La salida puede ser detallada por préstamo o resumida para los grupos definidos anteriormente (vigentes, en trámite y total).

6. Fuente y Uso de Fondos

Utilizando la información resultante de los pasos anteriores, este programa hace el balance de los ingresos y egresos de la Institución, calcula el superávit o déficit de cada año y, en este último caso, estima los préstamos adicionales necesarios asumiendo un servicio de la deuda en condiciones genéricas, el índice de cobertura de cada año (ingresos sobre servicio de la deuda).

Con estas herramientas se han analizado los aspectos tarifarios y financieros del Sector Eléctrico.

Los cálculos realizados para los tres niveles indicados (SNI, Sector Eléctrico Total y EER) se han basado en cuatro hipótesis alternativas:

- Precios de mercado de los combustibles y moneda dura (sin inflación).
- Precios de mercado de los combustibles y moneda corriente (tasas de inflación asumidas para ambos componentes).
- Precios de oportunidad de los combustibles (nivel internacional) y moneda dura.
- Precios de oportunidad de los combustibles y moneda corriente.

La hipótesis general de trabajo ha sido la de alcanzar para 1985, año en el cual el Sistema Interconectado y especialmente la central Paute tienen un buen nivel de utilización, la rentabilidad anual de 9.5^o/o.

Sobre la base anterior se han obtenido los siguientes resultados generales:

- a) Para el SNI sería necesario incrementar las tarifas en los siguientes valores, en función del nivel actual y las hipótesis asumidas (se ha considerado una tarifa de 0,60 sucres por kWh como valor actual válido para 1979):

Precios	Escalamiento	Aumentos (o/o)	
		Mensual	Anual
Mercado	Sin	1.17	13.7
	Con	1.77	21.4
Oportunidad	Sin	1.31	15.4
	Con	1.93	23.4

(b) A nivel de Sector Eléctrico consolidado se han obtenido los siguientes incrementos:

Precios	Escalamiento	Aumentos (o/o)	
		Mensual	Anual
Mercado	Sin	0.98	11.3
	Con	1.62	19.4
Oportunidad	Sin	1.06	12.3
	Con	1.74	20.9

En función de estos resultados se han definido las políticas tarifarias para las ventas de energía del Sistema Nacional Interconectado y para la fijación de las estrategias de implementación de la tarifa única nacional, a nivel de consumidor final.

Es necesario indicar que todos los análisis tarifarios realizados se basan en el criterio de "costo de servicio". Se está iniciando un análisis con la filosofía de "criterio marginalista"; sin embargo, se estima que para tener resultados confiables y aplicables en la práctica, será necesario tener implementadas algunas de las herramientas previstas en el SIP (Sistema Integrado de Planificación)(*), por lo que estos análisis serán incorporados al Plan Maestro de Mediano y Largo Plazo.

Una vez fijada la política tarifaria y principalmente las estrategias para recuperar los niveles admisibles de rentabilidad, se han utilizado las tarifas resultantes para estimar los ingresos propios de INECEL y las Empresas Eléctricas.

A través del balance de origen y uso de fondos se ha determinado, finalmente, las necesidades de recursos financieros adicionales y se han definido las políticas de endeudamiento. En este último aspecto, se ha mantenido un índice de cobertura mínimo de 1.5, para el servicio de la deuda.

2.14 Ajustes al Programa de Obras Seleccionado

Esta actividad tiene como objetivo analizar los ajustes necesarios al programa de obras (Generación, Transmisión, Distribución y Electrificación Rural) en función de una eventual imposibilidad de contar con los recursos requeridos para su implementación.

Es decir, se acepta que ciertas desoptimizaciones podrían ser incorporadas a los programas si se demuestra que los mismos no son factibles.

(*) Especialmente, es necesario contar con los Manuales de Costos de Proyectos y con el Modelo de Selección de Inversiones, el cual define los precios sombra del Sistema.

Las principales causas de eventuales ajustes al programa de obras son la imposibilidad de contar con los recursos financieros necesarios, o no disponer del personal requerido en cantidad y/o calidad suficientes.

El primer aspecto ha obligado, en muchas ocasiones, a disminuir las metas de electrificación propuestas, o bien, sustituir equipamientos del programa original por soluciones de menor inversión inicial (ej.: centrales hidroeléctricas por termoeléctricas).

El segundo aspecto debe ser enfrentado a través de intensificación de los programas de capacitación o descentralización en la ejecución de los trabajos.

Por lo tanto, resaltar los requerimientos de recursos financieros y las curvas ocupacionales resultantes del programa óptimo, analizando su factibilidad y los posibles ajustes al mismo, es la finalidad de estos estudios.

Con estos antecedentes, y contando con los resultados del estudio financiero que demostró la insuficiencia de fondos para ejecutar el programa de obras original (Alternativa 1-A) se procedió a reajustar el plan de obras , para lo cual se estudiaron varias alternativas, encontrándose que aquella que financieramente era factible estaba constituida por un programa de generación de tipo hidreléctrico, que cubría solamente la demanda media probable (alternativa de generación denominada 1-3).

2.15. Definición de las Políticas de Desarrollo Institucional

El acelerado crecimiento de la demanda en los últimos años, tendencia que se va a mantener durante algún tiempo, y la consecuente complejidad del sistema a medida que se van incorporando los equipamientos necesarios para abastecerlo, requerirán un marco organizativo compatible con las instituciones involucradas en el Sector Eléctrico.

Actualmente el Sector Eléctrico tiene una organización jerarquizada que se basa en el Ministerio de Recursos Naturales, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación y las Empresas Eléctricas Regionales.

Cada una de las instituciones involucradas tiene sus propias responsabilidades y una estructura y organización destinadas a cumplir con dichas obligaciones.

La duda que se presenta frente al impacto que representa la ejecución simultánea de importantes obras de ingeniería y la operación de un sistema de creciente complejidad es sobre si tales estructuras y organizaciones son las más adecuadas y, en caso de no serlas, qué modificaciones sería necesario introducir para volverlas aptas.

La importancia de esta actividad reside en el hecho de que una organización ineficiente del Sector y sus instituciones, impediría el cumplimiento de las metas programadas, con todas las consecuencias que esto tendría para el País.

2.16 Medidas Legales y Reglamentaciones

El desarrollo organizacional del Sector Eléctrico y sus instituciones deberá encuadrarse en el marco legal y reglamentario existente, o bien, deberán proponer las modificaciones que sean necesarias.

Se estima que para hacer viable la aplicación del Plan Maestro de Corto Plazo, su financiamiento y el desarrollo institucional propuesto a través de la actividad anterior, será necesario tomar algunas medidas extra institucionales.

El objetivo de esta actividad es revisar y proponer, a instancias superiores, las modificaciones que se crean necesarias en aspectos tan importantes como el Reglamento para Fijación de Tarifas.

OBSERVACIONES SOBRE LA METODOLOGIA EMPLEADA

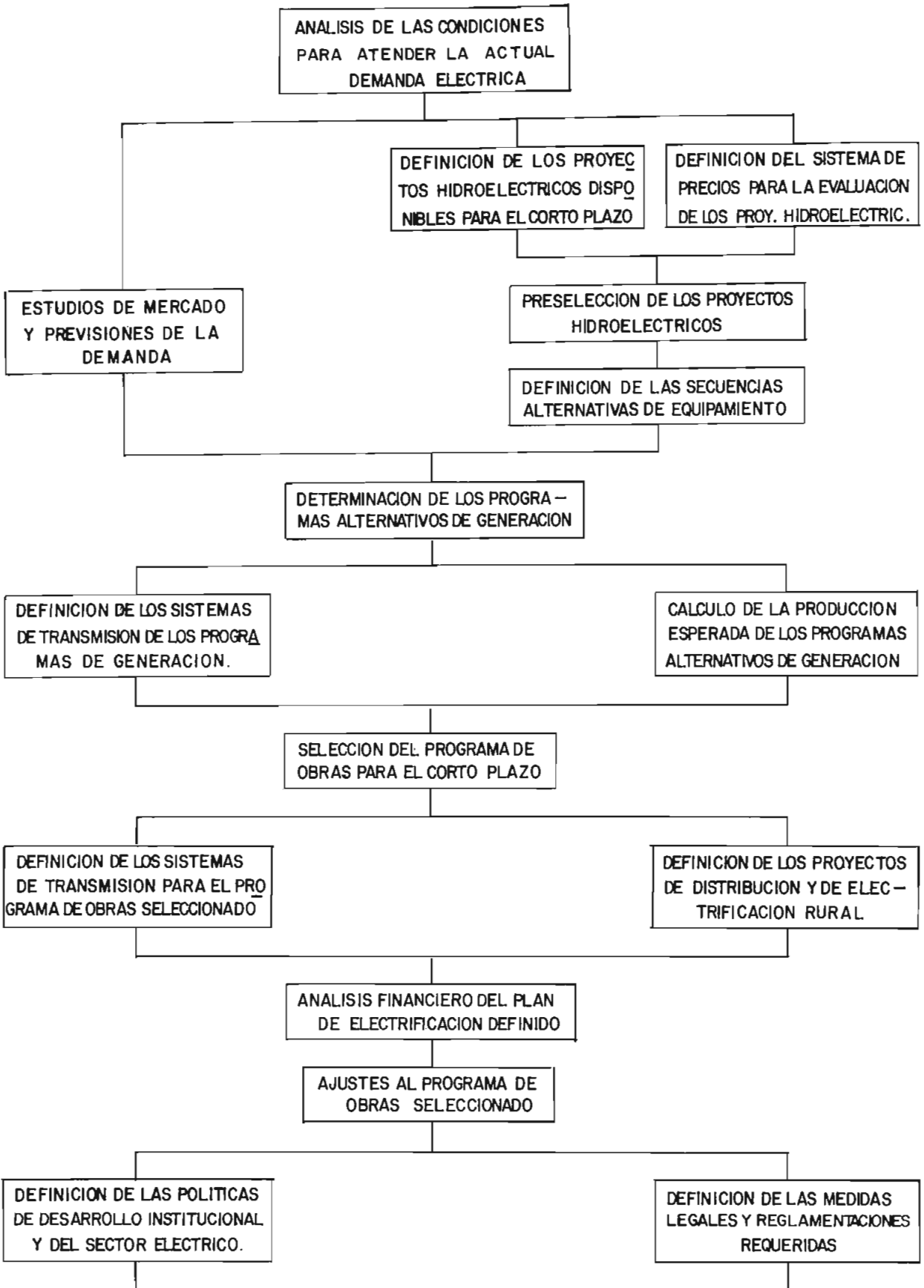
La metodología que en forma general se ha expuesto en los numerales anteriores ha sido implementada con diversos niveles de detalle y/o simplificaciones.

Tres problemas han incidido fundamentalmente en las simplificaciones que han debido aceptarse en varios análisis.

- Necesidad de tomar decisiones importantes en un plazo relativamente pequeño, debido a los tiempos necesarios para complementar los estudios de proyectos y construir las obras.
- Falta, en muchos casos, de información básica consistente y confiable, imposible de ser obtenida o mejorada en los plazos especificados.
- Indisponibilidad, por el momento, de muchas herramientas de trabajo (principalmente computacionales), lo que ha hecho necesario utilizar el personal en forma poco eficiente y simplificar muchos procedimientos.

Se considera que estos problemas quedarán totalmente superados en los estudios del Plan Maestro de Mediano y Largo Plazo, a través, principalmente, de la implementación del centro de computación y del llamado Sistema Integrado de Planificación.

Con dichos nuevos recursos, será conveniente revisar algunos de los estudios del Plan de Corto Plazo, con el objetivo de analizar el impacto de las simplificaciones y ajustar, si fuese necesario, los planes de ejecución.



PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION DE CORTO PLAZO

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
ESQUEMA METODOLOGICO GENERAL

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 6.1

CAPITULO 7

ESTUDIO DEL MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA

1. Introducción
2. Proyección de la Demanda
 - 2.1. General
 - 2.2. Previsión Sectorial Regionalizada
 - 2.3. Previsión Sectorial Nacional
 - 2.4. Previsión Global Nacional
3. Conclusiones del Estudio de Previsión de la Demanda
4. Estudio de los Coeficientes de Forma de la Demanda
 - 4.1. Indices de Estacionalidad
 - 4.2. Coeficiente de Ponderación Diaria
 - 4.3. Curva de Duración Mensual
 - 4.4. Curva Modificada de Carga Mensual
 - 4.5. Curva de Carga Diaria



CAPITULO 7

ESTUDIO DEL MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA

1. INTRODUCCION

Las previsiones de consumo de energía eléctrica, constituyen un requisito fundamental para la planificación y dimensionamiento de futuras expansiones de los sistemas de generación, transmisión y distribución.

Estas previsiones deben reflejar necesariamente las hipótesis que, en cuanto al desarrollo socio-económico global, hayan fijado los organismos gubernamentales del País.

Adicionalmente es necesario precisar que entre el consumo del Sector Eléctrico y del sector energético global existe una fuerte interdependencia, ya que medidas orientadas a incentivar o restringir el uso de un determinado tipo de energético, influyen en el consumo de las fuentes energéticas alternativas.

El consumo de energía eléctrica se modificará con medidas, por ejemplo, de electrificación del transporte colectivo, estructura relativa de precios para electricidad y fuentes alternas de calefacción doméstica, costos de aparatos consumidores de diferentes tipos de energía, etc.

En el presente estudio, cuyo objetivo es definir el Plan de Corto Plazo solamente, (1980—1984), no se ha considerado la sustitución de energía eléctrica por otras formas de energía, ya que al momento el País no tiene proyectos concretos en tal sentido y que podrían ser considerados en este período.

Por otra parte, tales proyectos por requerir de períodos de maduración relativamente largos, no llegarán a influir en forma oportuna en la demanda del sector eléctrico en este período. En tal virtud, los requerimientos de electricidad que se presentarán en el futuro, como efecto de las medidas que en el campo de la utilización de energía se presenten, serán incorporados en las permanentes actualizaciones de los estudios de demanda y equipamiento.

Por las consideraciones anotadas, las expansiones requeridas del servicio eléctrico están condicionadas a las metas fijadas para el País en conjunto.

Este condicionamiento obliga a la utilización de metodologías de previsión que permitan obtener resultados para los cuales se limiten, en todo lo posible, los efectos de factores imponderables que puedan incidir en estimaciones por exceso o por defecto, con las correspondientes consecuencias que estos hechos implicarían (deseconomías, servicio inadecuado, etc.).

Estas consideraciones, y las experiencias vividas, han obligado a los distintos países a investigar una serie de metodologías las mismas que, dependiendo de las características que posean los distintos mercados, permiten utilizar, según el caso, uno o más sistemas de cálculo en forma combinada.

Las técnicas empleadas se agrupan dentro de los llamados métodos: globales, semiglobales y analíticos.

Los métodos globales se basan en la extrapolación del consumo de energía eléctrica total según las tendencias registradas en el pasado, o por correlaciones con parámetros macroeconómicos. Estas extrapolaciones, que pueden aplicarse al consumo nacional o regional, se las efectúa ajustando matemáticamente los valores observados con los parámetros explicativos y analizando si el ajuste es adecuado o no para la proyección futura.

Los métodos semiglobales utilizan dos tipos de herramientas: globales y analíticas, para analizar cada sector consumidor.

Con tales modelos semiglobales, que pueden ser autónomos o adaptativos, se efectúan análisis específicos de los diferentes parámetros que intervienen en la proyección de cada uno de los sectores de consumo.

Para el sector residencial, por ejemplo, se considera la población servida, los consumos específicos, el crecimiento demográfico, el número de clientes, la renta, la tarifa, etc.

Para el consumo industrial, se separa lo que es la proyección de industrias normales, para las cuales se aplican métodos globales, de las que constituyen las llamadas industrias especiales, para las cuales es necesario efectuar análisis individuales, determinando los parámetros y las relaciones entre producción física y consumo eléctrico.

Los métodos analíticos, en cambio, tienden a aplicar análisis individuales a cada rama del sector industrial, a cada tipo de consumo residencial, a cada clase de consumo comercial, etc.

La experiencia ha demostrado que los métodos globales generalmente no conducen a resultados confiables en países en vías de desarrollo, como es el caso del Ecuador, cuyas economías tienen períodos históricos heterogéneos o que, por el contrario, no poseen estadísticas lo suficientemente extensas y confiables.

Por esta razón, estos métodos, en países como el nuestro, son utilizados preferentemente como medios de comprobación y para fijar marcos de referencia para métodos más desarrollados, como es el caso de los métodos semiglobales y analíticos.

Cabe aclarar, sin embargo, que los métodos analíticos tienen el inconveniente que, al obligar a llegar a niveles de desagregación muy grandes, dan lugar al apareamiento de dispersiones muy fuertes, con el agravante que requiere de información de muy buena calidad, la cual en general es válida solo para un corto plazo.

Por esta razón, en el caso del Ecuador se ha aplicado un método semiglobal a las demandas sectoriales de cada región (previsión sectorial regionalizada). Las cifras obtenidas se han verificado mediante un método semiglobal aplicado a los consumos sectoriales totales del País (previsión sectorial nacional). Esta última previsión, a su vez, ha sido verificada a través de métodos globales aplicados al consumo total del País (previsión global nacional). La previsión global nacional permitió también, definir el intervalo de confianza dentro del cual se ubican las otras previsiones.

2. PROYECCION DE LA DEMANDA

2.1. General

Según lo explicado en el numeral anterior, se han elaborado tres tipos de previsiones:

- a) Previsión sectorial regionalizada.
- b) Previsión sectorial nacional.
- c) Previsión global nacional.

Cada una de estas previsiones permite la verificación de la anterior, definiéndose además el grado de confianza de la previsión sectorial regionalizada obtenida.

2.2. Previsión Sectorial Regionalizada

2.2.1. Estadísticas del Consumo de Energía Eléctrica.— El consumo neto de energía eléctrica creció desde el año 1965 al año 1978 de 480 a 2182 GWh, lo que significa un crecimiento medio acumulativo anual de 12.40/o.

La generación de energía, en el año 1965 fue de 573 GWh y en el año 1978 de 2574 GWh lo que significa una tasa de crecimiento media de 12.30/o.

Las pérdidas de energía oscilaron en general entre 14 y 170/o con promedio del 160/o. Un detalle se puede apreciar en la siguiente tabla:

Año	Consumo de Energía (GWh)	Generación de Energía (GWh)	Pérdidas 0/o
1965	479,5	572,6	16,3
1966	505,3	608,4	16,9
1967	558,0	660,1	15,5
1968	631,8	746,6	15,4
1969	722,3	851,5	15,2
1970	791,0	948,8	16,6
1971	875,0	1049,6	16,6
1972	955,7	1117,1	14,4
1973	1043,9	1264,5	17,4
1974	1206,8	1429,9	15,6
1975	1339,9	1594,8	16,0
1976	1576,2	1830,8	13,9
1977	1814,9	2127,2	14,7
1978	2181,8	2573,5	15,2

La demanda de potencia, creció desde 137 MW en 1965 hasta 564,5 MW en 1978, a razón de una tasa media anual de 11,5%. Comparada esta demanda con la energía generada en el período se observa que el factor de carga ha variado entre valores de 45% y 52%, con una clara tendencia de crecimiento a través del tiempo.

Año	Energía Generada (GWh)	Demanda Máx. de Potencia (MW)	Factor de Carga (%)
1965	572,6	137,0	47,7
1966	608,4	146,0	47,6
1967	660,1	167,2	45,1
1968	746,6	185,5	45,9
1969	851,5	207,1	46,9
1970	948,8	224,0	48,8
1971	1049,6	250,5	47,8
1972	1117,1	262,2	48,6
1973	1264,5	281,5	51,3
1974	1429,9	318,5	51,2
1975	1594,8	358,5	50,8
1976	1830,8	413,9	50,5
1977	2127,2	479,8	50,6
1978	2573,5	564,5	52,0

Un resumen de las tasas medias de crecimiento para los períodos 1965-1978, 1965-1970 y 1970-1978 se muestran en la siguiente tabla:

	1965-1978	1965-1970	1970-1978
Consumo neto energía	12,4%	10,5%	13,5%
Generación de energía	12,3%	10,6%	13,3%
Demanda máxima de Pot.	11,5%	10,3%	12,3%

Analizando los resultados se puede notar claramente que el período 1970-1978 ha sido de un crecimiento significativamente superior al del período anterior 1965-1970. Esto se ha debido a la marcada influencia que en la economía ecuatoriana ha tenido la explotación del petróleo, el cual ha iniciado en muchos sectores económicos, entre ellos el Sector Eléctrico. Es por esta razón que en un período que se lo puede considerar representativo medio, en forma general, sería 1965-1978, el cual presenta tasas de crecimiento de alrededor del 12% anual.

2.2.2. Criterios Generales de Previsión.- La proyección de los consumos se ha efectuado para los diferentes tipos de servicios: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros. Esta proyección se la hizo para cada empresa eléctrica, obteniéndose luego la proyección nacional. Para cada empresa (*) se analizaron los diferentes parámetros que intervienen en la

(*) Ver gráfico 7-1

proyección, observándose la tendencia que ha tenido durante los últimos nueve años (período 1970—1978), (*) y la situación actual del servicio comparativamente con otras zonas del País.

2.2.3. Sector Residencial.— Los parámetros considerados han sido los siguientes:

a) Habitantes por abonado residencial y población por electrificar.

La información referente a la estimación de la población del País, distribuida por provincias, fue obtenida de la proyección de la población ecuatoriana efectuada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, la cual tomó como base las cifras del censo poblacional efectuado en 1974 (**)

La determinación del grado de desarrollo alcanzado a nivel nacional se ha basado en el criterio de que la familia media ecuatoriana está conformada por seis personas. En consecuencia, si la relación entre la población total y los abonados residenciales da esta cifra, se considera que el servicio eléctrico alcanza al 100% de la población. Si la relación es mayor a seis, entonces se considera que el nivel de electrificación es menor, en la proporción correspondiente.

Con este criterio se han obtenido los siguientes datos:

Años	Población (Miles)	Abonados (Miles)	Habitante Abonado Residenc.	Población Servida o/o	Tasa de Crecimiento Anual o/o
1970	5653,8	207,3	27,27	22,0	—
1971	5841,8	229,2	25,49	23,5	6,8
1972	6037,5	247,8	24,36	24,6	4,7
1973	6483,8	291,2	22,27	26,9	9,4
1974	6698,9	322,0	20,80	28,8	6,3
1975	6924,5	364,7	19,00	31,6	9,7
1976	7159,2	397,8	18,00	33,3	5,4
1977	7400,7	441,0	16,80	35,7	7,2
1978	7649,9	488,9	15,70	38,2	7,0
Tasa de Crecimien- to	3,85%o	11,32%o		7,14%o	

Si la tasa de crecimiento de la población servida se mantendría con el mismo valor observado en los últimos 9 años, aquello significaría que, para 1991, en general toda la población estaría dotada de servicio eléctrico. Esta posibilidad se considera muy difícil de poder lograrse, por lo cual se ha procedido a realizar un análisis individual para cada empresa (***)

De tal análisis se concluyó que en lo referente a la población servida se hacía necesario utilizar tasas de crecimiento para proyección menores a las observadas en los últimos 9 años, lo que se logró considerando para 1990 porcentajes

(*) El análisis de este período se debió a que la información desglosada por tipo de servicio para años anteriores no es completa.

(**) Publicación de Abril de 1978, titulada "Proyección de la Población del Ecuador por Areas Urbana y Rural, Provincias y Cantones 1974 - 1994".

(***) Ver detalle de tal análisis en TOMO II

de población servida entre el 50 y 60% en la mayoría de las zonas del País (*), meta que se ha considerado adecuada por el período de tiempo en el que se esperará lograrla (12 años). A nivel nacional las metas regionales adoptadas representan una proporción de población servida de 68,2% para 1990. Es decir, un aumento de 30% a través del período de 12 años, lo que significa una tasa media anual de crecimiento de la electrificación residencial de 4,95, en vez del 7,14% observado en los últimos 9 años.

Dada la estimación de población total para 1990, lo anterior representa una tasa de crecimiento de los abonados de 8,4% en vez del valor histórico de 11,3%.

b) Consumo Específico Regional (kWh/abon./mes).

Del análisis del consumo específico residencial, se obtienen los siguientes valores de tasas promedio de crecimiento anual, tanto a nivel regional como nacional para el período 1970—1978:

Area	kWh/abon./mes		Tasa de Crecimiento promedio anual (%/o)
	1970	1978	
Norte	34,20	59,4	7,2
Quito	96,18	169,0	7,3
Santo Domingo	68,50	93,5	4,3
Ambato	61,00	71,2	2,0
Puyo	58,2	81,6	4,3
Riobamba	61,1	77,1	3,0
Guaranda	27,2	41,4	5,4
Centro—Sur	87,8	89,9	0,3
Sur	35,1	53,0	5,3
Esmeraldas	66,1	110,2	6,6
Manabí	60,2	90,2	5,2
Santa Elena	39,0	86,3	10,4
Guayaquil	131,0	200,1	5,4
Durán—Daule			
Balzar	52,5	81,4	5,6
Milagro	58,3	77,1	3,6
Babahoyo	50,1	82,0	6,4
Quevedo	41,2	79,4	8,6
El Oro	62,6	80,84	3,3
Nacional	99,4	135,1	3,91

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, el consumo específico por mes promedio del País se ha incrementado de 99,4 kWh a 135,1 kWh en el período 1970—1978, o sea con una tasa promedio para el período de 3,91%. El criterio que se utilizó para la determinación del consumo específico a 1990, consistió en identificar los usos básicos de energía eléctrica de un consumidor

(*) Con excepción de Quito y Guayaquil cuyos porcentajes llegan a 94% y 97% así como Ambato y Sta. Elena que alcanzan a 75 y 70% respectivamente.

medio actual (*) y asumir que las diversas áreas del País tendrán la posibilidad de consumir para tal año lo que el promedio del País consume en la actualidad. Los valores obtenidos fueron los siguientes:

	Unidades	Potencia (kWh)	Tiempo de uso/mes (horas)	Consumo (kWh)
Iluminación	6	0,36	90	32
Plancha Eléctrica	1	0,5	25	12
Televisor	1	0,3	150	45
Refrigerador	1	0,3	150	45

TOTAL: 134 kWh.

Los consumos incluidos, son los básicos que una familia media del Ecuador posee en la actualidad.

Este tipo de análisis ha sido hecho por varios países latinoamericanos y recogidos periódicamente en boletines de la CIER (**) (Ver: Boletín No. 104 Julio 1978).

Según sea el grado de desarrollo que tienen las diversas zonas del País y sus perspectivas, los valores adoptados fluctúan entre 110—130 kWh/mes,

Para el caso de las ciudades de Quito y Guayaquil, por tener en la actualidad consumos específicos mucho más elevados, la proyección ha alcanzado a valores sobre los 300 kWh/mes, los cuales por la incidencia que tienen en el consumo total, pesan apreciablemente en el consumo específico promedio que, a nivel nacional, se establece para 1990, y cuyo valor es 213 kWh/mes.

La anterior hipótesis representa prácticamente mantener constante la tasa histórica de crecimientos del consumo específico medio (3,90/o).

2.2.4. Sector Comercial.— Los parámetros analizados fueron los siguientes:

a) Abonados Comerciales

Los abonados comerciales han sido determinados como un porcentaje de los abonos residenciales, sistema éste comunmente utilizado para especificar tales abonados.

La proyección se efectuó analizando el comportamiento de los abonados comerciales de las zonas de Quito y Guayaquil, cuyos mercados de acuerdo a lo observado en el período 1970—1978, han mantenido una relación más o menos estable entre los abonados comerciales y residenciales en un valor de aproximadamente 0,16, el mismo que se considera un valor representativo para el año 1990 para el resto de zonas del País. Con estos criterios regionales, la relación entre abonados comerciales y residenciales ha variado de un valor actual de 18,70/o a un valor medio de 15,30/o.

(*) Se ha identificado al consumidor medio, a aquel que tienen una renta promedio de S/. 5.300 por mes (Dato del Banco Central para año 1978).

(**) CIER: Comisión de Integración Eléctrica Regional.

b) Consumo específico Comercial (kWh/ abon./mes).

En el año 1970 el consumo específico medio del País fue de 112 kWh/abon./mes, mientras que en 1978 fue 274 kWh/abon./mes, lo que representa una tasa media de crecimiento anual de 4,5^o/o.

El criterio fijado ha sido el que todas las áreas del País, exceptuando Quito y Guayaquil, alcancen para el año 1990 valores comprendidos entre los consumos específicos medios del País para el período 1970—1978. Para Quito y Guayaquil se consideraron tasas de crecimiento menores a las históricas, de acuerdo a un criterio de saturación que se observa principalmente en ciudades de la importancia de las analizadas. Los resultados obtenidos con estos criterios han sido cotejados con las tendencias de las tasas de crecimiento observadas en el período 1970—1978, notándose que las tasas utilizadas para la previsión son similares a las del período histórico. (*).

2.2.5. Sector Industrial.— Para el consumo industrial se han incluido los siguientes pasos:

1. El consumo de industrias existentes que reciben energía de las entidades de servicio público.
2. El consumo de las industrias que en la actualidad se autoabastecen con sus propios equipamientos, (autoprodutores) y que se estima en el futuro se integrarán al servicio público.
3. El consumo de industrias futuras, identificadas sea por solicitudes de servicio presentadas a las empresas, o por encuestas industriales efectuadas directamente por INECEL y/o las empresas o por entidades que tienen que ver con desarrollo industrial del País.

Para los consumos clasificados en 1 y 2 se analizó el comportamiento de las tasas de crecimiento en el período 1970—1978, encontrándose los resultados mostrados seguidamente.

Zona	Consumo en GWh / año		Tasa media de crecimiento (°/o)
	1970	1978	
Norte	7,8	11,3	4,75
Quito	66,1	178,9	13,30
Santo Domingo	1,12	4,7	19,65
Latacunga	3,07	12,2	18,80
Ambato	1,39	9,2	26,65
Puyo	0,32	0,57	7,50
Riobamba	11,1	35,1	15,50
Guaranda	18,7	36,0	8,50
Sur	2,19	5,53	12,30
Esmeraldas	4,96	65,1	38,00
Manabí	10,2	34,1	16,30
Santa Elena	16,93	27,54	6,30
Guayaquil	119,20	334,9	13,80
Durán-Daule-Balzar	1,82	17,7	32,90
Milagro-Naranjal	31,90	58,46	7,90
Babahoyo	7,30	14,9	9,3
Quevedo	0,01	1,0	77,8
El Oro	4,97	15,9	15,7
Nacional	306,79	863,32	13,81

(*) Ver detalle en TOMO II.

Los resultados indican que el sector industrial del País creció en el período 1970—1978 desde 307 GWh/año a 863 GWh/año, o sea con una tasa de crecimiento media anual de 13,80/o.

Para las industrias especiales, identificadas en cada zona, se ha procedido a efectuar un análisis de sus parámetros fundamentales: consumo, pérdidas, demanda máxima, factor de carga, etc. y proyectarlas en forma individual, para luego integrarlas con la previsión del consumo industrial normal.

El consumo industrial normal ha sido proyectado con tasas menores a las observadas en el período histórico mencionado, teniéndose en cuenta la influencia que en el pasado tuvieron las cargas industriales especiales.

En resumen, para el período 1978—1990 se ha obtenido que el consumo industrial crecerá desde 863 GWh en el año 1978, hasta 3539GWh en 1990, lo que representa una tasa media de crecimiento anual de 12,50/o. Las cargas especiales alcanzan para 1990 un valor de 785 GWh, por lo cual las previsiones de la industria normal (sin cargas especiales) alcanzarían para 1990 a 2754 GWh, lo que significa una tasa media de crecimiento anual del 10,20/o, tasa ésta substancialmente menor a la observada en el período 1970—1978.

2.2.6. Sector Alumbrado Público.— El consumo correspondiente a alumbrado público representa actualmente cifras que varían entre 5 y 20kWh/hab./año para las diversas áreas del País. Para la previsión se han considerado valores comprendidos entre 15 y 25kWh/hab./año.

2.2.7. Resultados obtenidos para la Previsión Sectorial Regionalizada.— Los resultados obtenidos a nivel nacional se muestran en el cuadro 7.1, en el cual se presentan las previsiones de los diferentes tipos de consumo, energía generada y demanda máxima, así como también las proyecciones de población, población servida y abonados. (*)

a) Consumo Total a Nivel de Abonado (ventas)

Se ha determinado para cada año mediante la sumatoria de los consumos previstos en cada tipo de servicio. Tales resultados establecen que el consumo total de energía se incrementará desde 2182 GWh en 1978, hasta 8639 GWh en 1990, representando esto una tasa de crecimiento anual de 12,20/o.

b) Consumo Total a Nivel de S/E Principal

En el cuadro 7.1 se presenta la proyección de la energía generada total del País, la cual se prevé, crecerá desde 2574 hasta 9811 GWh en el período 1978--1990 o sea con una tasa de crecimiento anual de 11,80/o.

Para la determinación de esta energía se ha analizado el porcentaje de pérdidas (**) que cada sistema soporta en la actualidad y sus perspectivas de reducción en el futuro, a base de un mejoramiento en los sistemas de distribución primaria y secundaria.

(*) Detalle de proyección para cada empresa en Tomo II

(**) Pérdidas en subtransmisión y distribución así como energía no facturada.

En resumen, se ha obtenido que las pérdidas de energía se reducirán desde 15,20/o en 1978 a 11,90/o en 1990, o sea una reducción de 3,30/o en un lapso de 12 años.

Cabe aclarar que en estas pérdidas no se están incluyendo las consideradas a nivel de generación y transmisión del SNI, las que se han estimado en un 30/o en promedio; con lo cual las pérdidas totales oscilarán en alrededor del 14 al 150/o en total.

c) Demanda Máxima a Nivel de S/E Principal

La demanda máxima de potencia crecerá desde 565 MW en 1978, hasta 2160 MW en 1990 (11,820/o de crecimiento anual).

Para el cálculo de esta demanda, el factor de carga considerado fluctúa entre 50 y 520/o, el mismo que se encuentra fuertemente influenciado por los factores de carga de las áreas de Quito y Guayaquil que alcanzan valores entre 53 y 540/o actualmente.

Los valores de factores de carga que a nivel nacional se presentan, obedecen al importante desarrollo industrial que está previsto en los próximos años y permitirá mantener los factores de carga indicados, compensando la disminución provocada por el crecimiento de la electrificación residencial y rural.

2.3. Previsión Sectorial Nacional

Según lo explicado en el numeral 1 esta previsión fue obtenida aplicando modelos estadísticos para la determinación de los consumos de los diferentes sectores (residencial, comercial, industrial, etc.), a nivel nacional.

Este método ha permitido obtener resultados que sirven para verificar la previsión efectuada por el procedimiento de cálculo sectorial regionalizado.

2.3.1. Consumo Residencial. Se utilizaron dos modelos:

Modelo A:

El cual tomó como variables explicativas las siguientes:

- Población total
- Habitantes por abonado
- Consumo por abonado (kWh/abon.)

Modelo B:

El cual utiliza como variables explicativas las siguientes:

- Población total
- Consumo por habitante (kWh/hab.)
- Gasto por habitante (US\$/hab.)

Las siguientes conclusiones se desprenden de la aplicación de estos dos modelos:

- Los resultados obtenidos de la utilización de los dos Modelos A y B, son del mismo orden de magnitud, siendo los obtenidos por el segundo de ellos (B) ligeramente menores a los de (A).

- La proyección de los parámetros básicos de cálculo para cada modelo, como son el consumo específico por abonado y el consumo específico por habitante, han sido obtenidos por correlaciones con variables explicativas comunmente empleadas en este tipo de proyecciones (tiempo y renta).
- Los valores obtenidos en la proyección de estos parámetros se encuadran dentro del marco de referencia de los países sudamericanos en general.
- Las tasas obtenidas para el crecimiento del consumo son menores en el modelo B que en el modelo A, llegándose en el período 1990—2000 a valores menores del 6% los cuales son propios de países con alto nivel de desarrollo.
- El modelo B ha requerido utilizar variables explicativas exógenas cuya consistencia es un tanto limitada mientras que el modelo A ha utilizado variables cuyos ajustes han sido de carácter autónomo y con correlación adecuada.

Por las razones indicadas se ha adoptado el Modelo A como el apropiado para proyección del consumo residencial dentro del método sectorial nacional que se analiza el cual se describe detalladamente (*).

a) Estimación de la Población de Areas Servidas.

Partiendo de las cifras estadísticas mostradas en el cuadro 7.2, se utilizó el modelo estadístico:

$$P_t = \alpha + \beta\gamma^t \quad \text{donde:}$$

P_t = Población de un año t
 t = tiempo

Los resultados obtenidos dieron la ecuación de regresión siguiente:

$$P_t = 1414,7 + 3505,06 \times 1,041^t$$

Siendo el coeficiente de correlación bastante alto (0,99992).

El detalle de los resultados obtenidos se muestran en el cuadro 7.3 y cuyo resumen es:

Años	Población (**) (miles de hab.)
1978	7569
1985	9565
1990	11378
1995	13595
2000	16306

b) Habitantes por Abonado

Para la determinación de la relación entre el número de habitantes y el de abonados residenciales se utilizaron dos modelos:

Modelo de ajuste exponencial modificado de la forma:

$$H(t) = \alpha + \beta\gamma^t \quad y$$

(*) La descripción del Modelo B se presenta en el TOMO II

(**) Población de área eléctricamente servida.

— Modelo de ajuste logístico de la forma

$$\text{Ln. H (t)} = \frac{K}{1 + \alpha e^{\beta t}}$$

Los resultados obtenidos para cada uno de los modelos, fueron los siguientes:

$$H(t) = 9,98 + 35,424 \times 0,882^t$$

$$\text{y LnH (t)} = \frac{1,3863}{1 - 0,81245e^{-0,03551t}}$$

H = (hab./abon.)

El primero de estos modelos fue eliminado porque prefijaba el límite de la relación en 9,98, valor éste considerado alto para el Ecuador, ya que como se ha dicho, se estima que para llegar a un servicio residencial de 100% este valor debería ser aproximadamente 6.

El segundo de los modelos permitió obtener cifras más consistentes y por tal razón fue utilizado para la determinación de la relación: habitantes/abonado. Los resultados de la proyección de la relación en mención se incluyen en el cuadro 7.3.

c) Consumo por abonado

Se utilizó una correlación de ajuste del tipo exponencial modificado de la forma:

$$E(t) = \alpha + \beta \gamma^t ; \quad E(t): \text{kWh/abon.}$$

aplicando los datos estadísticos correspondientes se obtiene la ecuación :

$$E(t) = 3463,3 - 2337,7 \times 0,9879^t$$

El detalle de esta proyección se presenta en el cuadro 7.3

d) Proyección del Consumo Residencial

Una vez determinados los parámetros indicados en los literales a, b y c se efectuó la proyección del consumo residencial total, la misma que se muestra en el cuadro 7.3. y cuyo resumen es el siguiente:

Año	Consumo (GWh)
1980	1032
1985	1757
1990	2694
1995	3845
2000	5329

Estos valores determinan tasas medias de crecimiento de 11,23% para el período 1980—1985, de 8,92% para el período 1985—1990 y de 7,06% para el período 1990—2000.

2.3.2 Consumo Comercial.— La proyección del consumo comercial normalmente se la realiza como función del consumo residencial, por tal razón en base a la información estadística disponible (período 1965—1978) se determinó la relación del consumo comercial y el residencial.

Los datos obtenidos y su variación a través de los años indujeron a correlacionar la relación indicada con el tiempo, mediante un modelo de ajuste del tipo logístico. El resultado de este ajuste dió la siguiente ecuación de correlación:

$$\frac{C_c}{C_r} = \frac{39,25867}{1 + 0,456997e^{-0,48541t}}$$

Cuyo coeficiente de correlación era de 0,86313 y un error típico de 1,61%.

Determinada la correlación se proyectó la relación indicada, cuyos resultados se muestran en el cuadro 7.4.

Tomando como referencia los datos de la proyección del consumo residencial obtenido por el modelo A, se determinó la proyección del consumo comercial, la cual se presenta en el cuadro 7.4., y cuyo resumen es el siguiente:

Año	Consumo Comercial (GWh)
1980	406
1985	691
1990	1059
1995	1511
2000	2094

Las tasas medias de crecimiento resultantes de esta proyección son iguales a las del consumo residencial, ya que la relación entre los dos se mantiene constante prácticamente durante todo el período de proyección.

2.3.3 Consumo de Alumbrado Público y Otros.— La proyección del consumo de Alumbrado Público y otros se presenta en el cuadro 7.4.

Para la determinación se ha utilizado tanto el valor per cápita de este tipo de consumo así como su relación porcentual con la suma de los consumos residencial y comercial, extrapolando el consumo de Alumbrado Público y otros de modo de obtener una saturación compatible en los dos indicadores considerados.

2.3.4 Consumo Industrial.— Se han considerado las 3 variables más relevantes en este sector:

- **Producto Interno Bruto (PIB)** del sector, por su alta correlación con el Valor Agregado el cual es un buen indicador de la actividad industrial.
- Consumo específico, el cual relaciona el nivel de actividad del sector con los requisitos del insumo eléctrico, según su estructura interna a través del tiempo.

— Precios relativos de los diversos factores de producción y de las formas energéticas alternativas disponibles en el mercado.

La consideración de las dos primeras variables ha dado resultados bastante aceptables en los diversos métodos empleados. Por el contrario, ha sido imposible determinar satisfactoriamente la influencia de los precios.

Esto último es bastante frecuente en el estudio de la demanda eléctrica del sector industrial. Las elasticidades demanda/precio son pequeñas en este sector; e incluso las elasticidades cruzadas (demanda/precio de otras formas energéticas) son despreciables debido a la rigidez de las tecnologías básicas empleadas por el sector. Por lo tanto, es necesario tener bases estadísticas muy detalladas y confiables para, mediante cuidadosos estudios, llegar a determinar este tipo de influencias. Intentos en este sentido, han quedado, en general como estudios académicos y sin interés práctico. (*)

Por lo anterior, el análisis semi global realizado se ha basado en el comportamiento de las dos primeras variables a través de modelos (condicionales directos y adaptativos y descomposición de la tendencia de crecimiento vegetativo y estructural).

Tanto para el uno como para el otro procedimiento, se han utilizado varios tipos de correlaciones con las que se han estudiado diversas relaciones entre los parámetros en mención mediante modelos estáticos y dinámicos.

Luego de analizar una serie de alternativas posibles (**) y considerando el tipo de información requerida, se seleccionaron tres expresiones que relacionaban la tasa de crecimiento del consumo eléctrico, con la tasa de crecimiento del PIB industrial, observándose que generaban resultados relativamente semejantes.

Por tal razón se obtuvo una relación que permitía lograr cifras promedias a las determinadas por las 3 expresiones antes mencionadas.

Esta relación fue la siguiente:

$$T_e = 5,35 + 0,76 T_p$$

donde.

T_e = Tasa de crecimiento del consumo eléctrico.

T_p = Tasa de crecimiento del PIB industrial.

El PIB industrial fue determinado en base a pronósticos recientes de la Junta Nacional de Planificación (Estrategia de Desarrollo, Julio 1979).

En dichos estudios se ha considerado que el producto interno bruto del sector industrial tendrá tasas de crecimiento paulatinamente decrecientes entre 1978 y el año 2000, con una tasa media de 80/o, en el período y una tasa final de sólo 50/o.

(*) Ver análisis efectuado en TOMO II.

(**) Ver detalle de cada una de las alternativas estudiadas en TOMO II.

De acuerdo con las anteriores metas el PIB industrial, que en 1978 alcanzó a 32076 millones de sucres, llegaría a 174447 millones de sucres en el año 2000, considerando moneda constante a nivel de 1978.

Visualizando el PIB del período estadístico de 14 años (1965—1978) y la meta adoptada para el año 2000, se observa que se presentan bien a través de una función logística, con su correspondiente término de saturación.

Se ha efectuado un ajuste logístico para obtener los valores del PIB industrial entre los años 1978 y 2000.

La expresión obtenida es:

$$\text{Ln}(P_t) = \frac{13,07817}{1 + 0,259653.e^{-0,051481.t}}$$

Como se ha dicho, esta expresión da tasas anuales decrecientes del PIB entre los valores 12,20/o para el año 1979 y 5,00/o para el año 2000;. El valor 12,2 corresponde, aproximadamente, al crecimiento medio del último trienio.

Para obtener la previsión total del consumo eléctrico del sector industrial, se ha calculado, año a año, la tasa de crecimiento del consumo en función de la tasa de crecimiento del PIB, utilizando la expresión antes señalada.

La previsión se ha obtenido a través de la aplicación consecutiva de las tasas anuales de crecimiento, obtenidas por el procedimiento anteriormente explicado.

Los resultados obtenidos se incluyen en el cuadro 7.5. Se ha asignado una participación decreciente a los autoprodutores, llegándose a un 50/o en 1990, proporción que se ha mantenido constante en el futuro. Las tasas medias de crecimiento para el período estadístico de 14 años, fueron de 8,70/o y 12,40/o para el PIB y el consumo eléctrico respectivamente.

Para la previsión, dichas tasas bajan a 8,00/o y 11,40/o respectivamente.

- 2.3.5. Resultados de la Previsión Sectorial Nacional.— Los valores obtenidos para los diferentes sectores constan en los cuadros No. 7.3, 7.4 y 7.5 para consumos: residencial, comercial, alumbrado público y otros, e industrial respectivamente.

El resumen de esta proyección se presenta en los cuadros 7.6 y 7.6A.

Las cifras globales obtenidas se resumen en los siguientes valores:

Año	Consumo Total (GWh)	Demanda Total (GWh)
1980	2930	3407
1985	4921	5599
1990	7958	9022
1995	12155	13766
2000	17976	20334

Las tasas medias de crecimiento obtenidas son las siguientes para los diversos períodos: 10,93% (1980—1985); 10,09% (1985—1990); 8,49% (1990—2000).

Una comparación con los resultados obtenidos en la previsión sectorial regionalizada indica que los valores globales son: 2,7% superior en 1980, 9,3% inferior en 1985 y 7,9% inferior en 1990.

2.3.6 Determinación de un Intervalo de Confianza.— Las tasas de crecimiento medias obtenidas para el período 1980—1990 por el método Sectorial Nacional (10,51%), son menores que las previstas en tal período por la mecánica del método sectorial regionalizado, el cual dió una tasa de 11,71%.

Por esta razón, y para valorizar el nivel de significación de la diferencia de las dos proyecciones, se estimó necesario determinar un intervalo de confianza a nivel de 90% de garantía.

Con este objetivo se tomó como base la proyección del consumo lograda por el método Sectorial Nacional, efectuándose una correlación entre los valores proyectados por tal método con la previsión del PIB total determinado anteriormente y el tiempo. Para este fin se empleó un modelo de ajuste mixto (condicional—con componente de tendencia) de tipo geométrico exponencial de la forma:

$$C(t) = K(\text{PIB})_{(t)}^{\alpha} \cdot e^{\gamma t}$$

Con los datos de proyección del consumo se lograron los siguientes resultados:

$$C(t) = 0,000415 \cdot (\text{PIB})_{(t)}^{1,25576} e^{0,019904t}$$

Cuyo coeficiente de correlación fue bastante alto (0,99076).

Con estos valores y una vez determinada la variación no explicada y el error típico de estimación se determinaron los niveles superior e inferior del intervalo de 90% de confianza. (Ver cuadros 7.6B y 7.6C)

Graficando la proyección obtenida por los dos métodos y los niveles correspondientes del intervalo de confianza (ver gráfico 7.3), se observa que la proyección por el método sectorial regionalizado es algo más alta que la obtenida por el método sectorial nacional dentro del límite superior del intervalo.

2.4. Previsión Global Nacional

Dos fueron las variables explicativas utilizadas:

- a) El PIB total y
- b) El tiempo

Estas dos variables se las utilizó en dos modelos por separado, el primero de tipo adaptativo autónomo y el segundo del tipo adaptativo condicionado.

Los resultados obtenidos permitieron concluir que dentro del método global adoptado, el que representaría adecuadamente el consumo de energía eléctrica sería el modelo Adaptativo Autónomo, ya que el condicionado daba resultados que si bien es

cierto, numéricamente eran similares a los obtenidos por el otro, la correlación lograda no era lógica, pues no refleja el fenómeno causal entre el PIB y el consumo (proporción directa) (*).

Con el modelo adaptativo autónomo se analizó el comportamiento de las tasas continuas (instantáneas) del crecimiento eléctrico durante el período histórico 1965 — 1978, encontrándose que tales tasas tuvieron un comportamiento bastante errático, lo que dificultó su ajuste con algún tipo de correlación que la explicase.

Por esta razón se tentaron varios modelos adaptativos del tipo exponencial más general en los cuales se asumieron diversos ajustes para la tasa de crecimiento.

El tipo de función utilizada fue:

$$C_t = K \times e^{f(t) \cdot t}$$

donde:

C_t = Consumo de energía en un año t

$f(t)$ = Función que describiría la evolución de la tasa instantánea de crecimiento de CEE.

t = Tiempo

dentro de este contexto las funciones utilizadas para $f(t)$ fueron las siguientes:

- a) $f(t) = \alpha$
- b) $f(t) = a + bt$
- c) $f(t) = a \pm bt \pm ct^2$
- d) $f(t) = a \pm bt \pm ct^2 \pm d t^3$

Las tres primeras funciones utilizadas se descartaron porque producían resultados inconsistentes. (**)

La cuarta función que fue seleccionada para la proyección asumía que la tasa de crecimiento evolucionará según una curva parabólica cúbica sometida a dos factores de saturación para la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica: 11,50/o en 1985 y 60/o en el año 2000.

Estos factores de saturación fueron definidos según el contexto de la curva mundial de AOKI (**)

El resultado obtenido fue el siguiente:

$$C(t) = 448,24 \cdot e^{(0,52579 + 0,007371t - 0,000264t^2 + 0,000003t^3)t}$$

cuyo coeficiente de correlación fue muy bueno ($r = 0,998174$) y un error tipo de 30,95. Con lo cual la tasa continua de crecimiento en el año t es:

$$T = 0,059689 + 0,013162 t - 0,000775 \cdot t^2 + 0,00011 t^3$$

(*) Ver análisis de método adaptativo condicionado en TOMO II

(**) Ver detalles en TOMO II.

En el gráfico 7.2 se presenta la evaluación de la tasa continua de crecimiento del consumo eléctrico al año 2000. El consumo de energía eléctrica por habitante y su tasa de crecimiento en el Ecuador y países miembros de la CIER, constan en los gráficos 7.2A y 7.2B.

La proyección lograda por este método consta en el cuadro 7.7 y un resumen es el siguiente:

Año	Consumo (GWh)
1980	2779,1
1985	5121,7
1990	8514,4
1995	12661,8
2000	17390,8

Las tasas medias que se logran con esta proyección son: 13,01% (1980—1985); 10,7% (1985—1990) y 7,4% (1990—2000).

3. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE PREVISION DE DEMANDA

- a) La utilización de tres metodologías distintas de proyección, han buscado evaluar los diferentes resultados obtenidos y valorizar el nivel de significación de las diferencias producidas.
- b) Con el método sectorial regionalizado se han logrado proyecciones por sector de consumo y para cada región del País, según las tendencias observadas y perspectivas existentes.
- c) Dicho método es de gran utilidad, ya que al no disponerse de estadísticas regionalizadas extensas y confiables de parámetros macroeconómicos, no se han podido efectuar proyecciones por métodos globales que las relacionen con las perspectivas de desarrollo para cada zona.
- d) El método sectorial nacional, por el contrario, al posibilitar utilizar la información por sectores sin desglose ha permitido análisis globales para cada sector de consumo a través de variables macroeconómicas, cuyos resultados centran el desarrollo del Sector Eléctrico dentro de las perspectivas de desarrollo económico definidas por organismos especializados del Estado; por esta razón se considera que este método representa en mejor forma la evolución del consumo de energía eléctrica del País.
- e) En el método global nacional se ha recurrido a efectuar una previsión en función de la evolución observada y esperada de las tasas de crecimiento del consumo eléctrico total y del PIB, considerando aspectos únicamente tendenciales con parámetros de saturación.
- f) Por lo que explica el acápite (d), se ha tomado como referencia la previsión sectorial nacional para definir el intervalo de 90% de confianza.

g) Una síntesis de las previsiones logradas por cada método es la siguiente:

Año	Sectorial Regionalizado		Sectorial Nacional		Global Nacional	
	Consumo (GWh)	Tasa ^{o/o}	Consumo (GWh)	Tasa ^{o/o}	Consumo (GWh)	Tasa ^{o/o}
1980	2854	13,7	2930	10,9	2779	13,0
1985	5425	9,8	4921	10,1	5122	10,7
1990	8639		7957	8,8	8514	8,3
1995			12155	8,1	12662	6,6
2000			17976		17391	

Como es frecuente la previsión sectorial por regiones da valores totales superiores a los obtenidos por métodos más globales.

La graficación de la proyección anual por cada método se presenta en el gráfico 7.3, donde se incluye los límites superior e inferior del intervalo en mención.

- h) Observando el gráfico 7.3 se concluye que las previsiones hechas por el método sectorial regionalizado y global nacional caen dentro del intervalo de 90^{o/o} de confianza, aunque son algo más altas que la previsión media sectorial nacional.
- i) Si en la previsión sectorial regionalizada se excluye el consumo industrial puntual de Ecuasider (*) (lo cual representa una demanda totalmente fuera del nivel de las industrias existentes y previstas), se logra que la misma sea apenas ligeramente superior a la media.
- j) Los esfuerzos concentrados para desarrollar un determinado proyecto de gran importancia relativa como es el proyecto de Ecuasider, normalmente inciden en una desaceleración en la actividad de otras ramas del sector industrial. Este tipo de compensaciones interramales e intersectoriales pueden muy bien ser consideradas a través de los estudios globales con modelos condicionados mediante variables macroeconómicas.
- k) El período de estudio que interesa, tanto por la adopción de esquemas de equipamiento a definir cuanto por el estudio financiero que requiere y debe efectuarse, alcanza hasta el año 1985; sin embargo, como varios de los proyectos que deberán entrar con posterioridad a 1985 tienen que ser decididos en el período 1980 – 1985, se ha extendido la proyección hasta 1990 con los tres métodos y hasta el 2000 con los dos nacionales, esto último, para ampliar el horizonte de estudio de la simulación de la operación de cada una de las secuencias que se analizarán.
- l) En resumen, del análisis de los resultados de las previsiones logradas por los tres métodos, se desprende que las diferencias encontradas no tienen significación para el intervalo de 90^{o/o} de confianza, pues aquellos son menores al 13^{o/o} durante el período (1980–2000).
- m) Por la consistencia que tienen los resultados del método sectorial nacional se ha decidido adoptar tal previsión a nivel general.
- n) Para los Sistemas Regionales se ha adoptado la previsión sectorial regionalizada pues, ésta a la vez que coincide con la previsión sectorial nacional (excluyendo Ecuasider), contiene el detalle de la previsión para cada zona.

(*) Empresa Siderúrgica Ecuatoriana (1983)

- o) Se ha considerado adecuado utilizar para fines de equipamiento del Sistema Nacional Interconectado si las condiciones financieras lo permiten, el límite superior del intervalo de 90% de confianza, con lo cual se estaría asegurando un buen margen de reserva en el suministro de energía en el caso de que la demanda real evolucionase con valores algo más superiores a la previsión media; en el caso que por limitaciones financieras, no sea posible efectuar el equipamiento que se menciona, se ha previsto utilizar la previsión media sectorial nacional para los fines indicados.
- p) Finalmente se ha visto la conveniencia de utilizar para los estudios financieros tanto globales como regionalizados, la previsión sectorial nacional, pues al obtener resultados lo suficientemente mensurados, que cubrirían contingencias e imprevistos, se daría un límite de seguridad más confiable.

4. ESTUDIO DE LOS COEFICIENTES DE FORMA DE LA DEMANDA

El análisis de los coeficientes de forma de la demanda eléctrica, tiene el objetivo de dar a las previsiones de consumo, un detalle de modulación a través del tiempo; esto es, determinar variaciones estacionales, fluctuaciones entre días festivos y de trabajo y forma de las curvas de cargas horarias.

La importancia de este análisis radica en el hecho de que la demanda de energía presenta variaciones cíclicas a través del tiempo, fluctuando según sea el mes del año, el día de la semana y la hora del día en que transcurra.

Es necesario determinar estas modulaciones cíclicas, y la componente aleatoria, de modo de disponer de la información requerida para los estudios de operación simulada y análisis eléctricos del sistema.

Los parámetros que han sido definidos con este estudio son los siguientes:

- Índice de estacionalidad
- Coeficiente de ponderación de día festivo
- Curva de duración mensual
- Curva modificada de carga mensual (parabólica)
- Curva de carga diaria

4.1 Indices de Estacionalidad

Estos índices traducen el efecto del ritmo estacional sobre el consumo de energía eléctrica de cada mes.

Normalmente este índice se suele expresar como la proporción que significa la generación real de cada mes con respecto a la generación promedio mensual, que se la estima eliminando el efecto tendencial de crecimiento de la demanda.

Para determinar estos índices, es necesario disponer de estadísticas de generación mensual lo suficientemente largas y confiables, que aseguren la estabilidad de los datos.

Lamentablemente no ha sido posible disponer de tales estadísticas a nivel global, por lo cual se ha recurrido a utilizar las estadísticas más completas que poseen las dos empresas más grandes del País, la Quito S.A. y Emelec (*), estadísticas que cubren el período 1965 - 1978.

El análisis se hizo en forma separada en cada empresa para luego globalizarlo en una sola.

(*) Las cuales además generan más del 70% de la energía eléctrica demandada, por el País.

4.1.1. Metodología Empleada.— Estadísticamente existen varios modelos para calcular los índices en mención. Sin embargo, en función de las actuales disponibilidades de computación, se han utilizado dos de aquellos, con resultados adecuados.

El cálculo se ha basado en un modelo multiplicativo de la demanda, empleando dos métodos alternativos:

- Métodos de Regresión
- Método de Pearson (eslabones relativos)

Los dos métodos emplean el criterio de eliminar de la serie de datos originales, la componente de crecimiento tendencial, permitiendo obtener el aislamiento del efecto estacional en tal serie. (*)

Los métodos indicados difieren en la técnica empleada para eliminar la componente tendencial; pues el primero de aquellos calcula explícitamente tal tendencia mediante un ajuste lineal (mínimos cuadrados), para luego eliminarla, en cambio el segundo elimina progresivamente la tendencia para la cual utiliza tres etapas:

- a) Reemplazo de las cifras absolutas de generación mensual, por las variaciones experimentadas entre dos meses consecutivos.
- b) Cálculo de las medianas de las variaciones correspondientes a los meses del mismo nombre en el período, lo cual da como resultado índices con base variable en el mes inmediatamente anterior.
- c) Conversión de estos índices con base variable, a índices con base fija, y ajuste exponencial de estos últimos para eliminar los residuos de tendencia.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

(*) Ver detalle del proceso de cálculo de los dos métodos en TOMO II.

INDICES DE ESTACIONALIDAD (o/o)

MES	E.E. QUITO		EMELEC		E. E. QUITO + EMELEC	
	Regresión	Pearson	Regresión	Pearson	Regresión	Pearson
Enero	100.4	100.6	105.2	104.5	103.2	103.0
Febrero	95.2	94.7	92.0	91.6	93.4	92.8
Marzo	103.6	102.9	102.7	102.0	103.2	102.6
Abril	100.2	100.0	100.9	100.9	100.9	100.6
Mayo	102.8	102.4	104.7	104.8	103.9	103.8
Junio	100.9	100.9	99.1	99.5	99.9	99.8
Julio	101.1	104.1	97.6	98.4	99.1	99.5
Agosto	98.0	97.8	98.9	97.2	98.5	98.7
Septiembre	96.5	96.5	96.5	99.2	96.5	96.9
Octubre	102.3	102.9	98.5	97.3	100.1	100.4
Noviembre	100.3	100.5	96.6	98.8	98.2	98.5
Diciembre	98.6	99.5	107.1	106.8	103.5	103.8

Las graficaciones de estos resultados se presentan en los gráficos 7.4 y 7.5.

Comparando los resultados muy coincidentes obtenidos por los modelos, se concluye que la variación estacional que afecta a la serie de datos originales, es similar y de poca importancia, por lo cual los dos modelos podrían ser utilizados indistintamente.

Del análisis efectuado de los resultados se desprenden las siguientes conclusiones:

- a) Las variaciones mensuales que se observan son pequeñas, ya que las desviaciones porcentuales respecto a la media mensual no superan en general al 5^o/o (ver gráficos 7.4 y 7.5.).
- b) El mes de más bajo consumo es Febrero
- c) Para Emelec los meses de mayor consumo son Diciembre y Enero.
- e) Para el sistema de Quito el mes de mayor consumo podría ser Octubre.

4.2. Coeficiente de Ponderación Diaria

Este índice expresa la relación existente entre el consumo de energía de un día feriado típico (Domingo) respecto a un día laborable también típico (Miércoles).

Para su cálculo se especificaron los terceros Miércoles y Domingos de cada mes para los sistemas Quito y Emelec.

Posteriormente los meses que se seleccionaron fueron Abril y Octubre, los cuales resultaron ser los más estables en cuanto a consumo de energía, según los coeficientes de fluctuación estacional antes determinados.

La información que se ha dispuesto cubre el período de 1971—1976.

Los resultados obtenidos permiten concluir para las dos empresas sumadas que, el consumo de un día feriado frente a uno de trabajo es alrededor del 72.5^o/o. En la zona de Guayaquil esta relación está por 74^o/o, mientras que en la zona de Quito está por el 70^o/o.

4.3. Curva de Duración Mensual

Para definir la curva de duración mensual de las Empresas de Quito y Guayaquil, se ha utilizado la información horaria de la demanda de potencia de tales empresas para los meses de Abril y Octubre del período 1970—1976.

Con tal información se procedió a determinar la relación entre demanda máxima y demanda mínima para cada uno de tales meses, encontrándose los siguientes resultados:

Año	Mes	D.Min/D.Màx	Año	Mes	D.Min/D.Màx.
1970	Octubre	0,29	1973	Octubre	0,31
1971	Abril	0,29	1974	Abril	0,30
1971	Octubre	0,30	1974	Octubre	0,30
1972	Abril	0,31	1975	Abril	0,32
1972	Octubre	0,31	1975	Octubre	0,31
1973	Abril	0,30	1976	Octubre	0,32

Se determinó la mediana de estas relaciones, en un valor de 0,30, y se seleccionó como mes típico al mes de Abril de 1974, por ser su relación de D.Min/D. Máx igual a la mediana y por tener además la información completa.

Se ordenaron los datos de demanda horaria de este mes, de mayor a menor, y se calculó el índice de potencia horario (Ci) respectivo, mediante la siguiente fórmula:

$$C_i = \frac{D_i}{D. \text{màx.}} \times 100$$

donde: D_i = Demanda en la hora i

$D. \text{màx.}$ = demanda máxima horaria en el mes.

Con los valores calculados se trazó el gráfico de la curva de duración mensual (ver gráfico 7.6).

4.4. Curva Modificada de Carga Mensual

Con los datos de los índices de potencia (C_i), calculados en el numeral anterior, y ordenados de mayor a menor, se determinó el índice horario de energía (F_i) de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$F_i = 100 - \left(\sum_{j=1}^i C_j - i.C_j \right) \frac{D. \text{màx.}}{E}$$

$D. \text{màx.}$ = Demanda máxima horaria del mes.

E = Energía generada en todo el mes.

C_i = Índice de potencia de la hora i

El detalle de los valores calculados consta en TOMO II.

Se conoce que el factor de carga (fc) puede ser calculado como sigue:

$$fc = \frac{C_i \text{ min.}}{F_i \text{ Min}}$$

Utilizando los cálculos efectuados para los dos índices se ha determinado que:

$$fc = 0,596 \text{ (factor de carga mensual)}$$

En el gráfico 7.7 se presenta la curva modificada de carga mensual (parabólica) construida con los datos de C_i , F_i , relación $D. \text{min} / D. \text{màx.}$, y fc .

4.5. Curva de Carga Diaria

Se calcularon los índices de potencia diarios para los meses de Abril y Octubre del período 1970—1976 obteniéndose el valor promedio del período con los cuales se construyó la curva de carga diaria, mostrada en el gráfico 7.8.

CUADRO 7.1

ESTUDIO DEL MERCADO
PREVISION SECTORIAL REGIONALIZADA

AÑO	Poblac. (miles)	Poblac. Servida o/o	Habit. por Abor.	ABONADOS(miles)		CONSUMOS (GWh)				TOTAL	Perd. o/o	DEMANDA		
				Resid.	Comerc.	Resid.	Comerc.	Indus.	Alumbrad. Otros			Energía (GWh)	F.C. o/o	Potencia (MW)
1975	6924.5	31.6	19.0	364.7	68.9	487.2	191.6	528.2	132.9	1339.9	16.0	1594.8	50.8	358.5
1976	7159.2	33.3	18.0	397.8	76.3	587.7	234.5	590.1	163.9	1576.2	13.9	1830.8	50.5	413.9
1977	7400.7	35.7	16.8	441.0	83.7	668.4	263.7	693.1	189.7	1814.9	14.7	2127.2	50.6	479.8
1978	7649.9	38.2	15.7	488.9	91.3	792.4	299.9	863.3	226.2	2181.8	15.2	2573.5	52.0	564.5
1979	7915.7	40.5	14.8	535.5	98.7	909.8	344.6	971.3	250.4	2476.1	14.4	2892.1	50.5	653.2
1980	8170.7	43.2	13.9	587.5	106.3	1044.6	385.2	1148.2	275.5	2853.5	14.0	3319.2	50.7	748.0
1981	8450.6	45.5	13.2	640.6	114.8	1177.3	440.2	1374.7	301.8	3294.0	13.6	3812.4	50.8	856.8
1982	8744.3	47.6	12.6	695.4	122.6	1327.0	496.3	1526.6	330.4	3680.3	13.4	4248.4	50.8	953.8
1983	9035.7	50.0	12.0	750.2	130.0	1476.0	547.9	1944.7	362.7	4331.3	12.6	4957.1	49.6	1140.4
1984	9332.5	52.2	11.5	809.7	138.3	1660.9	603.6	2229.7	398.5	4962.7	12.1	5643.5	51.8	1243.1
1985	9639.6	54.6	11.0	876.2	147.3	1865.7	669.2	2458.6	431.3	5424.8	12.0	6165.4	51.9	1357.3
1986	9967.8	57.1	10.5	946.5	156.3	2094.8	738.8	2636.9	473.9	5944.4	12.0	6752.6	51.8	1486.7
1987	10308.3	59.4	10.1	1021.9	165.5	2351.2	816.7	2831.4	524.5	6523.8	11.9	7408.6	51.9	1630.7
1988	10661.6	62.5	9.6	1107.6	176.6	2636.9	904.9	3046.8	575.2	7163.8	11.9	8130.3	51.9	1789.7
1989	11030.4	65.2	9.2	1196.5	186.7	2955.2	997.6	3282.1	630.4	7865.3	11.9	8929.4	51.9	1965.3
1990	11412.5	68.2	8.8	1294.1	198.0	3312.6	1097.4	3539.1	690.2	8639.3	11.9	9810.8	51.8	2160.1
TASA CREC o/o	3.4			8.8	7.3	13.6	12.3	13.5	11.6	13.2		12.9		12.7

ESTADISTICA BASICA DEL SECTOR RESIDENCIAL

AÑOS	Consumo Residencial	No de abonados	Población area servida	Habitantes Por abonado	Consumo Por abonado	Gasto Per-cápi-ta	Consumo Per-cápi-ta	Precio me-dio del kWh residencial	Precio medio (*)	Tasa crec. consumo Per cápita	Tasa crec. Gastos Per cápita
	(G Wh)	(miles)	(10 ³ hab.)	(No.)	(kWh/ab.)	(sucr./hab.)	(kWh/hab)	(\$. /kWh)	(\$. /kWh)	(%)	(%)
1965	157,9	123,6	5.064	41,0	1.278	12.275	31,2			6,0	- 1,7
1966	173,1	149,0	5.214	35,0	1.162	12.071	33,2			6,2	1,1
1967	191,2	159,9	5.396	33,7	1.196	12.208	35,4			9,5	2,6
1968	215,9	178,0	5.528	31,1	1.213	12.538	39,1			10,3	- 0,5
1969	248,4	192,3	5.692	29,6	1.292	12.476	43,6			8,6	- 2,8
1970	279,7	207,3	5.860	28,3	1.349	12.137	47,7	0,530	1.394	- 0,6	1,2
1971	306,9	229,2	6.048	26,4	1.339	12.289	47,4	0,646	1,553	13,3	2,1
1972	341,6	247,8	6.244	25,2	1.379	12.557	54,7	0,749	1,671	1,8	4,7
1973	359,0	292,2	6.447	22,1	1.198	13.182	55,7	0,764	1,518	8,7	8,6
1974	405,9	325,9	6.656	20,4	1.245	14.415	61,0	0,740	1,190	14,0	6,7
1975	487,2	364,7	6.873	18,8	1.336	15.443	70,9	0,761	1,071	14,4	4,0
1976	587,7	397,8	7.099	17,8	1.477	16.093	82,8	0,859	1,023	9,2	4,2
1977	668,4	441,0	7.331	16,6	1.516	16.791	91,2	0,899	1,006	12,9	0,2
1978	792,4	488,9	7.569	15,5	1.621	16.820	104,7				

CONSUMO RESIDENCIAL

Año	Población Total (Miles)(*)	Habitantes Por Abon. (**)	Número Abonados (Miles)	Consumo por Abon. (***) (kWh/abon.)	Consumo Total (GWh)
1965	5064	41,0	123,6	1278	157,9
1966	5214	35,0	149,0	1162	173,1
1967	5396	33,7	159,9	1196	191,2
1968	5528	31,1	178,0	1213	215,9
1969	5692	29,6	192,3	1292	248,4
1970	5860	28,3	207,3	1349	279,7
1971	6048	26,4	229,2	1339	306,9
1972	6244	25,2	247,8	1379	341,6
1973	6447	22,1	292,2	1198	359,0
1974	6656	20,4	325,9	1245	405,9
1975	6873	18,8	364,7	1336	487,2
1976	7099	17,8	397,8	1477	587,7
1977	7331	16,6	441,0	1516	668,4
1978	7569	15,5	488,9	1621	792,4
1979	7819	14,2	550,6	1641	903,6
1980	8081	13,0	621,6	1660	1031,9
1981	8355	12,1	690,5	1678	1158,7
1982	8639	11,3	764,5	1695	1295,9
1983	8935	10,6	842,9	1712	1443,1
1984	9244	10,1	915,2	1729	1582,5
1985	9565	9,5	1006,8	1745	1756,9
1986	9899	9,1	1087,8	1761	1915,6
1987	10247	8,7	1177,8	1777	2093,0
1988	10609	8,3	1278,2	1793	2291,8
1989	10986	8,0	1373,3	1808	2482,8
1990	11378	7,7	1477,7	1823	2693,8
1991	11787	7,5	1571,6	1838	2888,6
1992	12212	7,3	1672,9	1855	3103,2
1993	12655	7,0	1807,9	1867	3375,3
1994	13116	6,9	1900,9	1881	3575,5
1995	13595	6,7	2029,1	1895	3845,2
1996	14095	6,5	2168,5	1909	4139,6
1997	14615	6,4	2283,6	1922	4389,1
1998	15156	6,2	2444,5	1935	4730,1
1999	15719	6,1	2576,9	1948	5019,8
2000	16306	6,0	2717,7	1961	5329,3

(*) Población de área eléctricamente servida.

(**) Extrapolado mediante el ajuste logístico:

$$\ln H_t = \frac{1,3863}{1 - 0,81245 \cdot e^{-0,3551 \cdot t}}$$

(***) Mediante ajuste:

$$E_t = 3463,3 - 2337,7 \times 0,9878^t$$

CUADRO 7-4

PREVISION CONSUMO COMERCIAL				PREVISION ALUMB. PUBLICO/OTROS		
AÑOS	Consumo Residenc. (GWh) (*)	C. Com. C. Res. (o/o) (**)	Consumo Comerc. (GWh)	Unitario (kWh/hab.)	o/o de Resid. + Comercial (GWh)	Consumo Total (***)
1965	157,9	31,3	52,5	15,8	38,1	80,1
1966	173,1	31,5	54,6	13,3	30,3	69,1
1967	191,2	36,7	70,2	14,6	30,1	78,8
1968	215,9	37,7	81,4	14,9	27,7	82,5
1969	248,4	37,1	93,0	16,1	26,8	91,4
1970	279,7	36,9	103,4	14,9	22,7	87,1
1971	306,9	38,9	116,5	16,2	23,1	97,7
1972	341,6	39,6	135,4	16,6	21,7	103,5
1973	359,0	40,9	147,0	19,1	24,3	123,2
1974	405,9	43,7	177,4	23,9	27,3	159,0
1975	487,2	39,3	191,6	19,34	19,6	132,9
1976	587,7	39,9	234,5	23,09	19,9	163,9
1977	668,4	39,5	263,7	25,9	20,4	189,7
1978	792,4	37,8	299,9	29,9	20,7	226,2
1979	903,6	39,2	354,2	31,4	19,5	245,5
1980	1131,9	39,3	405,5	33,0	18,6	266,7
1981	1158,7	39,3	455,4	34,6	17,9	289,1
1982	1295,9	39,3	509,3	36,4	17,4	313,6
1983	1443,1	39,3	567,1	38,2	17,4	341,3
1984	1582,5	39,3	621,9	40,1	16,8	370,1
1985	1756,9	39,3	690,5	42,1	16,5	402,7
1986	1915,6	39,3	752,8	44,2	16,4	437,5
1987	2093,0	39,3	822,5	46,4	16,3	475,5
1988	2291,8	39,3	900,7	48,7	16,2	516,7
1989	2482,8	39,3	975,7	51,1	16,2	561,4
1990	2693,8	39,3	1058,7	53,4	16,2	607,9
1991	2888,6	39,3	1135,2	55,3	16,2	651,9
1992	3103,2	39,3	1219,6	57,3	16,2	700,3
1993	3375,3	39,3	1326,5	60,2	16,2	761,7
1994	3575,5	39,3	1405,2	61,5	16,2	806,9
1995	3845,5	39,3	1511,2	63,8	16,2	867,7
1996	4139,6	39,3	1626,9	66,3	16,2	934,2
1997	4389,1	39,3	1724,9	67,8	16,2	990,5
1998	4730,1	39,3	1858,9	70,4	16,2	1067,4
1999	5119,8	39,3	2012,1	73,5	16,2	1155,4
2000	5329,3	39,3	2094,4	73,8	16,2	1202,6

(*) De cuadro 7-3

(**) Determinado para proyección con correlación logística

$$\frac{Cc}{Cr} = \frac{39,25867}{1 + 0,456997 \times e^{-0,48541 \times t}}$$

(***) Tendencia extrapolada gráficamente

PREVISION DEL CONSUMO ELECTRICO INDUSTRIAL

AÑOS	VALOR AGREGADO (10 ⁶ SUCRES 1978) (*)	CONSUMO ELECTRICO (GWh)	TASAS CRECIMIENTO ANUAL (%)	
			VALOR AGREGADO	CONSUMO ELECTRICO (**)
1965	10803	189,0	—	—
1966	11030	208,5	2,1	10,3
1967	11653	217,8	5,6	4,5
1968	12520	252,0	7,4	15,7
1969	13622	289,5	8,8	14,9
1970	14654	320,8	7,6	10,8
1971	15175	353,9	3,6	10,3
1972	16403	375,2	8,1	6,0
1973	18592	414,7	13,3	10,5
1974	20131	464,5	8,3	12,0
1975	22710	528,2	12,8	13,7
1976	24910	590,1	9,7	11,7
1977	28389	693,1	14,0	17,5
1978	32076	863,3	13,0	24,6
TASA MEDIA:	8,7	12,4	8,8	12,5
1979	35986	989,5	12,2	14,6
1980	39977	1125,9	11,1	13,8
1981	44265	1277,7	10,7	13,5
1982	48852	1447,1	10,4	13,3
1983	53739	1634,5	10,0	13,0
1984	58926	1842,4	9,7	12,7
1985	64408	2071,2	9,3	12,4
1986	70182	2323,7	9,0	12,2
1987	76239	2599,9	8,6	11,9
1988	82571	2903,0	8,3	11,7
1989	89165	3234,8	8,0	11,4
1990	96008	3597,2	7,7	11,2
1991	103085	3992,0	7,4	11,0
1992	110381	4420,9	7,1	10,7
1993	117877	4885,9	6,8	10,5
1994	125555	5338,7	6,5	10,3
1995	133394	5930,9	6,2	10,1
1996	141376	6518,6	6,0	9,9
1997	149478	7149,8	5,7	9,7
1998	157680	7831,2	5,3	9,5
1999	165960	8565,6	5,3	9,4
2000	174298	9349,3	5,0	9,2
TASA MEDIA:	8,0	11,4	8,0	11,5

$$(*) \text{ Previsión con: } Ln. (P_t) = \frac{13,07817}{1 + 0,259653 \cdot e^{-0,051481 \cdot t}}$$

$$(**) \text{ Previsión con: } T_E = 5,35 + 0,76 \cdot T_p$$

PREVISION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA
POR EL METODO SECTORIAL NACIONAL

(GWh)

AÑOS	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	SERVICIO PUBLICO		TOTAL S. PUBLICO	AUTO PRODUC.	TOTAL NACIONAL
				ALUM. PUBLICO Y OTROS				
1965	157,9	52,5	128,6	80,1		419,1	60,4	479,5
1966	173,1	54,6	145,4	69,1		442,2	63,1	505,3
1967	191,2	70,2	153,6	78,8		493,8	64,2	558,0
1968	215,9	81,4	178,1	82,5		557,9	73,9	631,8
1969	248,4	93,0	201,7	91,4		634,5	87,8	722,3
1970	279,7	103,4	219,0	87,1		689,2	101,8	791,0
1971	306,9	116,5	232,3	97,7		753,4	121,6	875,0
1972	341,6	135,4	254,5	103,5		835,0	120,7	955,7
1973	359,0	147,0	269,1	123,2		898,3	145,6	1043,9
1974	405,9	177,4	312,7	159,0		1055,0	151,8	1206,8
1975	487,2	191,6	361,1	132,9		1172,8	167,1	1339,9
1976	587,7	234,5	424,9	163,9		1411,0	165,5	1576,2
1977	668,4	263,7	501,7	189,7		1623,5	191,4	1814,9
1978	792,4	299,9	643,3	226,2		1961,8	220,0	2181,8
1979	903,6	354,2	754,1	245,5		2257,4	235,4	2492,8
1980	1131,9	405,5	877,3	266,7		2681,4	248,6	2930,0
1981	1158,7	455,4	1017,3	289,1		2920,5	260,4	3180,9
1982	1295,9	509,3	1177,1	313,6		3295,9	270,0	3565,9
1983	1443,1	567,1	1357,5	341,3		3709,0	277,0	3986,0
1984	1582,5	621,9	1561,4	370,7		4136,5	281,0	4417,5
1985	1756,9	690,5	1790,8	402,7		4640,9	280,4	4921,3
1986	1915,6	752,8	2048,8	437,5		5154,7	274,9	5429,6
1987	2093,0	822,5	2336,8	475,5		5727,8	263,1	5990,9
1988	2291,8	900,7	2658,9	516,7		6368,1	244,1	6612,2
1989	2482,8	975,7	3017,7	561,4		7037,6	217,1	7254,7
1990	2693,8	1058,7	3417,3	607,9		7777,7	179,9	7957,6
1991	2888,6	1135,2	3792,4	651,9		8468,1	199,6	8667,7
1992	3103,2	1219,6	4199,9	700,3		9222,6	221,0	9444,0
1993	3375,3	1326,5	4641,6	761,7		10105,1	244,3	10349,4
1994	3575,5	1405,2	5071,8	806,9		10859,4	266,9	11126,3
1995	3845,5	1511,2	5634,4	867,7		11858,5	296,5	12155,0
1996	4139,6	1626,9	6192,7	934,2		12893,4	325,9	13219,3
1997	4389,1	1724,9	6792,3	990,5		13896,3	357,5	14254,3
1998	4730,1	1858,9	7439,6	1067,4		15096,0	391,6	15487,6
1999	5019,8	2012,1	8137,3	1155,4		16324,6	428,3	16752,9
2000	5329,3	2094,4	8881,8	1202,6		17508,1	467,5	17975,6

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA
POR EL METODO SECTORIAL NACIONAL

AÑOS	CONSUMO TOTAL	PERDIDAS	DEMANDA		POTENCIA (MW)
		(%)	ENERGIA (GWh)	F. C. (%)	
1979	2492.8	14.4	2912.2	50.5	658.3
1980	2930.0	14.0	3407.0	50.7	767.1
1981	3180.9	13.6	3681.6	50.8	827.3
1982	3565.9	13.3	4112.9	50.9	922.4
1983	3986.0	12.6	4560.6	49.7	1047.5
1984	4417.5	12.1	5025.6	51.8	1107.5
1985	4921.3	12.1	5598.7	51.9	1231.5
1986	5429.6	11.9	6163.0	51.9	1355.6
1987	5990.9	11.9	6800.1	52.0	1492.8
1988	6612.5	11.8	7497.2	52.0	1645.8
1989	7254.7	11.8	8225.3	52.0	1805.7
1990	7957.6	11.8	9022.2	52.1	1976.8
1991	8667.7	11.8	9827.3	52.1	2153.2
1992	9444.0	11.8	10707.5	52.2	2341.6
1993	10349.4	11.7	11720.7	52.2	2563.2
1994	11126.3	11.7	12600.6	52.3	2750.3
1995	12155.0	11.7	13765.6	52.3	3004.6
1996	13219.3	11.7	14970.9	52.3	3267.7
1997	14254.3	11.7	16143.0	52.4	3516.8
1998	15487.6	11.6	17519.9	52.4	3816.8
1999	16752.9	11.6	18951.2	52.5	4120.7
2000	17975.6	11.6	20334.4	52.5	4421.5

DETERMINACION DE LOS LIMITES DEL INTERVALO
DEL 90% DE CONFIANZA (GWh)

AÑOS	CONSUMO INFERIOR	CONSUMO MEDIO	CONSUMO SUPERIOR
1979	2192,1	2492,8	2834,8
1980	2576,5	2930,0	3332,0
1981	2797,1	3180,9	3617,3
1982	3135,7	3565,9	4055,1
1983	3505,1	3986,0	4532,9
1984	3884,6	4417,5	5023,6
1985	4327,6	4921,3	5596,5
1986	4774,6	5429,6	6174,5
1987	5268,1	5990,9	6812,8
1988	5814,8	6612,5	7519,7
1989	6379,5	7254,7	8250,0
1990	6997,6	7957,6	9049,3
1991	7692,0	8667,7	9856,9
1992	8304,7	9444,0	10739,7
1993	9100,8	10349,4	11769,3
1994	9784,0	11126,3	12652,8
1995	10688,6	12155,0	13822,6
1996	11624,5	13219,3	15032,9
1997	12534,6	14254,3	16209,9
1998	13619,1	15487,6	17612,4
1999	14731,8	16752,9	19051,3
2000	15807,0	17975,6	20441,7

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA
 CON EL LIMITE SUPERIOR DEL INTERVALO DE CONFIANZA
 PARA EL 90%

AÑOS	CONSUMO TOTAL (GWh)	PERDIDAS (%)	DEMANDA		
			ENERGIA (GWh)	F. C. (%)	POTENCIA (MW)
1979	2834.8	14.4	3311.7	50.5	748.6
1980	3332.0	14.0	3874.4	50.7	872.4
1981	3617.3	13.6	4186.7	50.8	940.8
1982	4055.1	13.3	4677.2	50.9	1049.0
1983	4532.9	12.6	5186.4	49.7	1191.3
1984	5023.6	12.1	5715.1	51.8	1259.5
1985	5596.5	12.1	6366.9	51.9	1400.4
1986	6174.5	11.9	7008.5	51.9	1541.5
1987	6812.8	11.9	7733.0	52.0	1697.6
1988	7519.7	11.8	8525.7	52.0	1871.6
1989	8250.0	11.8	9353.7	52.0	2053.4
1990	9049.3	11.8	10260.0	52.1	2248.0
1991	9856.9	11.8	11175.6	52.1	2448.7
1992	10739.7	11.8	12176.5	52.2	2662.9
1993	11769.3	11.7	13328.8	52.2	2914.8
1994	12652.8	11.7	14329.3	52.3	3127.7
1995	13822.6	11.7	15654.1	52.3	3416.8
1996	15032.9	11.7	17024.8	52.3	3716.0
1997	16209.9	11.7	18357.8	52.4	3999.3
1998	17612.4	11.6	19923.5	52.4	4340.4
1999	19051.3	11.6	21551.2	52.5	4686.1
2000	20441.7	11.6	23124.1	52.5	5028.1

PREVISION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA
 POR EL METODO GLOBAL NACIONAL

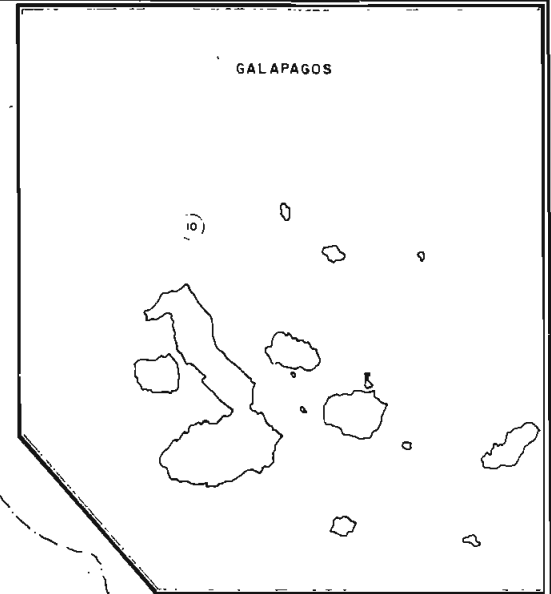
AÑO	CONSUMO GWh (*)
1965	479.50
1966	505.30
1967	558.00
1968	631.80
1969	722.30
1970	791.00
1971	875.00
1972	955.00
1973	1043.90
1974	1206.80
1975	1382.70
1976	1614.50
1977	1879.50
1978	2181.90
1979	2437.72
1980	2779.12
1981	3161.04
1982	3585.29
1983	4053.17
1984	4565.34
1985	5121.73
1986	5721.55
1987	6363.25
1988	7044.58
1989	7762.71
1990	8514.38
1991	9296.11
1992	10104.44
1993	10936.28
1994	11789.20
1995	12661.80
1996	13554.07
1997	14467.80
1998	15406.94
1999	16378.07
2000	17390.84

(*) Mediante correlación

$$C(t) = 448.24.e^{(0.05258 + 0.00737 t - 0.000264 t^2 + 0.000003 t^3). t}$$

COLOMBIA

PERU



- EMPRESAS ELECTRICAS REGIONALES
- 1 Sistema Regional Norte
 - 2 Sistema Regional Pichincha
 - 3 Sistema Regional Centro Norte
 - 4 Sistema Regional Centro Sur
 - 5 Sistema Regional Sur
 - 6 Sistema Regional Esmeraldas
 - 7 Sistema Regional Manabi
 - 8 Sistema Regional Guayas-Los Rios
 - 9 Sistema Regional El Oro
 - 10 Oriente y Galapagos

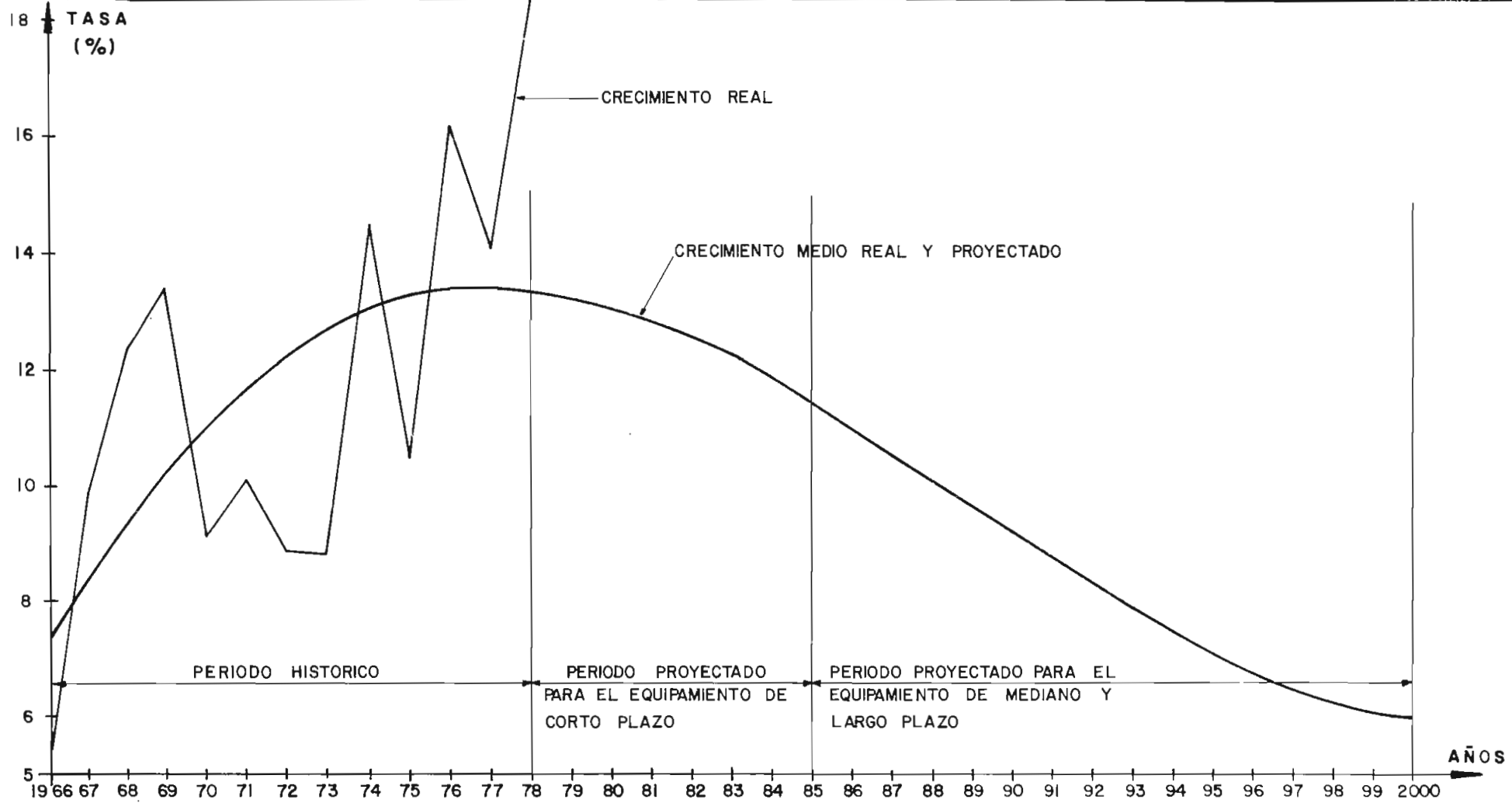
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO

ZONIFICACION DE LOS SISTEMAS
REGIONALES

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 7-1

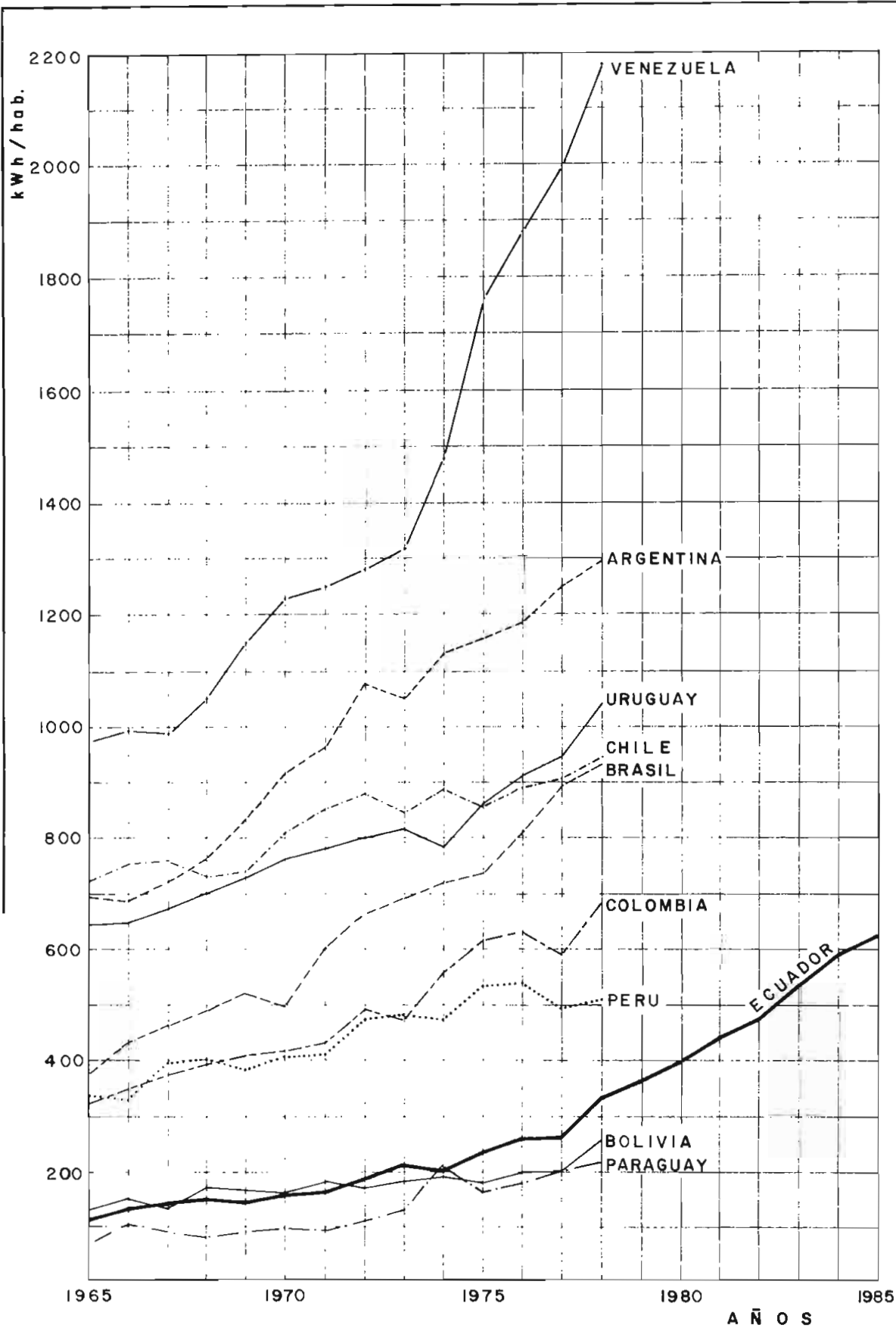


INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

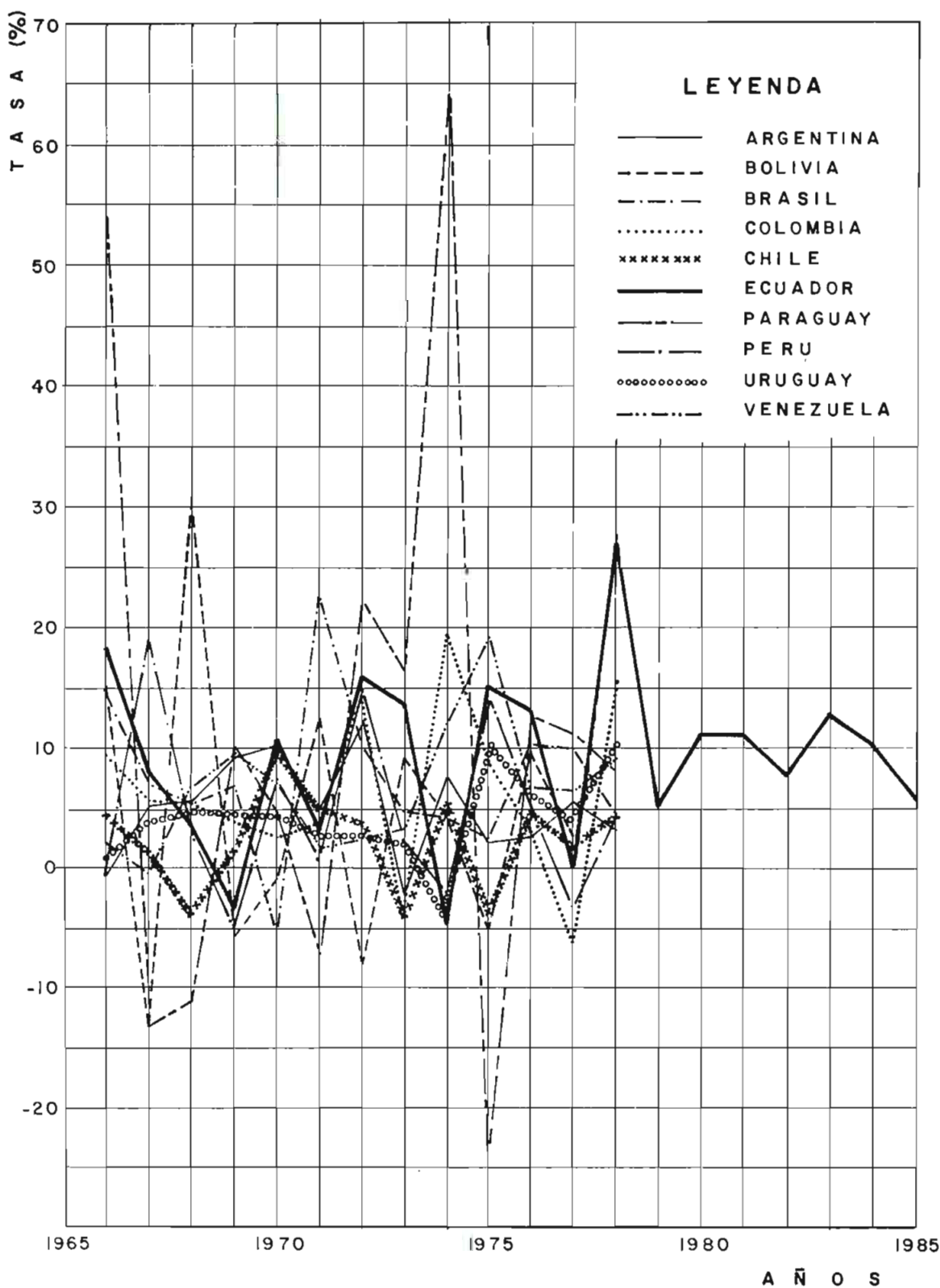
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
EVOLUCION DE LA TASA DE
CRECIMIENTO AL AÑO 2000

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 8



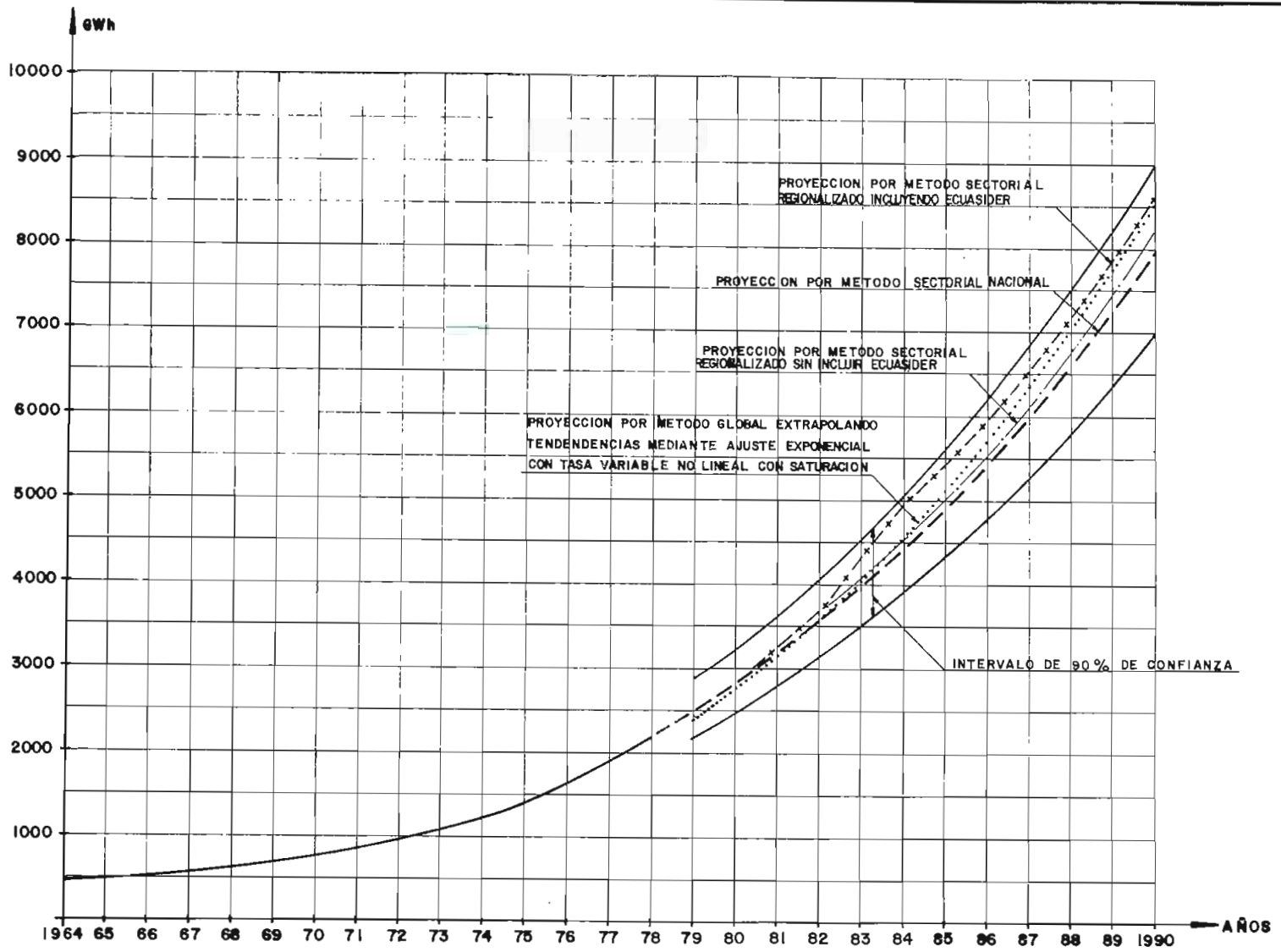
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO - ECUADOR
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
 CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA
 POR HABITANTE
 ECUADOR VS. PAISES DE LA CIER
 FECHA: ABRIL 1980 GRAFICO II-A



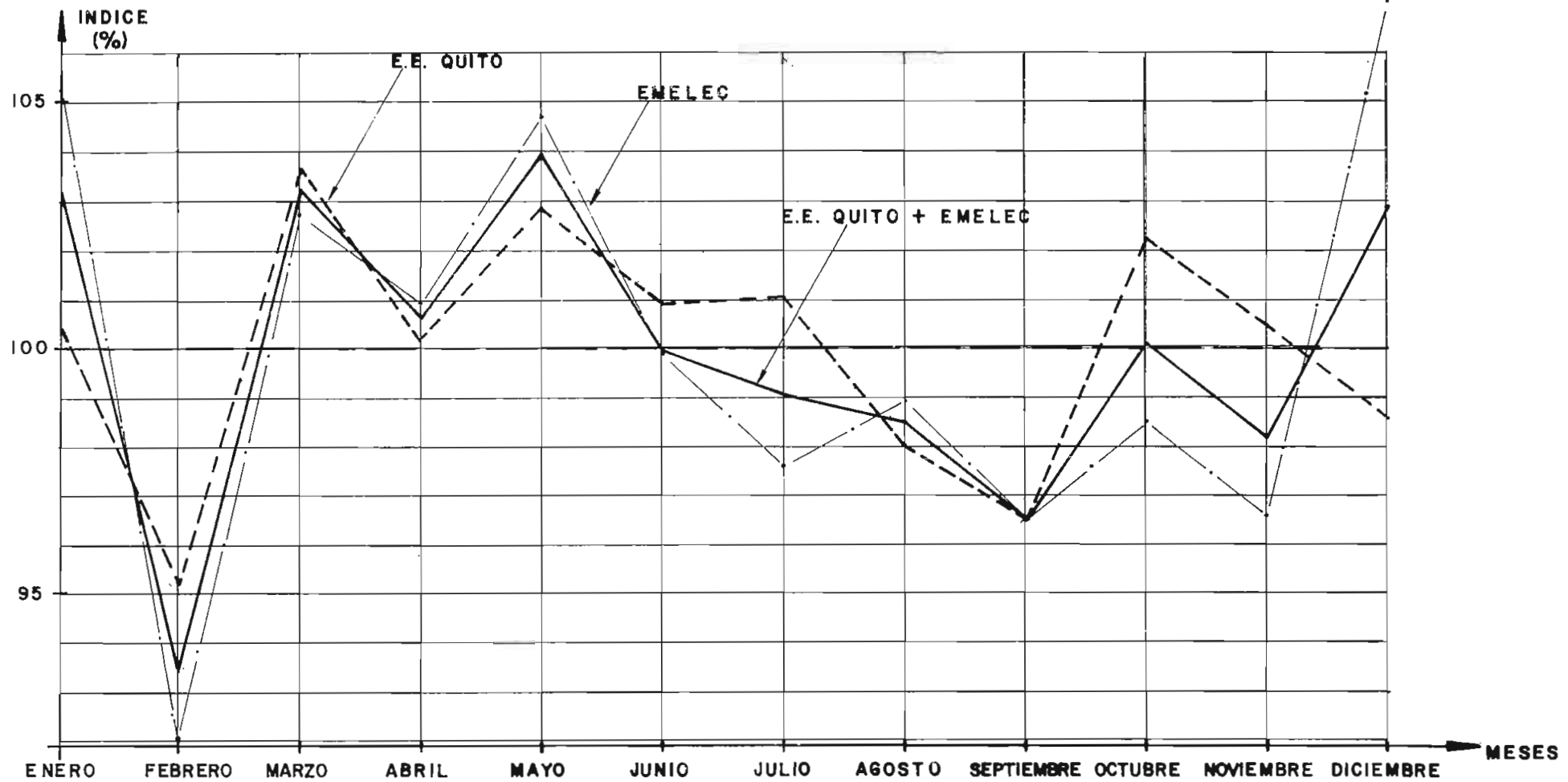
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
TASA DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE
ENERGIA ELECTRICA POR HABITANTE
ECUADOR VS. PAISES DE LA CIER

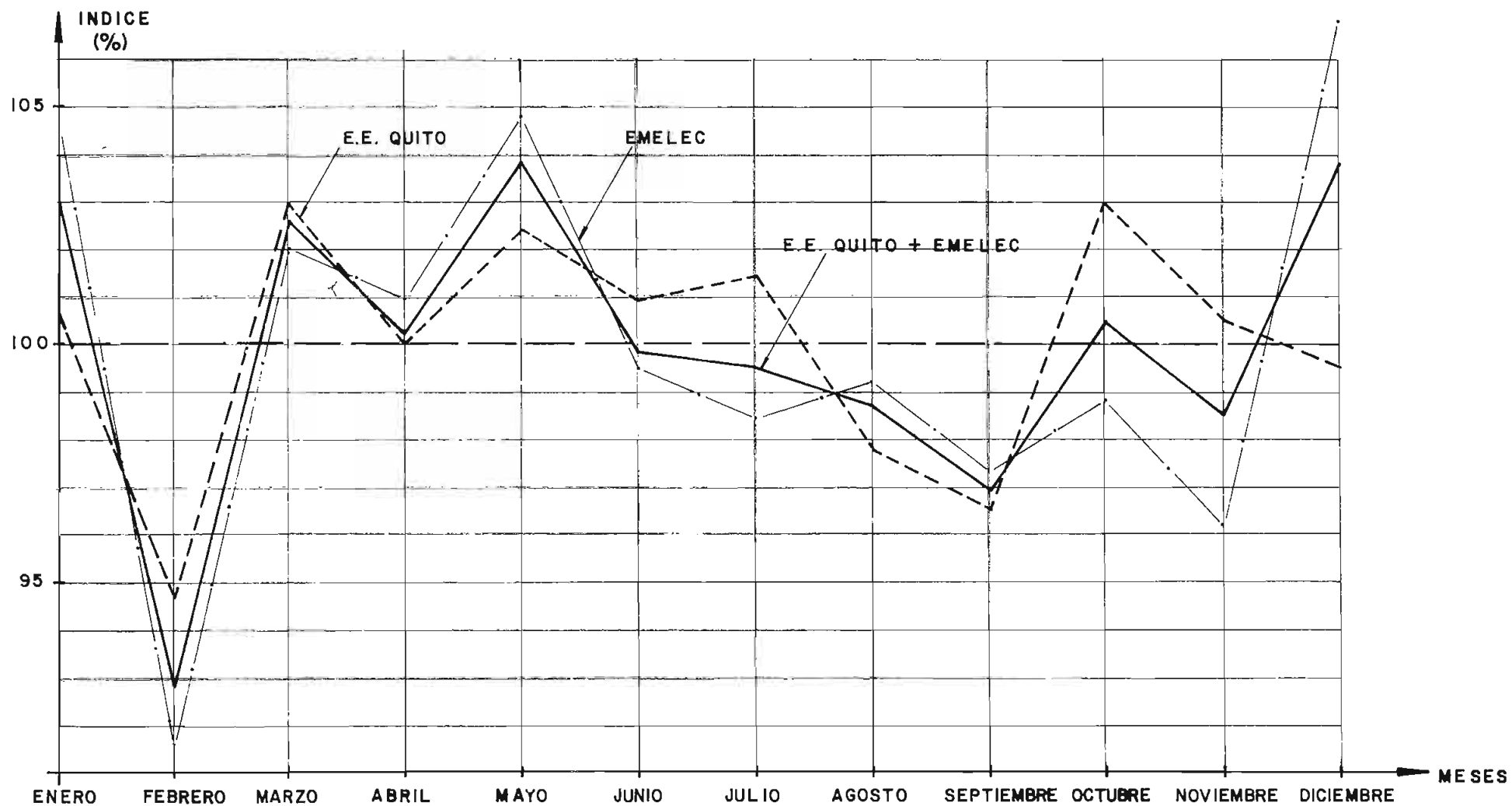
FECHA: ABRIL 1980 GRAFICO 7-2 B



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO - ECUADOR
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA
ELECTRICA DEL ECUADOR
 FECHA. ABRIL 1980 **GRAFICO 7-3**



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO - ECUADOR
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
INDICES DE FLUCTUACION ESTACIONAL
 (METODO DE REGRESION)
 FECHA: ABRIL 1980 **GRAFICO** 12

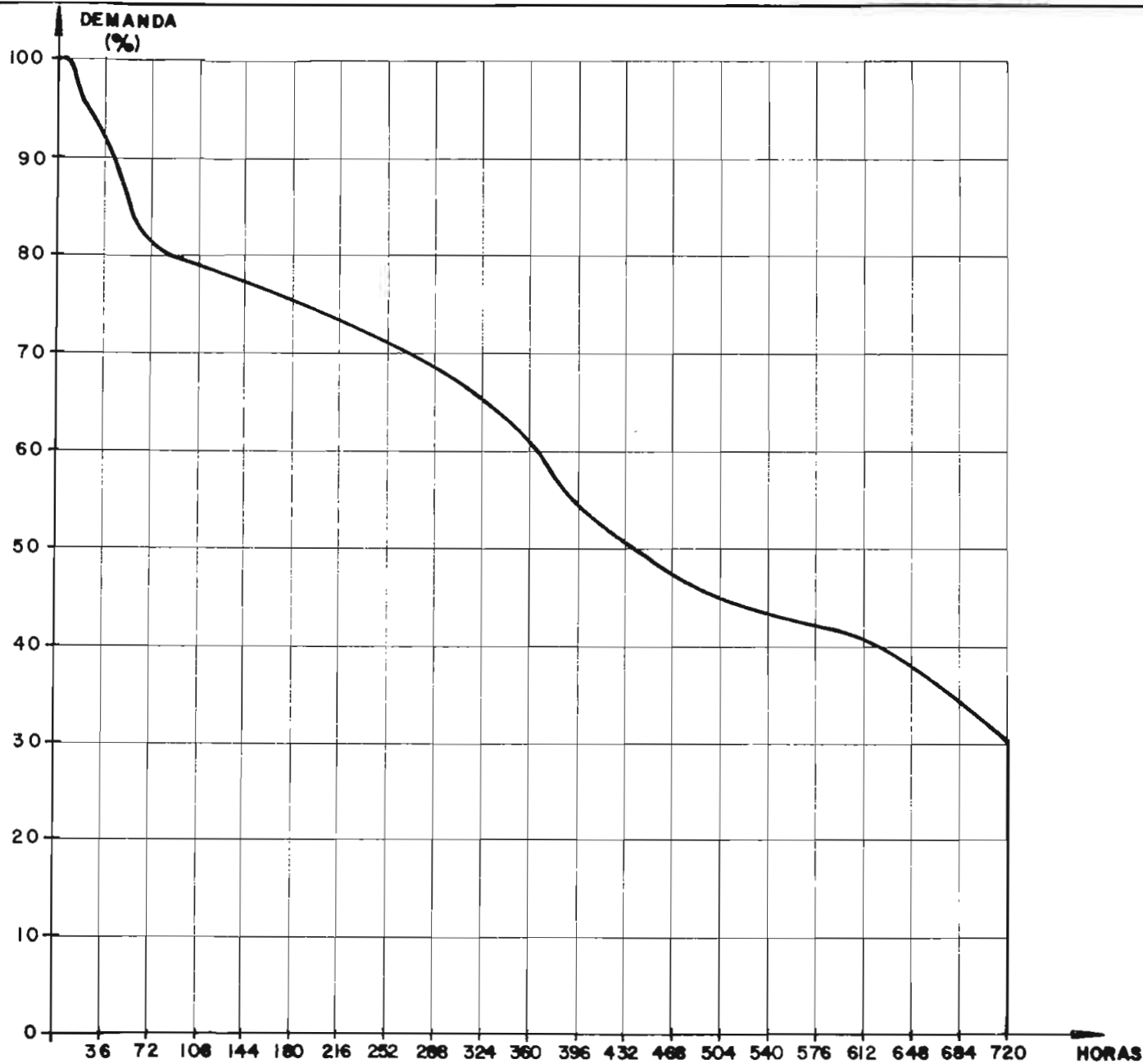


INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
INDICES DE FLUCTUACION ESTACIONAL
(METODO DE PEARSON)

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 13



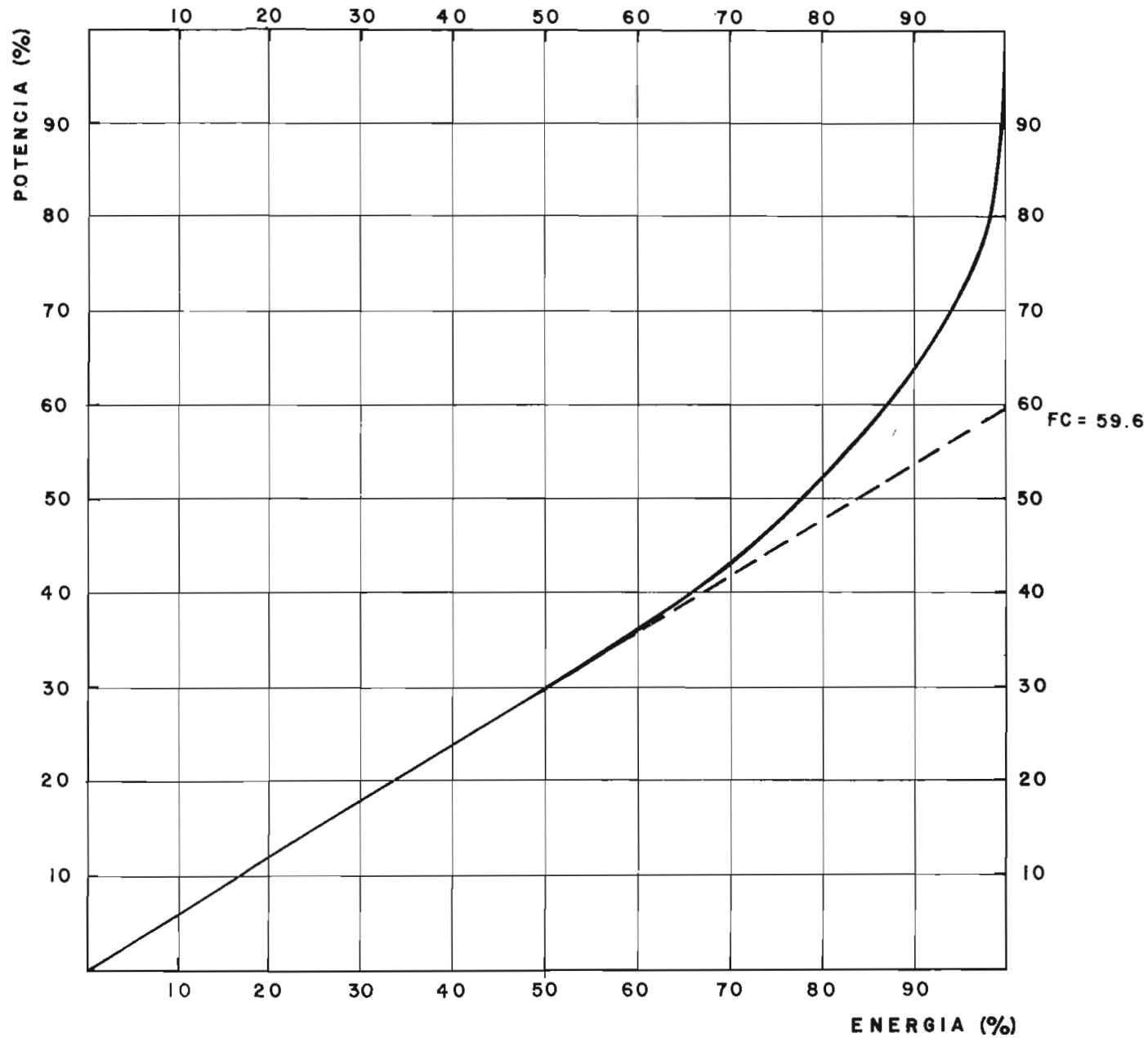
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO

CURVA DE DURACION MENSUAL

FECHA: ABRIL - 1980

GRAFICO 14

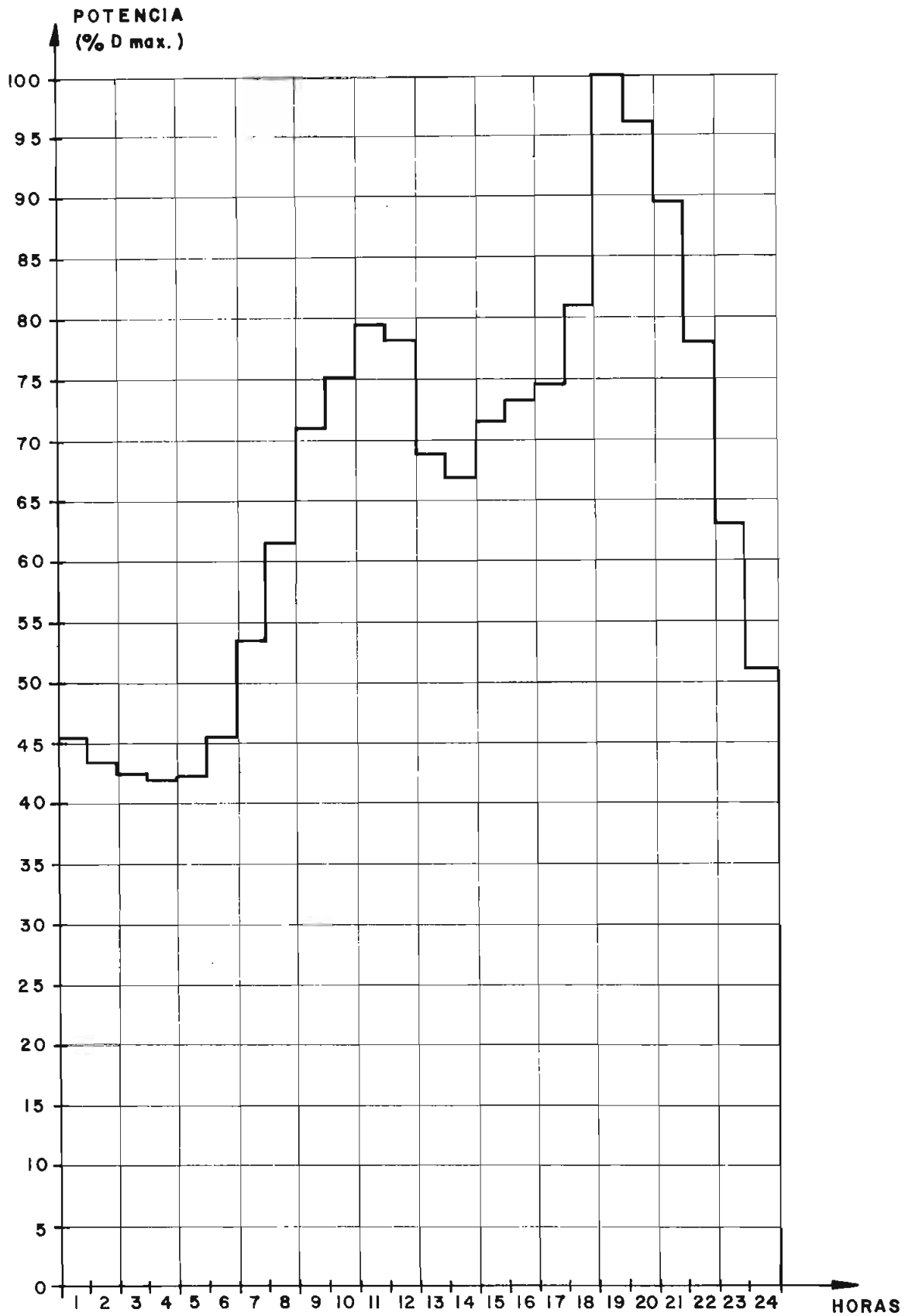


INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
CURVA PARABOLICA MENSUAL

FECHA: ABRIL - 1980

GRAFICO 15



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
CURVA DE CARGA DIARIA

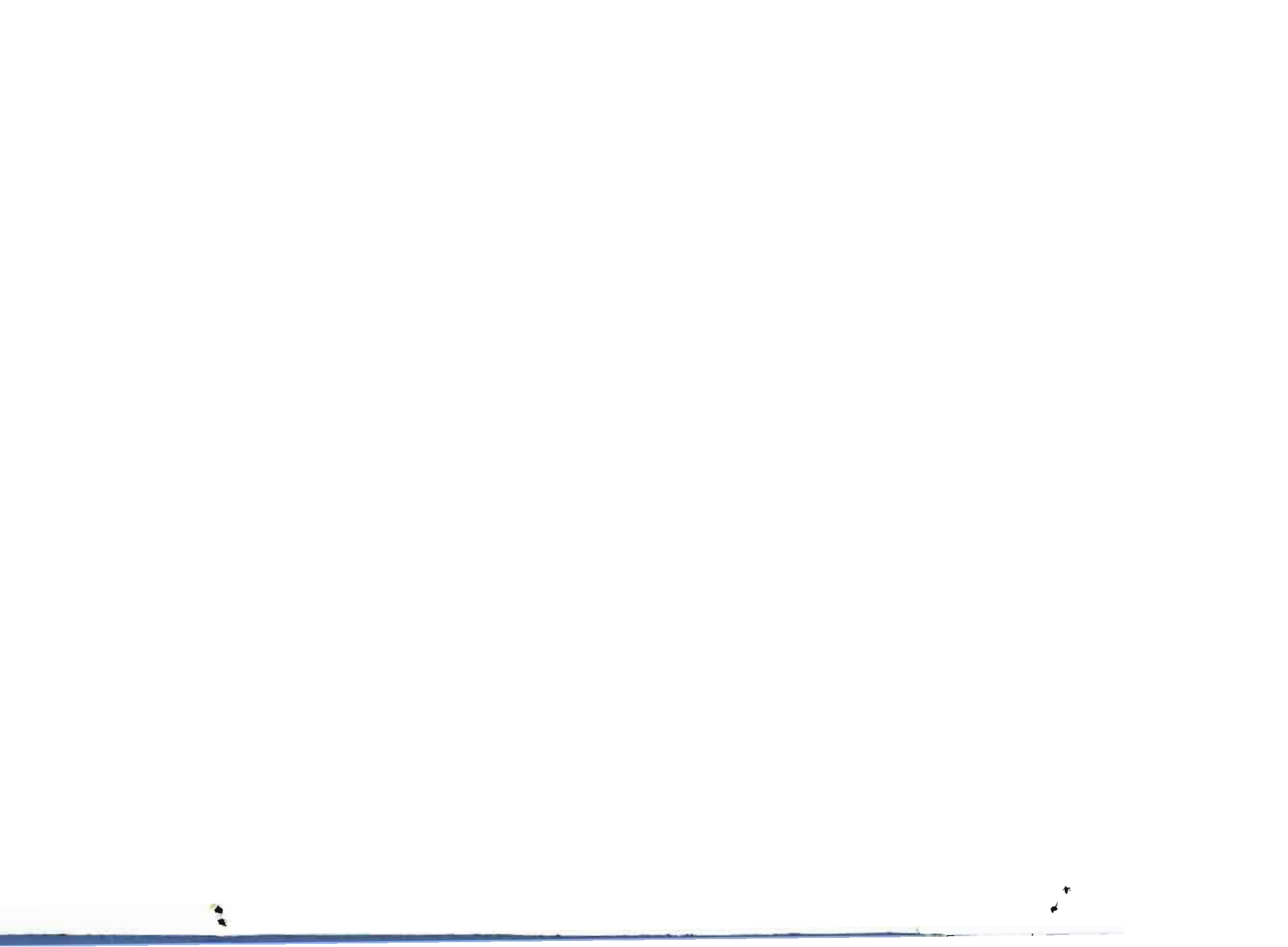
FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 16

CAPITULO 8

PROGRAMA DE GENERACION

1. Introducción
2. Disponibilidad Existente de Generación
3. Proyectos en Construcción
4. Proyectos de Generación Considerados para el Desarrollo Futuro:
 - 4.1. Proyecto Agoyán
 - 4.2. Proyecto Paute I—Fase C
 - 4.3. Proyecto Daule—Peripa
 - 4.4. Proyecto Toachi—Pilatón
 - 4.5. Proyecto Jubones
 - 4.6. Proyecto Coca—Salado
 - 4.7. Proyecto Villadora—Chontal
 - 4.8. Proyecto Montúfar
5. Evaluación Individual de los Proyectos Hidroeléctricos
6. Programas alternativos de Equipamiento de Generación:
 - 6.1. Introducción
 - 6.2. Metodología para la Selección y Evaluación de los Programas Alternativos.
 - 6.3. Análisis de los Programas
7. Programa de Generación Seleccionado
8. Programa de Ejecución
9. Presupuesto de Obras y Calendario de Inversiones



CAPITULO 8

PROGRAMA DE GENERACION

1. INTRODUCCION

Los estudios sobre la planificación del Sector Eléctrico realizados por INECEL a partir de 1966, han determinado la conveniencia de estructurar un sistema interconectado de generación y transmisión, que permita utilizar de manera óptima los recursos nacionales, generando la energía en los sitios más económicos y transportándola a las diferentes regiones del País.

Con esta concepción se han venido planificando y ejecutando las obras del Sistema Nacional Interconectado (SNI), encontrándose al momento en operación la primera central hidroeléctrica (Pisayambo), y varias termoeléctricas. Se hallan en construcción las centrales hidroeléctricas Paute I—Fases A y B, Térmica Estero Salado No. 3, Térmica Esmeraldas, Gas Quito y las líneas del sistema nacional de transmisión, cuya finalización está prevista entre los años 1982—1983.

Durante el período en que los Sistemas Eléctricos Regionales aún no se hallen integrados al SNI, deben abastecer la demanda de su zona con centrales locales, que en el futuro pasarán a interconectarse con la red nacional.

Con las centrales en construcción, más aquellas de tipo local, se podrá servir el mercado hasta el año 1984 inclusive, debiéndose realizar nuevas instalaciones a partir del año 1985.

Cabe mencionar que las centrales locales, existentes y futuras, deben tener un adecuado mantenimiento, con el propósito de otorgar una provisión de energía de buena calidad a las diferentes regiones del País. Para cumplir con este propósito es necesario emprender un programa nacional de rehabilitación y reparación de dichas centrales que, con una inversión relativamente reducida, podrían mejorar sus condiciones de operación.

Por otra parte, para las zonas que no se integren a corto plazo al red nacional, se ha previsto estudiar y definir un programa de microcentrales de tipo hidráulico, como parte del programa de electrificación rural.

Los recursos energéticos que hasta hoy se tienen identificados, y que pueden destinarse para producción de electricidad a corto plazo son los hidráulicos e hidrocarbúricos. Respecto a los primeros, INECEL ha efectuado una evaluación del potencial hidroeléctrico en el 80% de la superficie del País, determinándose un potencial lineal bruto de 90.000 MW, de los cuales se estima que 22.000 MW (24%) son eco-

nómicamente aprovechables con los costos actuales de las fuentes alternativas (ver cuadros 8.1 y 8.2 y gráfico 8.1). En 1979, solamente 214 MW de tipo hidroeléctrico han operado, lo que corresponde apenas al 1% del potencial aprovechable.

Las reservas de petróleo de que dispone el País, permiten una producción diaria actual de 200.000 bl. en promedio, la misma que decrecerá a 100.000 bl. en 1978, valor que sería la tercera parte de la demanda nacional, según las previsiones realizadas por la Dirección General de Hidrocarburos (ver gráfico 8.2). Por otra parte, el elevado costo que tienen los hidrocarburos en el mercado mundial, como resultado del agotamiento de este recurso, obligan a orientar y racionalizar su uso en sectores de la producción que den mayores beneficios sociales y económicos de la población.

Otra fuente de energía es la geotérmica; se han iniciado los estudios de inventario de este recurso, y sus resultados serán considerados en la definición del Plan de Mediano y Largo Plazo, aunque se anticipa que la capacidad económicamente aprovechable será más bien reducida.

Por lo anteriormente expuesto, INECEL ha basado el desarrollo futuro de la generación eléctrica en la utilización prioritaria de los recursos hidroeléctricos, los que al ser de tipo renovable y limpio, constituyen una solución nacional de largo plazo.

Los proyectos hidroeléctricos estudiados por INECEL hasta un nivel adecuado, suman una potencia instalable de 2447 MW. Si se considera que el incremento medio probable de la demanda de potencia en el quinquenio 1985—1990 será del orden de 900MW se deberá decidir la instalación de una potencia equivalente a 37% de la capacidad disponible con los proyectos siguientes:

Proyecto	Potencia Instalada (MW)
Pastaza—Agoyán	150
Paute I—Fase C	500
Daule—Peripa	130
Paute—Mazar	140
Toachi—Pilatón	300
Jubones	225
Villadora—Chontal	342
Coca—Salado	560
Montúfar	100
TOTAL	2447

Si bien el presente Plan Maestro analiza el período 1980—1985, en lo referente a centrales de generación, el estudio debe ampliarse al siguiente quinquenio, ya que tanto las decisiones sobre la ejecución de obras, como las correspondientes inversiones deben realizarse en los años inmediatos.

El objeto de los estudios que cubre este Capítulo es analizar y definir las obras de generación que se requiere instalar en el País para cubrir los requerimientos nacionales hasta el año 1990.

En el presente Capítulo se incluye lo siguiente:

- Disponibilidades de generación existentes a Diciembre de 1979, con el propósito de tener una base de partida para el análisis de las futuras instalaciones requeridas.
- Descripción general de los proyectos en construcción. Se incluye un resumen de las instalaciones que deben ejecutarse en los Sistemas Regionales entre 1980 y

1982, y se describen los proyectos del SNI: Pauta I Fases A y B (500 MW), Central Térmica a Vapor Estero Salado No. 3 (73 MW), Central Térmica a Vapor Esmeraldas (125 MW), Central a Gas de Quito (60 MW), y Centrales de los Sistemas Eléctricos Regionales. Estas centrales conjuntamente con las existentes a Diciembre /79, cubren el mercado hasta 1984.

- c) Descripción de los proyectos hidroeléctricos considerados en el Programa. Es una presentación de las características físicas, de producción de energía y costos más relevantes de cada proyecto.
- d) Evaluación individual de los proyectos hidroeléctricos. Con el propósito de evaluar, sobre bases homogéneas, los proyectos citados en el literal c, se determina la potencia instalada óptima de cada uno de los aprovechamientos. Se determinan los beneficios y la rentabilidad de cada proyecto, considerándolos aislados, esto es, sin incorporarlos en un programa de instalaciones. Este estudio permite tener una orientación sobre las características económicas relativas de los proyectos para proseguir con la etapa siguiente del estudio.
- e) Programas alternativos de equipamiento. A base de la evaluación individual de los proyectos, se estructuran secuencias de instalación de los mismos, realizando combinaciones en el orden de su entrada en operación.

Se realizan balances de potencia y energía de cada secuencia para determinar la fecha de entrada en operación de cada proyecto, asegurando la cobertura de la demanda. Y, finalmente, se evalúa económicamente cada secuencia, obteniéndose el valor presente de las inversiones y gastos de operación durante el período de análisis.

Se analizan las diferentes secuencias y se recomienda la más atractiva, cuantificándose las inversiones requeridas, su programa de ejecución y el calendario de inversiones.

Los cálculos en detalle de la evaluación individual de los proyectos y el análisis de los programas alternativos se realizan en los TOMOS IV y V, respectivamente, de este Plan.

2. DISPONIBILIDAD EXISTENTE DE GENERACION

Para el estudio del equipamiento futuro es necesario conocer las disponibilidades de generación actuales, las mismas que, en conjunto con las futuras centrales de generación, abastecerán la demanda nacional.

La potencia instalada en el País a Diciembre de 1979 es de 855,7 MW correspondiendo 756 MW (88,4%) a las entidades de servicio público y 99,7% MW (11,6%) a los autoprodutores.

El 25% de la potencia instalada corresponde a centrales hidroeléctricas y el restante 75% corresponde a centrales termoeléctricas que utilizan combustibles hidrocarburos.

La potencia garantizada es de 734,8 MW, de los cuales 179,7 MW se generan por centrales hidroeléctricas.

En el cuadro 8.3 se presenta un detalle de la potencia instalada y garantizada, nacional, a Diciembre de 1979, que se resume así:

Tipo de Planta	Potencia (MW)	
	Instalada	Garantizada
a. Hidroeléctrica	213,67 (25,00/o)	179,71 (24,50/o)
b. Termoeléctrica	641,98 (75,00/o)	555,10 (75,50/o)
— Vapor	136,00 (15,90/o)	129,25 (17,60/o)
— Diesel	332,18 (38,80/o)	257,54 (35,00/o)
— Gas	173,80 (20,30/o)	168,31 (22,90/o)
c. Total Nacional	855,65 (100,00/o)	734,81 (100,00/o)

La mayoría de centrales hidroeléctricas existentes son de pasada, y el conjunto tiene una producción de energía primaria anual de 702,1 GWh (con 100% de seguridad hidrológica) y media de 929,7 GWh, lo que determina un factor de planta promedio de 40% (*).

En los cuadros No. 8.4 y 8.5 se presenta la distribución de las instalaciones hidroeléctricas y térmicas en cada Sistema Eléctrico Regional.

En la cuantificación de las potencias instalada, garantizada y producción de energía de las centrales se han considerado aquellas plantas que se hallan en buenas condiciones de operación y que tienen una capacidad superior a 500 kW, como también la capacidad de producción de energía de las plantas hidráulicas en los meses secos.

En consecuencia, los valores mencionados corresponden a las plantas que pueden operar para abastecer la demanda regional y nacional.

3. PROYECTOS EN CONTRUCCION

Las necesidades energéticas que el País tendrá hasta el año de 1984, serán cubiertas con la generación de los proyectos que actualmente se encuentran en construcción, ya sea por parte de INECEL (Sistema Nacional Interconectado) o por parte de las distintas Empresas Eléctricas (Sistema Regionales).

La potencia eléctrica que se instalará en el País hasta 1984 será de 949 MW, correspondiendo al Sistema Nacional Interconectado 758 MW y los 191 MW restantes a los Sistemas Regionales.

3.1 Centrales de los Sistemas Regionales

Hasta el año 1982 se ha previsto la construcción e instalación de pequeñas centrales tanto hidroeléctricas como termoeléctricas en los diversos Sistemas Regionales, de tal manera que la generación de éstas, sumada a la producida por los proyectos del Sistema Nacional Interconectado, cubran la demanda del mercado nacional hasta fines del año 1984.

El estudio de las centrales que deben instalarse en los Sistemas Regionales, se realiza en el TOMO V, presentándose a continuación un resumen de las Instalaciones mencionadas.

(*) Considerando la energía primaria y la potencia garantizada, se ha adoptado una seguridad hidrológica del 100%, ya que en general las series históricas disponibles son cortas y no totalmente confiables.

Sistemas	Potencia Instalada (MW)		
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Total
Norte	3,01		3,01
Pichincha		64,02	64,02
Centro Norte	6,10	1,46	7,56
Centro Sur	24,00	17,50	41,50
Esmeraldas		5,00	5,00
Manabí		27,00	27,00
Guayas—Los Ríos		28,88	28,88
El Oro		13,58	13,58
TOTAL	33,11	157,44	190,55

El detalle de las plantas que se instalarán en el período 1980 — 1982, consta en los cuadros 8-6 y 8-6A.

3.2. Centrales del Sistema Nacional Interconectado.

Las centrales eléctricas que se encuentran en construcción a cargo del Sistema Nacional Interconectado son las siguientes:

a) Proyecto Hidroeléctrico Paute I Fases A y B	500 MW
b) Central Termoeléctrica a Vapor Estero Salado No. 3	73 MW
c) Central Termoeléctrica a Vapor Esmeraldas	125 MW
d) Central Termoeléctrica a Gas Quito	60 MW
	758 MW

Una breve descripción de las principales características de estos proyectos se presenta a continuación:

a) Proyecto Hidroeléctrico Paute I—Fases A y B.— (500 MW).

El proyecto se encuentra localizado a 125 km al Noreste de la ciudad de Cuenca.

El aprovechamiento del río Paute en su cuenca media, consiste en la utilización de las aguas reguladas del río mediante la construcción de tres centrales ubicadas en serie con sus respectivos reservorios localizados también en serie. Las centrales se denominan Mazar, Molino y Sopladora y los reservorios Mazar, Amaluza y Marcayacu. La potencia total a instalarse en el Sistema Paute se estima en 2120 MW una vez que se concluyan las tres etapas de su construcción.

Etapas	Presa	Central	Potencia (MW)
I (*)	Amaluza	Molino	1500
I — Fase A	Amaluza	Molino	200
I — Fase B	Amaluza	Molino	300
i — Fase C	Amaluza	Molino	500
I — Fase D (**)	Amaluza	Molino	500
II	Mazar	Mazar	140
III	Marcayacu	Sopladora	480
			TOTAL

* La Etapa I, se ejecutaría en cuatro Fases como se indica en el cuadro.

** La capacidad de la Fase D debe definirse en el futuro.

De las obras que comprenden la Etapa I, se hallan en construcción las correspondientes a las Fases A y B, que son:

- La presa Amaluza de 170 m de alto permite la formación de un reservorio con capacidad de almacenamiento de 120 millones de metros cúbicos.
- La aducción por medio de un túnel de 6,2 km de longitud y 100 m³ de capacidad máxima; una tubería de presión inclinada de 850 m de longitud para aprovechar una caída bruta de 668 m.
- La casa de máquinas subterránea, alojará cinco grupos turbina—generador tipo pelton de 100 MW de capacidad cada uno. La generación media obtenible con estas dos Fases A y B es de 4.017 GWh.

La fecha de entrada en operación de la Fase A está prevista para Junio de 1982 y un año más tarde para la Fase B.

Se ha previsto la posibilidad, de aumentar el equipamiento de Pauta I, con una Fase D adicional de 500 MW, cuando esté en operación la regulación del embalse Mazar, por construirse aguas arriba, y el sistema necesite potencia de punta.

En los gráficos 8.3 y 8.4, pueden verse la planta y el perfil longitudinal desarrollado de la central Molino cuyas características principales se exponen a continuación.

	Pauta I— Fases (A y B)	
1. PRESA DE EMBALSE		
Tipo	Hormigón	en arco
Altura	170,0	m
Longitud de la cresta	400,0	m
Longitud/altura	2,35	
2. EMBALSE		
Volumen total	120	hm ³
Volumen útil	100	hm ³
Nivel máximo	1991	m.s.n.m.
Nivel mínimo	1935	m.s.n.m.
Nivel toma de carga	1920	m.s.n.m.
Vol. útil/máx descarga	11,6	días
3. TUNEL DE CARGA		
Tipo	Circular	
Diámetro	5,0	m
Longitud	6,2	km
Número	1	
Capacidad máxima	100	m ³ /s
4. CHIMENEA DE EQUILIBRIO		
Tipo	Orificio	Restringido
Altura	191,0	m
Diámetro	7,0	m

TOMO I

Descripción	Parte I— Fases	(A y B)
5. TUBERIA DE PRESION		
Diámetro Interno	3,75	m
Longitud	850,0	m
Angulo de inclinación	43°	con la horiz.
6. CASA DE MAQUINAS		
Tipo	Subterránea	
Caída bruta máxima	668,0	m
Caída neta media	615,0	m
Dimensiones:		
Alto	42,0	m
Largo	123,0	m
Ancho	23,0	m
Número de grupos	5	
Tipo	Pelton	
Cota rotor turbinas	1323	m.s.n.m.
Capacidad por grupos	100	MW
7. TUNEL DE DESCARGA		
Longitud	230,0	m
Sección	8 x 6,70	gótica
8. POTENCIA Y ENERGIA		
Potencia instalada	500	MW
Potencia garantizada	437	MW
Energía primaria	2355	GWh
Energía media	4017	GWh
9. COSTO		
Costo total	390	x10 ⁶ US\$
Costo por kW instalado	781	US\$
Costo por kWh	0,011	US\$

Los costos estimados de construcción de estas Fases se detallan en el cuadro 8.7 y están en moneda de Enero de 1978.

b) Central Térmica Estero Salado No. 3 (73 MW).

La Central Térmica Estero Salado se encuentra ubicada a pocos kilómetros de la ciudad de Guayaquil en el sitio denominado El Salitral.

La central es a vapor y consta de dos unidades de igual potencia y características. La primera No.2 entró en operación en Octubre de 1978 y la segunda unidad No.3 está programada para entrar en operación en el segundo semestre de 1980.

La central tendrá una potencia instalada total de 146 MW, y su construcción está realizándose bajo la modalidad de Contrato "Llave en Mano".

Inicialmente la central servirá al área de Guayaquil y posteriormente se conectará al Sistema Nacional. El costo total de la central (dos unidades) es de aproximadamente 83 millones de dólares.

Una descripción breve de los equipos que conforman cada unidad es la siguiente:

Una caldera de capacidad máxima continua de producción de vapor de 295 t/h.

Está diseñada para quemar combustible residuo No. 6 "Bunker C" y tiene también posibilidades técnicas de quemar gas natural, si existieran disponibilidades del mismo. La caldera producirá vapor a una presión de 105 kg/cm² a una temperatura de 513°C.

La turbina tiene 14 etapas: una etapa Curtiss, diez de impulso y tres de reacción. Tiene, además, cinco extracciones de vapor para precalentamiento de agua de alimentación de la caldera a través de intercambiadores, de acuerdo al ciclo termodinámico "Rankine regenerativo". La velocidad de la turbina es de 3600 r.p.m.

El generador refrigerado por hidrógeno, tiene una capacidad de 85 MVA y un factor de potencia de 0,85.

El condensador, de doble paso y caja dividida, es enfriado por agua de mar, con un vacío de 63,5 mm de columna de mercurio.

La instalación de la central requiere de obras civiles especiales, como fundaciones sobre pilotes, canales de aducción y descarga del agua de mar y obras auxiliares.

El presupuesto de construcción y el calendario de inversiones de la unidad No. 3 se presenta en el cuadro 8.8.

c) Central Térmica Esmeraldas (125 MW).

La Central Térmica está ubicada frente a la Refinería Estatal de CEPE, en la ciudad de Esmeraldas, a 238 km al noroccidente de la ciudad de Quito.

La central será a vapor y tendrá una potencia instalada de 125 MW; está formada por una sola unidad que consumirá el residuo del petróleo, "Bunker C."

Su construcción fue adjudicada mediante un contrato "Llave en Mano", con un plazo de ejecución de 33 meses a partir de la firma del contrato (Septiembre de 1978). Entrará en operación a mediados de 1981. Su costo estimado es de 73 millones de dólares.

Por medio de la línea de transmisión Esmeraldas-Santo Domingo, de 138 kV, doble circuito, quedará integrada al Sistema Nacional.

La central está compuesta fundamentalmente del siguiente equipo:

Una caldera con capacidad continua de producción de vapor de 428 t/h; el consumo de combustible al 100% es de 29,2 t/h, y la eficiencia del generador de vapor completo es del 93%.

La turbina está equipada con dos válvulas principales de parada y dos cámaras de vapor, en cada una de las cuales se alojan tres válvulas para regulación. La turbina tiene una velocidad de 3600 r.p.m., la presión inicial de vapor es de 139 kg/cm² y la temperatura inicial es de 538°C.

El generador tiene una potencia de 155,85 MVA, un factor de potencia de 0,85 y es enfriado por hidrógeno.

El presupuesto de construcción y el calendario de inversiones se presentan en el cuadro 8.9.

d) Central Gas Quito (3 x 20 MW)

Con el objeto de proveer potencia de reserva, inicialmente a la ciudad de Quito y, posteriormente, al Sistema Nacional Interconectado, se ha previsto la instalación de tres turbinas a gas de 20 MW cada una en el sector de Santa Rosa, en Quito.

Las unidades a gas se instalarán junto a la Subestación Santa Rosa de 230/138/46 kV en los terrenos de INECEL. Estos grupos se conectarán en sus respectivos transformadores de elevación de 13,8/138 kV, a barras de 138 kV, y de ahí a una de las posiciones de salida de la subestación a través de un tramo de línea de 138 kV de corta longitud.

La empresa Eléctrica Quito recibirá la energía a 46 kV a través de los correspondientes transformadores de reducción 138/46 kV.

Los requerimientos de combustible de las unidades exigirán la instalación de dos tanques de almacenamiento de 500.000 galones cada uno, con los cuales se obtendría una autonomía de operación de 15 días aproximadamente.

En el cuadro 8.10 se expresan los costos de construcción y del equipo electro-mecánico, así como también el cronograma de inversiones.

4. PROYECTOS DE GENERACION CONSIDERADOS PARA EL DESARROLLO FUTURO.

Los proyectos de generación considerados para el desarrollo futuro han sido aquellos que tienen un nivel de estudios igual o superior al de factibilidad.

La potencia total instalada que se tiene con estos proyectos es de 2447 MW, lo que significa un 11 % del total instalable en el País.

En el Tomo III del Plan Maestro de Corto Plazo se describen los proyectos hidroeléctricos considerados en una forma amplia y detallada, por lo que, en este Capítulo únicamente transcribimos un extracto de lo que contiene el tomo mencionado.

En el cuadro 8.11 se presenta un resumen comparativo de las características de los proyectos que seguidamente se describen.

4.1. Proyecto Pastaza—Agoyán (150 MW)

Está ubicado a 180 km al sur de la ciudad de Quito y a 45 km al sureste de la ciudad de Ambato (gráfico 8.5).

Este proyecto hidroeléctrico forma parte del aprovechamiento integral que permite el río Pastaza desarrollar en su curso medio. Las centrales estudiadas y de posible ejecución son las siguientes:

San Martín—Muyo	146 MW
Pastaza—Agoyán	150 MW

S. Francisco 2 157 MW
 Pastaza—Topo 242 MW

De estos aprovechamientos, el proyecto más atractivo, por razones técnicas y económicas, resultó ser el Pastaza—Agoyán, por lo que se adelantaron sus estudios. A la fecha se tienen estudios de factibilidad completos.

El proyecto comprende una presa de hormigón de 36 m. de altura con un embalse de regulación diaria. La aducción, por medio de un túnel de 2680 m. de longitud y 6 de diámetro, una tubería de 260 m. de longitud y 4,5 m. de diámetro, y una casa de máquinas subterránea con capacidad para alojar dos grupos turbina-generator tipo Francis de 75 MW de potencia cada uno. Las obras que constituyen el proyecto se detallan en el siguiente listado:

Descripción	Pastaza—Agoyán	
1. PRESA DE EMBALSE		
Tipo	Hormigón	gravedad
Altura	36,0	m
Longitud de la cresta	270,0	m
Longitud/altura	7,5	
2. EMBALSE		
Volumen total	1,87	hm ³
Volumen útil	0,88	hm ³
Nivel máximo	1655	m.s.n.m.
Nivel mínimo	1647	m.s.n.m.
Nivel toma de carga	1632	m.s.n.m.
Vol.útil/máx. descarga	2	días
3. TUNEL DE CARGA		
Tipo	Circular	
Diámetro	6,0	m
Longitud	2,68	km
Número	1	
Capacidad máxima	120	m ³ /s
4. CHIMENEA DE EQUILIBRIO		
Tipo	Orificio	restringido
Altura	52,0	m
Diámetro	12,5	m
5. TUBERIA DE PRESION		
Diámetro interno	4,5/3,2	m
Longitud	260,0	m
Angulo de inclinación	90°	con la horiz.
6. CASA DE MAQUINAS		
Tipo	Subterránea	
Caída bruta máxima	160,0	m
Caída neta media	155,0	m
Dimensiones:		
Alto	38,0	m
Largo	60,0	m
Ancho	17,0	m
Número de grupos	2	

TOMO I

Tipo	Francis	
Cota rotor turbinas	1488	m.s.n.m.
Capacidad por grupos	75	MW
7. TUNEL DE DESCARGA		
Longitud	130,0	m
Sección	4,5	Circular
8. POTENCIA Y ENERGIA		
Potencia instalada	150	MW
Potencia garantizada	138	MW
Energía primaria	569	GWh
Energía media	1031	GWh
9. COSTO		
Costo total (*)	145	x10 ⁶ US\$
Costo por kW instalado	969	US\$
Costo por kWh generado (**)	0,016	US\$

4.2 Proyecto Paute I—Fase C, (500 MW)

En el numeral anterior (3) se habló ya, de una manera muy general, de las etapas y fases que deberán desarrollarse en el proyecto Paute para un total aprovechamiento del río en su curso medio, comprendido entre las cotas 2160 y 970 m.s.n.m.

La Fase C de la Etapa I del proyecto comprende la construcción de un túnel paralelo similar al de las Fases A y B en construcción, así como una chimenea de equilibrio y una tubería de presión también paralela y análoga a la anterior.

Forma parte de esta Fase la ampliación de la casa de máquinas para alojar 500 MW adicionales. Siendo la presa de Amaluza común para las tres fases, las obras de la Fase C tienen las mismas características de las que se están construyendo en las Fases A y B ya descritas en el ítem (3); por consiguiente, anotamos a continuación únicamente los parámetros que difieren a los de las Fases A y B.

Descripción	Paute I Fase C
1. POTENCIA Y ENERGIA	
Potencia instalada	500 MW
Potencia garantizada	437 MW
Energía primaria (***)	
Energía media	1710 GWh
2. COSTO	
Costo total (****)	171 x 10 ⁶ US\$
Costo por kW instalado	343 US\$
Costo por kWh generado (*****)	0,12 US\$

(*) Costo a nivel de Enero de 1978, incluye intereses durante el período de construcción con el 8^o/o anual.

(**) Con la energía media.

(***) No tiene energía primaria, por ser un sobre-equipamiento de las Fases A y B, destinada para cubrir Potencia de punta.

(****) Costo a nivel de Enero de 1978, incluye intereses durante el período de construcción con el 8^o/o anual

(*****) Con la energía media.

4.3. Proyecto Daule—Peripa (130 MW)

Este proyecto es de propósito múltiple y se encuentra ubicado al norte de la ciudad de Guayaquil a 250 km de distancia (gráfico 8.6).

Entre las finalidades para las que ha sido diseñado este proyecto cuentan: regadío, control de inundaciones, control salino, abastecimiento de agua potable y generación eléctrica.

La obra más importante constituye la presa de regulación ubicada en el lecho del río Daule a 10 km aguas abajo de la confluencia con el río Peripa. La presa es de gravedad de material suelto, tiene una altura máxima de 78 m y permite embalsar un volumen bruto de 6.000 millones de metros cúbicos de agua.

La aducción está constituida por un túnel circular de 430 m de longitud y 7 m de diámetro interior, con capacidad de conducción 280 m³/s. La casa de máquinas exterior y a pie de presa, alojará dos grupos turbina—generador tipo Francis de 65 MW de capacidad instalada cada uno.

Las características principales de las obras que conforman este proyecto, así como su generación se detallan a continuación;

Descripción	Daule—Peripa	
1. PRESA DE EMBALSE		
Tipo	Material	Suelto
Altura	78,0	
Longitud de la cresta	230,0	
Longitud/altura	2,95	
2. EMBALSE		
Volumen total	6000	hm ³
Volumen útil para generación	3800	hm ³
Nivel máximo	85	m.s.n.m.
Nivel mínimo	65	m.s.n.m.
Nivel toma de carga	46,7	m.s.n.m.
Vol.útil/máx. descarga	184,0	días
3. TUNEL DE CARGA	(no existe)	
Longitud	210	m
Diámetro	9	m
4. CHIMENEA DE EQUILIBRO	(no existe)	
5. TUBERIA DE PRESION		
Diámetro interno	7,0	m
Longitud	430	m
Capacidad máxima	238,6	m ³ /s

Descripción	Daule—Peripa	
6. CASA DE MAQUINAS		
Tipo	Exterior	
Caída bruta máxima	64,7	m
Caída neta media	58,2	m
Dimensiones:		
Alto	40,0	m
Largo	82,0	m
Ancho	32,0	m
Número de grupos	2	
Tipo	Francis	
Cota rotor turbinas	17,0	m.s.n.m.
Capacidad por grupo	65	MW
7. TUNEL DE DESCARGA	Entrega directa al río Daule	
8. POTENCIA Y ENERGIA		
Potencia instalada	130	MW
Potencia garantizada	77	MW
Energía primaria	521	GWh
Energía media	710	GWh
9. COSTO		
Costo total (*)	110	10 ⁶ US\$
Costo por kW instalado	847	US\$
Costo por kWh generado (**)	0,018	US\$

4.4. Proyecto Toachi—Pilatón (300 MW)

Está localizado a 90 km de distancia de la ciudad de Quito al Oeste de la cordillera de los Andes, y se desarrolla entre las cotas 1100 y 700 m.s.n.m.(gráfico 8.7)

El proyecto tiene las siguientes características:

Una presa de escollera con núcleo central de 154 m de altura ubicada sobre el río Toachi, en el sitio denominado Palo Quemado; la capacidad total del embalse es de 139 millones de metros cúbicos.

El túnel de aducción principal, que lleva las aguas del embalse a la central, tiene una longitud de 8,3 km y un diámetro de 6 m; el caudal máximo transportado es de 123 m³/s; la tubería de presión de 960 m de longitud y 4,7 m de diámetro aprovecha una caída bruta de 318 m.

La casa de máquinas exterior, tendrá capacidad para alojar cuatro grupos turbina—generador tipo Pelton de 75 MW de potencia instalada cada uno.

El túnel que trasvasa las aguas del río Pilatón al embalse Palo Quemado, tiene una longitud de 6,0 km y un diámetro de 3,75 m; el caudal máximo que por él escurrirá a flujo libre, es de 40 m³/s.

(*) Costo a nivel de Enero de 1978, incluye intereses durante el período de construcción con el 80/o anual. Incluye el 31.50/o del costo de las obras comunes, valor resultante de un estudio de asignación de costos a los diferentes subproyectos.

(**) Con la energía media.

Un resumen de las características del proyecto se señalan seguidamente:

Descripción	Toachi—Pilatón	
1. PRESA DE EMBALSE		
Tipo	Escollera	con núcleo
Altura	154,0	m
Longitud de la cresta	370,0	m
Longitud/altura	2,31	
2. EMBALSE		
Volumen total	139	hm ³
Volumen útil	94	hm ³
Nivel máximo	1060	m.s.n.m.
Nivel mínimo	1015	m.s.n.m.
Nivel toma de carga	998	m.s.n.m.
Vol.útil/máx. descarga	10	días
3. TUNEL DE CARGA		
Tipo	Circular	
Diámetro	6,0	m
Longitud	8,30	km
Número	1	
Capacidad máxima	123,0	m ³ /s
4. CHIMENEA DE EQUILIBRIO		
Tipo	Doble cámara y expansión	
Altura	165,0	m
Diámetro	7,0/6,0/12,9	m
5. TUBERIA DE PRESION		
Diámetro interno	4,70	m
Longitud	960,0	m
Angulo de inclinación	26,6°	con la horiz.
6. CASA DE MAQUINAS		
Tipo	Exterior	
Caída bruta máxima	318,0	m
Caída neta media	292,0	m
Dimensiones:		
Alto	39,5	m
Largo	125,9	m
Ancho	25,6	m
Número de grupos	4	
Tipo	Pelton	
Cota rotor turbinas	742,0	m.s.n.m.
Capacidad por grupos	75	MW
7. TUNEL DE DESCARGA		
Longitud	230,0	m
Sección	Trapezoidal	

Descripción	Toachi—Pilatón	
8. POTENCIA Y ENERGIA		
Potencia instalada	300	MW
Potencia garantizada	253	MW
Energía primaria	767	GWh
Energía media	1587	GWh
9. COSTO		
Costo total (*)	376	10 ⁶ US\$
Costo por kW instalado	1253	US\$
Costo por kWh generado (**)	0,027	US\$

4.5. Proyecto Jubones (225 MW)

Este proyecto está ubicado a 50 km de distancia de la ciudad de Machala y los propósitos que se le han asignado son : control de inundaciones, riego y generación eléctrica (gráfica 8.8).

Los estudios de factibilidad confirmaron como el mejor sistema básico de aprovechamiento múltiple el formado por las siguientes obras:

- Una presa de material suelto con el río Jubones, en el sitio denominado Minas, con una altura de 135 m y un embalse de regulación de 791 millones de metros cúbicos.
- El túnel de aducción de baja presión tipo herradura de 21 km de longitud y 6,1 m. de diámetro; la tubería de presión tendrá una longitud de 989 m. y un diámetro interno de 3,6 m.
- La casa de máquinas subterránea tiene capacidad para alojar a dos grupos turbina—generador tipo Pelton de 112,5 MW de potencia cada uno.
- La descarga de las aguas turbinadas se hace por medio de un túnel a flujo libre de 4 km de longitud y una sección de 7,0 x 6,8 m.

En el cuadro 8.11, se resumen las principales características físicas, de producción y costos del proyecto.

4.6. Proyecto Coca—Salado (560 MW).

El proyecto hidroeléctrico Coca—Salado, está localizado al este de la ciudad de Quito y a 160 km de distancia aproximadamente. Forma parte de un sistema integrado por cinco aprovechamientos ubicados en cascada a lo largo del curso medio del río

(*) Costo anual de Enero de 1978, incluye intereses durante el período de construcción con el 8% anual.

(**) Con la energía media.

Quijos—Coca; estos aprovechamientos son:

Nombre	Potencia Instalada (MW)
Borja	210
El Chaco	465
Balsas	375
Salado	560
Codo Sinclair	3960
TOTAL	5570

De estos aprovechamientos, el que tiene estudios más adelantados (factibilidad) es el proyecto Coca—Salado, razón por la que fue considerado en el estudio del Programa de generación futuro (gráfico 8.9).

El proyecto consta de una presa de escollera con núcleo impermeable de 146 m. de altura que permite la formación de un embalse de 1050 millones de metros cúbicos de capacidad.

La aducción de las aguas reguladas se hace por medio de dos túneles de baja presión de 7,95 m. de diámetro y 530 m. de longitud. Cada uno de estos túneles se conectan, mediante una bifurcación, con dos de las cuatro tuberías de presión que admitan a igual número de grupos generadores. Las tuberías de alta presión tienen un diámetro de 5,10 m. y una longitud de 135 m. cada una.

La central es exterior y está ubicada a pie de presa; alojará a cuatro grupos turbina—generador tipo Francis de 140 MW de capacidad cada uno.

Un resumen de las características físicas, de producción y costos de este proyecto se presenta en el cuadro 8.11.

4.7. Proyecto Villadora—Chontal (342 MW)

Los estudios de factibilidad de este proyecto se encuentran en su fase final, razón por la cual no fue posible considerarlo en el programa de equipamiento del Plan de Corto Plazo, debiendo ser incluido en la revisión de este documento en el futuro.

El proyecto hidroeléctrico se presenta factible considerando el aprovechamiento integrado por las centrales de Villadora (270 MW) y Chontal (72 MW), (gráfico 8.10).

El aprovechamiento Villadora comprende la construcción de una presa en el río Guayllabamba, tipo hormigón en arco; su altura máxima es de 165 m y embalsa un volumen de agua de 105 millones de metros cúbicos. El túnel de aducción es de 2,81 km de longitud y 6,25 m de diámetro; la tubería de presión de 378 m de longitud y 5,5 m de diámetro alimenta a cuatro grupos turbina—generador tipo Francis de 67,5 MW de potencia cada uno.

El aprovechamiento Chontal es a pie de presa y se halla ubicado 3 km aguas abajo de la central Villadora.

Las características más relevantes del aprovechamiento Villadora se expresan en el cuadro 8.11.

4.8. Proyecto Montúfar (100 MW)

Es un aprovechamiento mixto de riego y energía eléctrica destinado a satisfacer las necesidades de riego de 3570 hectáreas en la provincia del Carchi y suministro de

energía eléctrica (gráfico 8.11).

El aprovechamiento hidroeléctrico consta de una presa de tierra de 69 m. de altura ubicada en el río Apaquí en el sitio El Chamizo. El embalse formado por la presa tiene un volumen de 80 millones de metros cúbicos.

El túnel de aducción es de una longitud de 20 km. y 2,7 m. de diámetro y en su recorrido va captando, mediante pozos, las aguas de las quebradas y agluentes que vierten al río Apaquí. La tubería de presión es superficial y tiene 3,34 km de longitud y 2 m de diámetro.

La casa de máquinas es exterior y aloja a dos grupos turbina—generador tipo Pelton de 50 MW cada uno.

En el cuadro 8.11 se indican las principales características físicas, de producción y costos.

5. EVALUACION INDIVIDUAL DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

El estudio del programa de generación del Sistema Nacional Interconectado se ha desarrollado en dos etapas: la primera consiste en una evaluación económica de cada proyecto considerado en una forma aislada, es decir, no incorporado en un programa de instalación. Por medio de esta evaluación se calcula la potencia óptima de los aprovechamientos a fin de compararlos sobre bases homogéneas; se obtiene, además, un ordenamiento de los proyectos en función de su tasa interna de retorno TIR.

En la segunda etapa se analizan diferentes programas alternativos de equipamiento, efectuando combinaciones en el orden de entrada en operación de los proyectos, y evaluando los costos de inversión y operación, a fin de determinar el programa o secuencia que tenga las condiciones técnicas y económicas más atractivas.

En este numeral consta el estudio correspondiente a la primera etapa del programa de generación.

5.1 Metodología de la Evaluación

La evaluación económica individual se ha orientado a determinar la tasa interna de retorno de cada proyecto, para lo cual se calculan los beneficios y los costos actualizados de los proyectos durante su vida útil. La potencia instalada óptima se encuentra como un subproducto de los cálculos y es aquella con la cual se obtienen los máximos beneficios netos del aprovechamiento.

En los costos se incluyen los correspondientes tanto a la central de generación, como al propio sistema de transmisión del proyecto y a la ampliación del sistema troncal necesaria para asegurar una confiabilidad equivalente del sistema para todos los proyectos evaluados.

Los beneficios de los proyectos se han calculado asignando a los productos de la central (potencia y energía) un costo unitario determinado por un “sistema termoeléctrico óptimo”. De acuerdo al concepto marginalista, se puede aceptar una evaluación preliminar de un aprovechamiento hidroeléctrico a través de la revalorización de su potencia garantizada, energía primaria y energía secundaria, a los precios marginales de desarrollo del sistema. Como una simplificación de este criterio se acepta que estos precios marginales de desarrollo corresponden a un sistema marginalmente termoeléctrico.

Según este criterio, el proyecto hidroeléctrico sustituirá, en el futuro, una parcela ter-

moeléctrica que daría un servicio equivalente; es decir que tiene el mismo factor de planta firme del aprovechamiento hidroeléctrico.

A partir de los costos y beneficios expresados anualmente, se calculan los valores actualizados con un rango de tasas de actualización, a través de las cuales se encuentra la TIR.

5.1.1 Costos de los Proyectos.— Comprenden los costos de inversión, reposiciones intermediarias, operación y mantenimiento.

a) Costo de inversión

Para efectuar la comparación de los proyectos es necesario que sus inversiones sean calculadas sobre bases homogéneas, tanto en lo que se refiere a los criterios de estimación de presupuestos, como a la fecha de referencia de éstos.

El costo directo de construcción de cada proyecto hidroeléctrico se ha calculado teniendo como base el esquema definido en el estudio de factibilidad o diseño. De estos estudios se ha tomado el volumen de obra de cada parte constitutiva del aprovechamiento al cual se ha asociado un costo unitario obtenido de contrato de obras construidas o en construcción, en el País; costos que han sido contrastados con los obtenidos en otros países para obras de características similares. Estos costos unitarios han sido referidos a nivel de Enero de 1978.

Para determinar la potencia instalada óptima de cada aprovechamiento, se han preparado presupuestos de construcción para un rango de potencias instaladas que oscilan alrededor de la potencia pivote definida en los estudios de factibilidad o diseño.

Estos cálculos se han realizado manteniendo constante los volúmenes de obra, y, por tanto, los costos de los ítems que son independientes de la potencia del proyecto, y parametrizando las cantidades de obra de las partes que varían en función de la potencia, como es el caso de los canales, túneles, obras de toma, descarga, casa de máquinas, equipo electromecánico, etc.

A los costos directos de construcción se han añadido los valores de ingeniería y administración e imprevistos, calculados como un porcentaje de los costos directos. Los porcentajes de imprevistos se han asignado en función del nivel de estudios de los proyectos.

Con este procedimiento se uniformizaron los presupuestos de los proyectos de generación.

Los sistemas de transmisión que deben asociarse a las centrales para las evaluaciones, han resultado de estudios de flujo de carga del sistema, y los correspondientes costos se han calculado a partir de las características de las obras y de sus costos unitarios.

b) Reposiciones intermediarias

Las reposiciones intermediarias son las obras y equipos que tienen una vida útil menor a la del proyecto global, y que deben ser repuestos para conseguir un adecuado funcionamiento de las instalaciones. Los costos de estas reposiciones se consideran como inversión y se incluyen en este estudio como un porcentaje del costo total y con una determinada vida útil.

c) Costos de operación y mantenimiento

Los costos anuales de operación y mantenimiento de las centrales de generación y del sistema de transmisión se consideran en esta evaluación como un porcentaje constante de la inversión total del aprovechamiento, adoptándose un flujo uniforme de costos durante la vida útil de las instalaciones.

d) Costos totales actualizados.

El costo total actualizado de los proyectos se ha calculado llevando a valor presente, en la fecha de su entrada en operación, el flujo de inversiones, las repositiones intermediarias y la serie anual de costos de operación y mantenimiento. No se han considerado valores residuales al final de los 50 años de vida útil de los proyectos.

5.1.2. Beneficios Brutos de los Proyectos.— Los beneficios de los proyectos hidroeléctricos se calculan valorizando su producción de potencia y energía con un sistema de precios de referencia que pueden estar constituidos por los costos marginales de desarrollo del sistema, por las tarifas reales de venta de la potencia y energía o por los costos de un “sistema termoeléctrico óptimo” equivalente al proyecto hidroeléctrico. Como se señaló en la introducción de este numeral, se ha escogido el último criterio para la evaluación, el cual considera implícita la posibilidad de sustituir un proyecto termoeléctrico que tenga características de producción similares a los del aprovechamiento hidroeléctrico.

a) Producción de potencia y energía de los aprovechamientos.

Los parámetros de producción de una central hidroeléctrica son los siguientes: a) potencia garantizada, b) energía primaria y c) energía secundaria. (*)

Estos parámetros se han obtenido para cada proyecto mediante estudios de regulación de los embalses, para los cuales se han utilizado los registros hidrológicos disponibles, uniformizándolos para un período común en todos los aprovechamientos.

La energía primaria se ha calculado con una seguridad hidrológica mensual de 100%, seguridad que puede parecer elevada pero se justifica por la necesidad de tener una alta seguridad en el abastecimiento de energía del SNI, el mismo que, en el período en que inician su operación las centrales analizadas, está en una primera etapa de conformación; adicionalmente las series hidrológicas disponibles no son muy extensas.

Los valores de producción de potencia y energía se calcularon para diferentes capacidades instaladas de los aprovechamientos.

b) Sistema Termoeléctrico Equivalente.

Se entiende por sistema termoeléctrico equivalente (a una central hidroeléctrica) a un conjunto de centrales de tipo térmico que conforman una estructura óptima, esto es, que sus costos de inversión y operación son mínimos, y que tienen características de producción equivalentes a una central hidroeléctrica.

Los costos de potencia y energía obtenidos de este sistema térmico se utilizan

(*) Potencia garantizada es la máxima potencia media horaria disponible en una central hidroeléctrica en condiciones críticas de afluencia hídrica y/o de salto.

Energía primaria es la generación anual de una central correspondiente a la potencia continua. Potencia continua es la producción que puede ser mantenida constante durante un alto porcentaje del tiempo (100% o poco menor) o sea, generación obtenida durante un período hidrológico crítico y con una garantía dada.

Energía secundaria es la generación anual aleatoria calculada con la diferencia entre energía media y primaria.

para evaluar la potencia garantizada y la energía primaria del aprovechamiento hidráulico. La energía secundaria se valoriza con el costo de sustituir el combustible de las centrales térmicas del sistema.

c) Beneficios Anuales y Beneficios Actualizados.

Los beneficios anuales de los proyectos se consideran constantes durante el período de vida útil de las centrales. Se asume que toda la energía primaria es posible colocar en el mercado nacional, en tanto que la secundaria se considera que tiene un 50% de colocabilidad, criterios adoptados a base de las condiciones futuras propables del SNI.

La serie constante de beneficios anuales se ha actualizado a la fecha de entrada en operación del proyecto, con diferentes tasas.

5.1.3. Beneficios netos de los Proyectos:

La diferencia entre el valor actualizado de los beneficios brutos y los costos totales actualizados, dan los beneficios netos actualizados de los proyectos, mediante los cuales se puede encontrar la TIR y la relación beneficio/costo de los proyectos.

5.2. Parámetros Utilizados en la Evaluación

Los valores requeridos para la evaluación de los proyectos, de acuerdo a la metodología mencionada, se presentan a continuación.

5.2.1. Costos.—

a) Presupuestos de Inversión

Los presupuestos de inversión se han preparado separadamente para las centrales de generación y para los sistemas de transmisión asociados a los proyectos. Los correspondientes a las centrales se presentan en los cuadros 8.12 al 8.18 para el rango de potencias mencionado anteriormente.

A continuación se incluye un resumen de los presupuestos de las centrales y sistemas de transmisión, que contemplan los rubros de costos directos, ingeniería y administración e imprevistos, expresados en moneda de Enero de 1978.

Proyecto	Potencia Instalada (MW)	Presupuesto de Construcción (10 ⁶ US \$) (*)(**)	
		Central	S. Transm.
1. Pastaza—Agoyán	100	99,39	2,85
	150(****)	122,42	2,85
	200	144,93	2,85
	250	167,09	4,55
	300	188,99	4,55
2 Paute I—Fase C	500(****)	140,42	29,06
	700	180,53	38,02
	1000	280,84	70,20
3 Daule—Peripa (***)	130(****)	90,41	2,85
	195	109,91	2,85
	260	129,42	4,55
	325	148,70	4,55
4 Toachi—Pilatón	150	210,74	0
	225	253,70	0
	300(****)	295,17	0
	375	335,62	0
	450	375,29	0
5 Jubones	225(****)	266,89	5,06
	337	343,71	5,06
	449	417,68	39,05
	562	489,72	39,05
	674	560,31	55,65
6 Coca—Salado	420	446,99	38,24
	560(****)	520,56	38,24
	700	592,92	52,20
	840	664,36	67,31
7 Montúfar	1120	805,19	105,87
	100(****)	176,41	4,05
	150	229,09	7,69
	200	279,18	8,00
	250	327,48	9,41
	300	374,45	10,12

(*) Nivel de costos Enero 1978

(**) Incluye: ingeniería y administración, costos directos e imprevistos.

(***) En el costo del proyecto Daule—Peripa, que es de propósito múltiple se incluye el 31,5% del costo de las obras comunes del proyecto global, porcentaje resultante de un análisis de asignación de costos a los diferentes subproyectos componentes.

(****) Son las potencias definidas en los estudios de factibilidad, o diseño de los proyectos.

Los calendarios de inversiones de los proyectos de generación, se han elaborado a partir de porcentajes de construcción.

Los porcentajes adoptados son los siguientes:

Proyecto	Años de Constr.	AÑO DE CONSTRUCCION No.						
		1	2	3	4	5	6	7
Pastaza—Agoyán	4	15	25	35	25			
Paute I—Fase C	5	15	15	30	30	10		
Daule—Peripa	6	7	7	20	25	25	16	
Toachi—Pilatón y Coca—Salado	6	15	15	20	20	20	10	
Jubones y Montúfar	7	15	15	20	20	15	10	5

Se ha considerado que los sistemas de transmisión se ejecutarán en los 2 ó 3 años finales de la construcción de las centrales.

b) Reposiciones Intermediarias

Los valores considerados para el costo de inversión de las reposiciones intermediarias, se han obtenido como un promedio de varias centrales hidráulicas instaladas en algunos países Latinoamericanos, ya que en el Ecuador no se dispone de información extensa sobre este tópico.

REPOSICIONES INTERMEDIARIAS

Item	Porcentaje del costo del item con respecto al costo total de la central	Años de vida media útil del item.
Turbinas y generadores	16	32
Equipamiento electromecánico	3	22
Equipamiento de control	5	19
Accesorios	2	34

c) Gastos de operación y mantenimiento

Los gastos anuales de operación y mantenimiento de las centrales y del sistema de transmisión se calculan con el 1,50/o de la inversión total de las respectivas instalaciones. Se considera razonable adoptar este criterio global, para el nivel de esta evaluación.

5.2.2 Producción de los Proyectos.— Mediante un modelo de regulación de embalses (*) se obtuvieron los valores de energía primaria (con seguridad 1000/o) y media de cada aprovechamiento y para cada capacidad instalada. La energía secundaria se halla por diferencia entre la energía media y primaria.

(*) Modelo OREPOM

Los registros hidrológicos se uniformizaron para el período 1955—1975.

La potencia garantizada de los aprovechamientos se ha calculado teniendo como base la altura más frecuente de los embalses, dada por el modelo de regulación, y la altura mínima de operación.

En el cuadro 8.19 se detallan los parámetros de producción para las potencias estudiadas. A continuación se incluye un resumen solamente para la “potencia pivote”. (*)

PRODUCCION NETA DE LOS PROYECTOS (**)

Proyecto	Potencia (MW)		Energía (GWh)		
	Instalada	Garantizada	Primaria	Secundaria	Media
Pastaza-Agoyán	150	138	569	462	1031
Paute I- Fase C (***)	500	437	—	1710	1710
Daule-Peripa	130	77	521	189	710
Toachi-Pilatón	300	253	767	820	1587
Jubones	225	202	1529	52	1581
Coca-Salado	560	490	1295	1154	2449
Montúfar	100	94	456	76	532

5.2.3. Costos del Sistema Termoeléctrico Equivalente.— Los costos de este sistema se obtienen mediante un modelo de programación dinámica que optimiza la estructura de un conjunto de centrales térmicas de diferente tipo. Las centrales componentes de este sistema térmico son centrales de tipo nuclear, vapor y gas.

La información utilizada por el programa de optimización son los costos fijos y variables de cada tipo de central, los cuales que se han calculado para tasas de actualización que varían entre 2 y 24^o/o.

Debido a la gran variación de precios que tienen los hidrocarburos en el mercado internacional, que impide una asignación de un costo único para propósitos de evaluación de los proyectos hidroeléctricos, se han calculado los costos del sistema termoeléctrico equivalente para un rango de precios de los combustibles.

El límite inferior de este rango se utilizó para evaluar la potencia instalada óptima de los proyectos, asegurándose, de esta forma, que la capacidad instalada no se incremente por sobre valores que pueden ser razonables, capacidad que, por otra parte, puede ser revisada en estudios futuros de acuerdo con las condiciones prevalecientes. (****) Con el precio medio de los combustibles del rango mencionado, se cuantificaron los beneficios y la TIR de los proyectos solamente para la capacidad instalada óptima, definida previamente.

- (*) Potencia instalada de la solución para lo cual se hizo el proyecto
- (**) Son los valores netos, es decir, se ha descontado los consumos propios de las centrales y las pérdidas en el sistema de transmisión.
- (***) Es la producción sin considerar la influencia del proyecto Mazar, situado aguas arriba de Paute I (Molino).
- (****) Además la potencia instalada es un parámetro que se ve menos influenciado que el valor económico del proyecto, ante variaciones de la hipótesis de precios del combustible.

Cabe señalarse que con todos los costos de los combustibles del rango estudiado, el ordenamiento económico de los proyectos hidroeléctricos no varía.

a) Costos de las centrales componentes del sistema termoeléctrico.

Los parámetros básicos para el cálculo de los costos fijos y variables de las centrales térmicas son los siguientes:

CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES TERMOELECTRICAS
COSTO DEL SISTEMA TERMOELECTRICO EQUIVALENTE

(Valores monetarios expresados en moneda de Enero de 1978).

	Unidades	Nuclear	Vapor	Gas
1. Potencia Instalada	MW	500	300	50
2. Inversión Neta (*)	US\$/kW	1500	521	240
3. Período de construcción	meses	54	36	18
4. Vida útil equivalente	año	30	20	12
5. Resposiciones intermediarias	o/o	40	30	—
	años	20	15	—
6. Gastos fijos explotación	US\$/kW/año	10,6	10,0	5,5
7. Gastos variables explotación	10 ⁻³ US\$/kWh	0,1	0,42	0,74
8. Consumos propios	o/o	9,0	6,0	2,0
9. Tasa de indisponibilidad	o/o	20,0	16,0	3,0

Los costos de combustible, a Enero de 1978 son los siguientes:

Centrales	Para determinación de potencia óptima		Para evaluación de los Proyectos	
	US\$/bl	10 ³ US\$/kWh	US\$/bl	10 ⁻³ US\$/kWh
Nuclear		6,3		6,30
Vapor	11,5	17,1	18,0	26,78
Gas	18,5	41,3	24,0	53,93

b) Costos del Sistema Termoeléctrico Equivalente.

Con los parámetros básicos mencionados en a), se obtienen los costos mínimos (óptimos) del sistema termoeléctrico equivalente, para las 2 alternativas de costo de combustible. Estos costos se presentan desagregados para potencia y energía, con el fin de posibilitar la valorización de la potencia garantizada y la energía primaria de los aprovechamientos hidráulicos.

(*) Incluye 15% por concepto del sistema de transmisión desde la central hasta el punto de interconexión con el SNI, solamente para centrales a vapor y nucleares.

COSTOS DEL SISTEMA TERMOELECTRICO EQUIVALENTE
(Nivel de costos. Enero de 1978)

Tasa de Actualización	Costos utilizados en la determinación de la potencia óptima.		Costos utilizados en la evaluación económica de los proyectos.	
	Potencia	Energía	Potencia	Energía
o/o	(US\$/kW/año)	(10 ⁻³ US\$/kWh)	(US\$/kW/año)	(10 ⁻³ US\$/kWh)
2,0	55,8	13,9	---	---
4,0	56,2	17,6	---	---
6,0	56,5	21,3	66,7	23,1
8,0	59,6	22,5	66,1	28,7
10,0	62,9	23,9	65,4	33,8
12,0	66,2	25,3	68,8	35,3
14,0	69,6	26,9	72,2	36,9
16,0	73,2	28,6	75,9	38,6
18,0	76,9	30,5	79,6	40,5
20,0	80,7	32,4	83,3	42,5
22,0	---	---	87,3	44,6
24,0	---	---	91,3	46,7

La energía secundaria de los proyectos hidráulicos se valoriza con el costo de sustituir la generación de las plantas de vapor. Estos valores son $17,10 \times 10^{-3}$ US\$/kWh para la definición de la potencia óptima, y $26,78 \times 10^{-3}$ US\$/kWh para la evaluación económica de los proyectos.

5.3 Resultados de la Evaluación

Las conclusiones relevantes de la evaluación individual de los proyectos se refieren a la potencia instalada óptima, y a los parámetros económicos que permiten una comparación de los proyectos estudiados (relación B/C y TIR).

En los cuadros 8.20 al 8.26, se incluyen los beneficios netos actualizados de los proyectos para distintas tasas de actualización, valorados con el sistema de costos utilizado para la definición de la capacidad instalada óptima. Los gráficos 8.12 al 8.19 son una representación de los valores de los cuadros citados.

Un criterio para determinar la potencia instalada óptima de los proyectos es el de máxima tasa interna de retorno.

Las tasas internas de retorno de los proyectos son las siguientes:

Proyecto	Tasa Interna de Retorno (o/o) y (Potencia Instalada MW)		
Pastaza—Agoyán	17,9 (100)	17,6 (150)	16,6 (200)
Paute I- Fase C (*)	17,8 (500)	18,1 (700)	13,8 (1000)
Daule—Peripa (**)	15,0 (130)	13,6 (195)	12,1 (260)
Toachi—Pilatón	9,0 (225)	9,0 (300)	8,7 (375)
Jubones	11,1 (225)	9,9 (337)	8,4 (449)
Coca—Salado	8,2 (420)	8,0 (560)	7,7 (700)
Montúfar	4,5 (100)	3,6 (150)	3,3 (200)

(*) Sin incluir la influencia del Proyecto Mazar.

(**) Con asignación al sector de energía el 31,50/o del costo de las obras comunes del proyecto total.

Se han escogido como potencias instaladas óptimas de los proyectos, las siguientes:

Proyecto	Potencia Optima (MW)
Pastaza—Agoyán	150
Paute I-Fase C	500
Daule—Peripa	130
Toachi—Pilatón	300
Jubones	225
Coca—Salado	560
Montúfar	100

Para el caso del Proyecto Pastaza—Agoyán, las TIR para 100 MW y 150 MW son prácticamente iguales. Se ha escogido 150 MW como capacidad óptima en razón de que los estudios de factibilidad han definido una capacidad de cada unidad de 75 MW (potencia continua 65 MW), y la instalación de dos unidades permitirán obtener del proyecto una potencia garantizada mayor.

La capacidad óptima del Proyecto Paute I-Fase C es de 700 MW aplicando el sistema de costos de un sistema termoeléctrico equivalente. Según lo indicado en el numeral 5.1 de este Capítulo, en estos estudios deberán utilizarse los precios marginales de desarrollo del sistema, valores con que no se cuenta a la presente fecha y estarán disponibles a la terminación del Plan de Largo Plazo.

Sin embargo, de un análisis preliminar de los aprovechamientos más importantes que podrán desarrollarse en el futuro, se considera que la aplicación de precios marginales de desarrollo del sistema a la determinación de la capacidad óptima del Proyecto Paute, dará como resultado una potencia superior a 1200 MW en la Central Molino, en razón de que muy pocos proyectos presentan condiciones económicas tan favorables como el Proyecto Paute, para incrementar su capacidad.

Por estas consideraciones, se decidió limitar la Fase C del Proyecto Paute I en Molino, a solo 500 MW, dejando la posibilidad de una siguiente ampliación futura (Fase D), cuya capacidad podrá ser optimizada y definida conociendo ya los costos marginales de desarrollo del sistema.

La capacidad final de Toachi—Pilatón, si bien podría ser 225 MW (3 unidades de 75 MW c/u) ó 300 MW (4 unidades de 75 MW c/u), se ha escogido esta última ya que los diseños de detalle del proyecto, disponibles al momento, han demostrado la conveniencia de tal instalación. El equipamiento de la parte electromecánica podría desarrollarse por etapas de acuerdo con los requerimientos del mercado.

Para los proyectos Daule—Peripa, Jubones y Montúfar, es clara la diferencia (de TIR) en favor de la potencia seleccionada.

Finalmente, la capacidad del proyecto Coca—Salado se ha fijado en 560 MW, como resultado de los estudios de optimización global de la cuenca Quijos—Coca. Con esta capacidad se obtienen las mejores condiciones de producción energética en el aprovechamiento Codo—Sinclair situado aguas abajo de Salado.

Una vez definida la capacidad óptima de los proyectos se ha efectuado su evaluación económica de los mismos, a fin de obtener un ordenamiento a base de sus rentabilidades.

Como ya se expresó en 5.2.3, esta evaluación se realizó con los costos del sistema

termoeléctrico equivalente, valorizados con los precios de combustibles escogidos para este análisis específico. Los resultados son los siguientes:

Proyecto	TIR o/o	Beneficio Neto Actualizado 10 US\$		Relación BNA/C	
		i = 10 ^o /o	i = 12 ^o /o	i = 10 ^o /o	i = 12 ^o /o
Pastaza—Agoyán	23,2	171,7	126,1	1,01	0,74
Paute I-Fase C	21,1	266,2	191,6	1,09	0,77
Daule—Peripa	19,7	114,7	79,9	0,85	0,58
Jubones	14,3	202,1	98,1	0,45	0,21
Toachi—Pilatón	11,9	79,1	— 5,4	0,18	0,01
Coca—Salado (*)	10,8	55,4	— 88,1	0,07	— 0,10
Montúfar	5,9	— 73,4	— 116,4	— 0,25	— 0,37

Con el criterio de la TIR, el ordenamiento de los proyectos es el indicado arriba. Sin embargo, si se considera el beneficio neto actualizado o la relación Beneficio/Costo, ocurre un ordenamiento diferente de los 4 primeros proyectos, permaneciendo en idéntica ubicación económica los proyectos Toachi—Pilatón, Coca—Salado y Montúfar.

Con este análisis individual de los proyectos se tiene una orientación para la estructuración de los programas alternativos de generación, programas que, como se estudia a continuación, se han conformado efectuando combinaciones en el orden de entrada en operación de los proyectos.

6. PROGRAMAS ALTERNATIVOS DE EQUIPAMIENTO DE GENERACION

6.1 Introducción

De acuerdo con la política de desarrollo prioritario de los proyectos hidroeléctricos para generación de electricidad, la demanda inmediata del País se abastecerá con este tipo de recursos.

Para determinar el programa óptimo de equipamiento es necesario conformar un grupo de programas alternativos y, de entre ellos, decidir el que reúna las mejores condiciones técnicas y económicas.

Estos programas alternativos se han estructurado con los proyectos hidroeléctricos descritos y evaluados en forma individual en los numerales anteriores de este Capítulo, efectuando combinaciones en el orden de entrada en operación de los proyectos y tomando en cuenta los períodos para la finalización de los estudios, consecución de financiamiento, licitación y construcción.

Los programas se han evaluado para determinar los valores económicos que permitan una comparación entre sí y orienten la decisión, conjuntamente con análisis de tipo operacional del sistema eléctrico, sobre el programa de generación más atractivo.

(*) No se ha considerado el beneficio obtenido por la regulación del embalse Salado, en la generación del aprovechamiento de aguas abajo (Codo Sinclair).

6.2 Metodología para la Selección y Evaluación de los Programas Alternativos.

El procedimiento seguido para la selección y evaluación de los programas alternativos de equipamiento es el siguiente:

- a) Selección de las Alternativas
Consiste en la conformación de varias secuencias de desarrollo de los proyectos hidroeléctricos. Las secuencias se estructuran efectuando combinaciones en el orden de entrada en operación de las centrales, para lo cual se da prioridad a los proyectos que resultaron más económicos en la evaluación individual.
- b) Balances Energéticos
Los balances de potencia y energía de cada secuencia analizada se realizan con dos propósitos: el primero, determinar la fecha de entrada en operación de cada proyecto y, el segundo, evaluar la generación probable de cada tipo de central, a fin de calcular los gastos variables de operación del sistema, que son incluidos en la evaluación económica de cada programa alternativo.

La fijación de las fechas de entrada en operación de las plantas, se ha realizado considerando como oferta la producción firme de las centrales. Por tanto, en el caso de las hidroeléctricas, la producción corresponde a la energía primaria (con seguridad hidrológica 100%/o) y a la potencia garantizada; la producción termoeléctrica está limitada por las características operacionales de cada tipo de planta (vapor, diesel o gas). La oferta de potencia considerada es la potencia firme del sistema, esto es, el sumatorio de potencias garantizadas de las plantas, menos la capacidad de la unidad mayor del sistema y algunos grupos, especialmente tipo diesel, de los Sistemas Eléctricos Regionales.

La oferta de generación se calcula en subestación principal del Sistema Interconectado, por lo cual, las disponibilidades de generación a nivel de central se reducen en la magnitud de los consumos propios y las pérdidas de Sistema de Transmisión desde la central hasta la subestación.

La demanda considerada en un primer análisis, para definir el equipamiento del Sistema Nacional Interconectado, comprende la demanda máxima y el consumo anual correspondiente al límite superior del intervalo de confianza (con 90% de probabilidad) de la proyección Sectorial Nacional (cuadro 7-6C, Cap.7). Esta previsión está referida a nivel de subestación principal del SNI, es decir, incluye las pérdidas del sistema de subtransmisión y distribución. Debe señalarse que el estudio se realiza para los sistemas regionales integrados al SNI.

Con los criterios mencionados se obtiene un buen grado de seguridad del abastecimiento del mercado nacional.

La generación probable de las plantas se obtiene de los balances en los que se considera como oferta la producción media de las centrales hidroeléctricas, esto es la energía media aproximadamente (con seguridad hidrológica 50%/o) y la potencia disponible desconectándose a las potencias instaladas los mantenimientos normales, las indisponibilidades no programadas y las pérdidas. Como simplificación y dado que este valor resultante es algo mayor que la potencia garantizada, se adoptó este último valor también para el balance con energía media. La demanda considerada en este balance es la obtenida con el método de la proyección sectorial nacional (Capítulo 7, y cuadros 7-6A). Se considera únicamente las áreas servidas por el Sistema Nacional.

Los valores de energía obtenidos en este tipo de análisis se utilizan para cuantificar los ingresos de SNI, por concepto de venta de energía, los mismos que, al ser inferiores al límite superior del intervalo de confianza que se ha fijado (para el caso de equipamiento del sistema), permiten efectuar los estudios económicos y financieros por el lado de la seguridad, y con la hipótesis más probable de demandas eléctricas.

Por consideraciones de seguridad de suministro de los diferentes Sistemas Regionales se ha considerado que debe mantenerse una generación mínima cercana a los centros de consumo, aunque pueda ser abastecido el mercado de energía con una proporción mayor de las centrales hidroeléctricas del SNI. Esta generación requerida por seguridad de suministro se ha asumido que oscilará alrededor del 100/o de la energía total nacional, y será producida casi exclusivamente por plantas de vapor.

En vista de que los proyectos hidroeléctricos incluidos en los programas alternativos cubren la demanda hasta el año 1992, se ha considerado un equipamiento termoeléctrico ficticio entre ese año y el 2000, que es el horizonte de estudio. Este equipamiento ficticio es idéntico para todas las secuencias estudiadas y se lo ha realizado para conocer la generación probable de las plantas en un período más largo.

Al efectuar el estudio de la factibilidad financiera (Capítulo 12) del programa de obras definido con el criterio de abastecer la máxima demanda probable, resultó que las inversiones requeridas eran muy altas, por lo cual, se efectuaron estudios adicionales considerando nuevas alternativas tanto del tipo de equipamiento como de demanda a cubrir, encontrándose como más conveniente una compuesta por un desarrollo exclusivamente hidroeléctrico y que abastece solamente la demanda media probable.

c) Evaluación de los Programas

Una vez fijadas las fechas de incorporación de las centrales al Sistema Nacional Interconectado, y la generación probable de las plantas incluidas en cada programa alternativo de generación, es posible determinar los desembolsos anuales correspondientes a inversión y operación de los programas.

Los costos considerados en la evaluación son los correspondientes a inversión, operación y combustible en las centrales futuras, y a los costos de combustible también de las plantas existentes, ya que este último rubro varía dependiendo de la secuencia de desarrollo de los proyectos hidráulicos.

La evaluación económica que se realiza para el período 1980—2000, consiste en actualizar, a Enero de 1980, los gastos anuales de inversión, operación y combustible de cada secuencia. El valor presente obtenido permite comparar económicamente los programas alternativos y decidirse por el que reúna las mejores condiciones técnicas y económicas.

6.3 Análisis de los Programas

6.3.1 Selección de los Programas Alternativos. — Estos programas se han estructurado a partir de una secuencia básica que considera prácticamente el ordenamiento de los proyectos hidroeléctricos resultante de la evaluación individual en función de la TIR, con algunas consideraciones respecto a los proyectos, que son las siguientes:

Los estudios disponibles del proyecto Jubones no son muy avanzados, por lo cual es necesario complementarlo especialmente en lo que respecta a la geología de los túneles de aducción y descarga; por esta razón se considera un cambio en la prioridad de este proyecto en favor de Toachi—Pilatón, cuyos diseños para licitación están terminados.

El proyecto Montúfar resultó en último lugar en la evaluación individual, con

una TIR relativamente baja con respecto al resto de los proyectos que no justificaría su desarrollo a corto plazo. Por este motivo, no se ha incluido al proyecto, en los programas alternativos.

En cambio, se ha incluido al proyecto hidroeléctrico Paute—Mazar, situado aguas arriba del Paute I (Molino), en razón de que este aprovechamiento debe ejecutarse para controlar los sedimentos en los aprovechamientos de aguas abajo. Los estudios sobre este aspecto recomiendan su entrada en operación 7 años, como más tarde, del inicio en operación de las Fases A y B de Molino. Por otra parte, el Proyecto Paute-Mazar tiene una TIR de 26,50/o, valor que es superior al correspondiente a los otros proyectos analizados.

Debido a la alta regulación que produce este proyecto sobre el aprovechamiento Molino, se ha considerado asociado a Mazar un equipamiento tentativo en Molino de 500 MW (Fase I — D), cuya conveniencia deberá ser estudiada en el futuro.

Con las consideraciones citadas la secuencia básica queda conformada como sigue:

<u>Secuencia 1</u>		
Proyecto	Capacidad (MW)	Orden en el Programa Alternativo
Pastaza—Agoyán	150	1
Paute I-Fase C	500	2
Daule—Peripa	130	3
Toachi—Pilatón	300	4
Jubones	225	5
Coca—Salado	560	6
Paute I-D y Mazar	500	7
Proyectos Térmicos Ficticios		8

Las otras secuencias estructuradas en base de la Alternativa 1, son las siguientes:

<u>Secuencia 2</u>	<u>Secuencia 3</u>	<u>Secuencia 4</u>
Pastaza—Agoyán	Paute I-Fase C	Pastaza—Agoyán
Toachi—Pilatón	Pastaza—Agoyán	Paute I- Fase C
Daule—Peripa	Daule—Peripa	Toachi—Pilatón
Paute I-Fase C	Toachi—Pilatón	Daule—Peripa
Jubones	Jubones	Jubones
Coca—Salado	Coca—Salado	Coca—Salado
Paute I—D y Mazar	Paute I—D y Mazar	Paute I—D y Mazar
Térmicas—Ficticias	Térmicas—Ficticias	Térmicas—Ficticias

<u>Secuencia 5</u>	<u>Secuencia 6</u>	<u>Secuencia 1—A</u>
Pastaza—Agoyán	Pastaza—Agoyán	Pastaza—Agoyán
Paute I-Fase C	Paute I-Fase C	Paute I—Fase C
Jubones	Coca—Salado	Daule—Peripa
Daule—Peripa	Daule—Peripa	Toachi—Pilatón
Toachi—Pilatón	Toachi—Pilatón	Paute—Mazar
Coca—Salado	Jubones	Jubones
Paute I—D y Mazar	Paute I—D y Mazar	Coca—Salado
Térmicas—Ficticias	Térmicas—Ficticias	Térmicas —Ficticias

TOMO I

6.3.2. Balances Energéticos.— Estos balances se han realizado para el período 1979-2000. Durante el período 1979-1984, las instalaciones de generación son comunes para todas las secuencias analizadas, ya que en este período se cubrirá la demanda del SNI con las instalaciones decididas, esto es, las existentes más las que están en construcción. Por lo tanto, a partir de 1985 se inicia el estudio de equipamiento futuro con las centrales hidroeléctricas seleccionadas, las cuales, cubrirán el mercado hasta 1992.

Los cálculos detallados de los balances se incluyen en el Tomo V de este Plan, presentándose en este Tomo los correspondientes a la secuencia o alternativa 1-A, y que constan en los Cuadros 8.27 al 8.29, la misma que como se aprecia en la Pág. 8-34 resultó la mas atractiva técnica y económicamente.

Las ofertas de potencia y energía de las plantas hidroeléctricas futuras son las que se obtuvieron en la evaluación individual de los proyectos (Numeral 5.2.2).

Respecto a las plantas existentes, los valores corresponden a las plantas que se encontrarán en buenas condiciones de operación en cada año del período de análisis; es decir que se han retirado del servicio las centrales que han cumplido su vida media útil.

A continuación se presentan las fechas de incorporación de las centrales en cada una de las secuencias, las cuales se han obtenido de los balances en año hidrológico crítico (seco).

ALTERNATIVA 1		ALTERNATIVA 2		ALTERNATIVA 3	
PROYECTO	Entrada en operac	PROYECTO	Entrada en operac.	PROYECTO	Entrada en opera.
Pastaza-Agoyán	Ene/85	Pastaza-Agoyán	Ene/85	Paute I-Fase C	Ene/85
Paute I-Fase C	Ene/86	Toachi-Pilatón	Ene/86	Pastaza-Agoyán	Ene/86
Daule-Peripa	Ene/88	Daule-Peripa	Ene/88	Daule-Peripa	Ene/88
Toachi-Pilatón	Jun/88	Paute I-Fase C	Ene/88	Toachi-Pilatón	Jun/88
Jubones	Ene/89	Jubones	Ene/89	Jubones	Ene/89
Coca-Salado	Jun/90	Coca-Salado	Jun/90	Coca-Salado	Jun/90
Paute I-D y Mazar	Ene/92	Paute I-D y Mazar	Ene/92	Paute I-D y Mazar	Ene/92
Termoeléctricas Ficticias	1993/2000	Termoeléctricas Ficticias	1993/2000	Termoeléctricas Ficticias	1993/2000

ALTERNATIVA 4		ALTERNATIVA 5		ALTERNATIVA 6		ALTERNATIVA 1-A	
PROYECTO	Entrada en operac.	PROYECTO	Entrada en operac.	PROYECTO	Entrada en operac.	PROYECTO	Entrada en operac.
Pastaza-Agoyán	Ene/85	Pastaza-Agoyán	Ene/85	Pastaza-Agoyán	Ene/85	Pastaza-Agoyán	Ene/85
Paute I-Fase C	Ene/86	Paute I-Fase C	Ene/86	Paute I-Fase C	Ene/86	Paute I-Fase C	Ene/86
Toachi-Pilatón	Ene/88	Jubones	Ene/88	Coca-Salado	Ene/88	Daule-Peripa	Ene/88
Daule-Peripa	Ene/89	Daule-Peripa	Ene/89	Daule-Peripa	Ene/89	Toachi-Pilatón	Jun/88
Jubones	Ene/89	Toachi-Pilatón	Ene/89	Toachi-Pilatón	Ene/90	Paute-Mazar	Ene/89
Coca-Salado	Jun/90	Coca-Salado	Jun/90	Jubones	Ene/90	Jubones	Jun/90
Paute I-D y Mazar	Ene/92	Paute I-D y Mazar	Ene/92	Paute I-D y Mazar	Ene/92	Coca-Salado	Jun/91
Termoeléctricas Ficticias	1993/2000	Termoeléctricas Ficticias	1993/2000	Termoeléctricas Ficticias	1993/2000	Termoeléctricas Ficticias	1992/2000

En el cuadro 8.29 se incluye la generación de las plantas considerando un año de hidrología media. En este cuadro se puede apreciar que existe una sustitución importante de generación térmica por hidroeléctrica; sin embargo, no toda la generación secundaria de las plantas hidráulicas tiene colocación en el mercado, situación que es totalmente lógica debido a que el equipamiento durante el período 1985—1992 es exclusivamente hidroeléctrico.

En el cuadro 8.30, se calcula la generación termoeléctrica esperada para la alternativa 1, que es el valor con el cual se cuantifican los gastos en combustible en la evaluación económica de los programas. Esta generación térmica se ha calculado como promedio aritmético de la producción de las centrales en año crítico y medio, aproximación que es aceptable en el estudio, en vista de que no se dispone, al momento, de ayudas de cálculo que permitan encontrar los valores en el sentido exacto de esperanza matemática. (Capítulo 6).

6.3.3. Evaluación Económica de los Programas.— Las inversiones anuales requeridas para ejecución de cada programa alternativo y los gastos de operación asociados, se han actualizado a la fecha de inicio de los desembolsos, Enero de 1980. Se ha descontado el valor residual de las instalaciones a fines del año 2000, de tal forma de considerar, en el análisis, solamente las inversiones que se deprecian desde el horizonte de estudio.

Seguidamente se explican los parámetros utilizados en la evaluación.

a) Inversiones

Las inversiones consideradas corresponden a los proyectos hidroeléctricos y térmicos futuros (ficticios) y a los sistemas de transmisión asociados a estos proyectos. No se incluyen, en consecuencia, las inversiones, de las centrales existentes y los sistemas de transmisión que tienen que ampliarse por razones de aumento de la carga, de la estabilidad del sistema, etc., ya que estas obras son independientes de la ejecución de los proyectos de generación por decidirse.

Las inversiones contempladas en esta evaluación son las mismas que se utilizaron en el análisis individual de los proyectos, los valores correspondientes a la Alternativa 1—A se presentan en el cuadro 8.31.

b) Gastos de Operación

Estos gastos se han desagregado en gastos fijos y variables de operación y gastos en combustible.

Los gastos fijos de operación de las centrales hidroeléctricas se calcularon con la ecuación.

$$G = 30 p 0,69$$

en donde: G = gastos anuales de operación en 10^3 US\$
P = capacidad de la central expresada en MW

TOMO I

Los gastos fijos y variables de operación de las centrales termoeléctricas que constituyen el programa complementario a partir de 1993, se calcularon con las siguiente ecuaciones.

	<u>Centrales a Vapor</u>	<u>Centrales a Gas</u>
Gastos Fijos	$F = 150 (0,70n + 0,3) p^{0,48}$	$F = 17 (0,8 n + 0,2) p^{0,70}$
Gastos variantes:	$V = 1,7 \times p^{-0,23}$	$V = 1,1 p^{-0,08}$
	<p>F = valor en 10^3 US\$/año n = número de grupos componentes de la central p = potencia de cada grupo en MW V = valor en 10^{-3} US\$/kWh</p>	

Para los cálculos se han considerado módulos representativos de las centrales; estos son: 150 MW para las centrales de vapor y 80 MW para las centrales de gas.

Los gastos en combustible se han calculado asignando a la generación termoeléctrica esperada (cuadro 8.30) costos unitarios de la energía para cada tipo de planta. Para este cálculo se han considerado los siguientes precios de los combustibles, a nivel de precios de Enero de 1978.

Diesel Oil No. = 20 US\$/bl.
Bunker C = 15 US\$/bl

Los costos unitarios de la energía obtenidos son los siguientes(*):

<u>Centrales existentes:</u>	<u>10^{-3} US\$/kWh</u>
— Vapor	27,51
— Diesel	36,63
— Gas	47,18
<u>Centrales Futuras</u> (ficticias)	<u>10^{-3} US\$/kWh</u>
— Vapor	24,42
— Gas	39,95

Los gastos anuales por concepto de combustible de las centrales existentes y futuras de la Alternativa 1-A calculados con los parámetros mencionados, se incluyen en el cuadro 8.31.

c) Actualización de los costos de inversión y operación de los programas.

Los costos anuales de inversión, operación, mantenimiento y combustible calculados para cada secuencia se han actualizado a Enero de 1980 con un rango de tasas de actualización comprendido entre 6^o/o y 14^o/o.

(*) Considerando un poder calorífico del Diesel Oil de 10500 kcal/kg y del Bunker C 9800 kcal/kg.

En el proceso de actualización se ha descontado el valor residual que tendrán los proyectos a fines del año 2000, valor que se ha actualizado también a Enero de 1980 (*)

Por lo tanto, el valor presente que permite la comparación de los programas alternativos, está constituido por el valor actualizado de la depreciación de las instalaciones durante el período de análisis (1980-2000) y por el valor actualizado de los gastos de operación del sistema futuro.

En el cuadro 8.32 se puede ver el cálculo del valor presente para la Alternativa 1-A, y un resumen del valor actualizado de las secuencias estudiadas se expone a continuación:

VALOR ACTUALIZADO DE LAS ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO

Actualización a Enero de 1980
Período de Análisis 1980 - 2000
(10⁶ US\$)

Alternativa	Tasa de actualización				
	6o/o	8o/o	10o/o	12o/o	14o/o
1	1489.9	1387.3	1277.6	1169.7	1068.2
2	1487.7	1391.7	1287.9	1185.4	1088.4
3	1499.4	1396.8	1287.0	1178.9	1077.4
4	1496.8	1394.3	1284.4	1176.4	1075.0
5	1486.4	1385.4	1277.1	1170.4	1070.0
6	1503.9	1402.5	1293.4	1185.8	1084.4
1-A	1447.2	1384.0	1239.9	1133.0	1032.0

De las cifras arriba indicadas se aprecia que las diferencias económicas entre secuencia son relativamente bajas, debido a que la diferencia de tiempo para la entrada en operación de un determinado proyecto es reducido en las secuencias seleccionadas. Por otra parte, el grado de economicidad relativa de las secuencias es variable con respecto a la tasa de actualización, esto es, secuencias que para las tasas inferiores tienen los mínimos costos, para tasas altas tienen los valores más altos con respecto a los otros programas alternativos.

Las secuencias 1-A y 5 son las más económicas para todo el rango de tasas de actualización analizadas, en forma general.

Se hizo necesario, por lo tanto, analizar con mayor detalle estos dos programas tomando en cuenta criterios como la seguridad de servicio, estabilidad y flujo de carga del sistema eléctrico, posibilidad de ejecución de los proyectos en los plazos previstos, etc.

(*) Se considera depreciación lineal, con los siguientes valores de vida útil media:

Central	Años
Hidroeléctrica	50
Vapor	25
Gas	12

La diferencia básica de estos dos programas es la ubicación relativa, en las secuencias, de los Proyectos Jubones y Paute--Mazar. En la Alternativa 5, la entrada en operación de Jubones está prevista para Enero de 1988, y en la Alternativa 1--A, se retrasa para Junio de 1990. Desde el punto de vista de tiempo de ejecución del Proyecto Jubones, la Alternativa 1--A tiene mayor seguridad, ya que se requiere por lo menos de 9 años para la realización de diseños, financiamiento y construcción, por lo cual no podría entrar en operación en 1988. Por otra parte, el avance de este proyecto de energía depende del desarrollo de los proyectos de riego, control de inundaciones que son parte del aprovechamiento múltiple.

El proyecto Paute--Mazar en la Alternativa 1--A se adelanta a Enero de 1989, o sea 3 años con respecto a la 5. Esta anticipación resulta necesaria para controlar los sedimentos en el embalse Amaluza; adicionalmente las características económicas de Mazar son claramente ventajosas frente a los otros proyectos. El programa de ejecución permite que el proyecto entre en operación en 1989.

En lo que se refiere a la distribución de la capacidad instalada en las dos zonas eléctricas del País, la Alternativa 1--A es más conveniente, ya que después de haberse desarrollado el Proyecto Paute--Fase C, el siguiente proyecto, Daule--Peripa, se encuentra ubicado equidistante entre las dos zonas. En caso de desarrollarse posteriormente a Paute el proyecto Jubones, se concentraría mayor potencia en la Zona Sur, haciendo dependiente energéticamente a la Zona Norte. Por estas razones, las condiciones de flujo de carga y estabilidad eléctrica del Sistema Nacional Interconectado son mejores con las instalaciones definidas en la Alternativa 1--A.

Por las razones expuestas, se ha considerado a la Alternativa 1--A como la más atractiva desde el punto de vista técnico y económico.

El equipamiento de generación que contempla la Alternativa 1--A permite cubrir la máxima demanda probable (límite superior del intervalo de confianza de 90 %). En los Gráficos 8-20 a 8-22 se aprecia la situación del abastecimiento de potencia y energía con esta Alternativa.

Una vez definido el programa de generación que reúne las mejores condiciones técnicas y económicas, se debe analizar la factibilidad financiera del programa. Este estudio se realiza en el Capítulo 12, encontrándose que los requerimientos de inversión del Sector Electricidad, considerando la Alternativa 1--A, son elevados, los cuales no podrían ser cubiertos con los recursos de los que dispone el Sector. Adicionalmente, las inversiones citadas sobrepasan los valores recomendados para el Sector Electricidad en el Plan Nacional de Desarrollo, 1980--1984.

Con estas consideraciones, se reajustó el programa original, tomando en cuenta como variable fundamental la demanda del sector.

Para este propósito, se conformaron nuevos programas alternativos, diseñados para cubrir solamente la demanda media probable, que es, en promedio, 14 % inferior a la máxima probable. Algunos de estos programas consideran exclusivamente proyectos hidroeléctricos; otros, equipamiento mixto hidrotérmico, y los restantes están basados exclusivamente en proyectos termoeléctricos.

De la evaluación de estos programas, resulta como más atractiva la denominada Alternativa 1--3, la cual está basada exclusivamente en hidroelectricidad.

ALTERNATIVA 1-3

PROYECTO	FECHA DE ENTRADA EN OPERACION
Pastaza—Agoyán	Enero/85
Paute I—Fase C	Enero/87—Enero/88
Daule—Peripa	Enero/88
Paute—Mazar	Enero/89—Enero/90
Toachi—Pilatón	Junio/90
Jubones	Junio/91
Coca	Junio/92—Enero/93.

Esta Alternativa permite diferir los proyectos con respecto a 1-A, y en consecuencia se disminuye la inversión, la cual se enmarca en los valores del Plan Nacional de Desarrollo. La factibilidad financiera de este programa se realiza en el Capítulo 12.

En el caso de que la demanda real fuese superior a la demanda media probable será necesario incorporar al sistema centrales térmicas para completar la potencia y energía requeridos.

Como un medio para cubrir eventuales retrasos de los proyectos de generación mayores se ha incluido en el programa, pequeñas centrales de generación de tipo hidráulico.

Los estudios de flujo de carga y estabilidad eléctrica del sistema indican condiciones satisfactorias de operación.

Los balances energéticos y los resultados de la evaluación económica (realizados con un nivel de costos de Enero de 1980) de la Alternativa 1-3 se incluyen en los Cuadros 8-33 a 8-38, y los cálculos correspondientes a todos los programas alternativos analizados constan en el TOMO V de este Plan.

En los Gráficos 8-23 a 8-25 se presenta la situación del abastecimiento de potencia y energía con el programa de la Alternativa 1-3.

PROGRAMA DE GENERACION SELECCIONADO

El programa de equipamiento que permite abastecer el mercado eléctrico con un razonable grado de seguridad es el correspondiente a la Alternativa 1-A. Sin embargo las inversiones requeridas para la ejecución de este programa sobrepasan los valores recomendados para el Sector Eléctrico en el Plan Nacional de Desarrollo. En tal virtud el programa definido por la Alternativa 1-3 es el que cumple con las condiciones técnicas, económicas y financieras, por lo cual se recomienda su ejecución.

El programa es el siguiente:

<u>PROYECTO</u>	<u>CAPACIDAD INSTALADA (MW)</u>	<u>FECHA DE ENTRADA EN OPERACION</u>
A. PROYECTOS EN CONSTRUCCION		
Vapor Estero Salado No. 3	73.0	Agosto/1980
Gas Quito	60.0	Diciembre/1980
Vapor Esmeraldas	125.0	Junio/1981
Paute I—Fases A y B	500.0	Diciembre/1982-Junio/1983

B. PROYECTOS FUTUROS	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FECHA DE ENTRADA EN OPERACION
Pastaza--Agoyán	150.0	Enero/1985
Paute I--Fase C	500.0	Enero/1987--Enero/1988
Daule--Peripa(*)	130.0	Enero/1988
Paute--Mazar	140.0	Enero/1989--Enero/1990
Toachi--Pilatón	300.0	Junio/1990
Pequeñas Centrales		1985--1987

La inversión que debe realizarse en el período 1980--1984 para ejecutar el programa alcanza a 16.566 millones de sucres, (663 millones de dólares), expresados en nivel monetario de 1980 (**).

8. PROGRAMA DE EJECUCION

El cronograma resumido de la ejecución de los proyectos de la Alternativa 1--3, se presenta en el Gráfico 8-26.

Considerando el período de construcción de las centrales y la fecha de entrada en operación, es necesario que se inicien en forma inmediata las acciones para la consecución de financiamiento, licitación y contratación de la construcción de los Proyectos Pastaza--Agoyán, Paute I--Fase C y Daule--Peripa. En efecto en el año 1981 debe comenzar la construcción de Pastaza Agoyán, en 1982 el Proyecto Paute I--Fase C y en 1983 el Daule--Peripa.

En lo que se refiere al Proyecto Paute--Mazar es necesario emprender los estudios de factibilidad y diseño de tal forma que el financiamiento pueda contratarse en el transcurso de 1982 y la construcción dé comienzo en 1984.

Los Proyectos Toachi--Pilatón; Jubones y Coca, si bien constan en el presente Plan, deben ser objeto de análisis adicionales conjuntamente con nuevos proyectos que podrían presentar características técnicas y económicas más atractivas. Estos estudios serán parte de la actualización periódica del plan, como también de las conclusiones que se obtendrán del Plan Maestro de Mediano y Largo Plazo, cuyos estudios se han iniciado.

Por otra parte, las pequeñas centrales de generación permitirán cubrir el posible retraso de las centrales mayores, o demandas superiores a la prevista. El inicio de la operación de estas centrales está previsto entre 1985 y 1987.

El programa de ejecución de las centrales que tienen que instalarse en los Sistemas Regionales que no se hallan interconectadas al SNI, en el período 1980--1983, se incluye en el Gráfico 8-27.

(*) La ejecución del Proyecto de propósito múltiple Daule--Peripa está a cargo de CEDEGE y las inversiones están contempladas en el programa de riego del País.

(**) Corresponde a Ingeniería y Administración, Costos Directos e Imprevistos. No incluye Gastos Financieros.

9. PRESUPUESTO DE OBRAS Y CALENDARIO DE INVERSIONES

El presupuesto de obras que conforman el programa de equipamiento seleccionado (Alternativa 1-3), y el Calendario de Inversiones constan en los cuadros 8-39 a 8-42.

El Calendario de Inversiones de la Alternativa 1-3 es compatible con las inversiones contempladas en el Plan Nacional de Desarrollo, del período 1980-1984.

El resumen de las inversiones del programa de generación para el Período 1980-1984 se presenta en la siguiente página:

INVERSIONES DEL PROGRAMA DE GENERACION
A REALIZARSE EN EL PERIODO 1980 - 1984

(Millones de dólares)

	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJ.	TOTAL
I. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO			
A. PROYECTOS EN CONSTRUCCION			
1. Ingeniería, Administración, Costos directos e imprevistos	147.6	202.0	349.6
2. Escalamientos y Gastos Financ.	24.3	71.2	95.5
3. Total	171.9	273.2	445.1
B. PROYECTOS PROGRAMADOS			
1. Ingeniería, Administración, Costos directos e imprevistos	90.3	186.7	277.0
2. Escalamientos y Gastos Financ.	58.5	99.3	157.8
3. Total	148.8	286.0	434.8
C. PROYECTOS FUTUROS			
1. Ingeniería, Administración, Costos directos e imprevistos	12.1	19.5	31.6
2. Escalamientos y Gastos Financ.	9.0	15.8	24.8
3. Total	21.1	35.3	56.4
TOTAL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (A + B + C)			
1. Ingeniería, Administración, Costos directos e imprevistos	250.0	408.2	658.2
2. Escalamientos y Gastos Financ.	91.8	186.3	278.1
3. Total	341.8	594.5	936.3
II. SISTEMAS REGIONALES			
1. Ingeniería, Administración, Costos directos e imprevistos.	25.0	5.9	30.9
2. Escalamientos y Gastos Financ.	4.0	4.5	8.5
3. Total	29.0	10.4	39.4
TOTAL NACIONAL (A + B + C + D)			
1. Ingeniería, Administración, Costos directos e imprevistos	275.0	414.1	689.1
2. Escalamientos y Gastos Financ.	95.8	190.8	286.6
3. Total	370.8	604.9	975.7

POTENCIAL LINEAL BRUTO TOTAL DEL ECUADOR
(A Diciembre de 1978)

Cuadro 8-1

TOMO I

CUENCA HIDROGRAFICA	No.	AREA (km2)	POTENCIA (MW)			ENERGIA (GWh/año)		
			P. media	P50°/o	P90°/o	E. media	E50°/o	E90°/o
* Cayapas	P-3	7.180	4.530	3.804	1.721	39.215	33.321	15.072
* Aguarico	A-2	12.561	5.387	5.070	3.557	47.189	44.412	31.156
Esmeraldas	P-4	21.212	8.369	7.527	3.954	73.295	65.929	34.623
Napo	A-3	31.368	19.891	19.097	13.027	174.243	167.279	107.491
* Curaray	A-4	14.384	1.552	1.460	1.024	13.594	12.791	8.975
Guayas	P-7	32.034	5.461	3.269	1.187	47.481	28.637	10.299
Pastaza	A-6	21.890	9.562	8.961	4.470	83.760	78.509	39.160
* Tigre	A-5	6.447	405	380	267	3.547	3.333	2.337
* Taura	P-9	2.614	201	135	42	1.757	1.173	374
Cañar	P-10	2.470	855	556	182	7.492	4.866	1.593
Santiago	A-8	25.087	19.403	18.896	12.378	169.960	165.514	108.429
* Morona	A-7	6.460	1.498	1.440	899	13.126	12.610	7.877
* Balao	P-11	3.380	1.095	716	212	8.597	6.269	1.878
Jubones	P-12	4.319	1.010	796	369	8.852	6.905	3.237
* Arenillas	P-13	1.615	103	59	15	897	521	136
Puyango	P-14	3.436	1.079	716	238	9.449	6.271	2.084
Catamayo	P-15	7.554	1.160	936	443	10.161	8.200	3.885
* Mayo	A-9	3.185	1.493	1.396	690	13.075	12.237	6.040
Mira	P-2	6.777	3.637	3.481	2.057	31.860	30.398	18.019
* Carchi	P-1	356	47	42	18	419	365	162
* San Miguel	A-1	5.954	3.969	3.736	2.620	34.772	32.731	22.956
TOTAL		220.293	90.707	82.473	49.370	793.741	722.271	425.783

* Valores Estimados

RESUMEN POTENCIAL APROVECHABLE DEL ECUADOR
(A Diciembre de 1978)

CUENCA HIDROGRAFICA	POTENCIAL LINEAL BRUTO (MW)			POTENCIA INSTALABLE (MW)					Total Instalable
	NOMBRE	No.	Q medio	Q90%o	Preliminar	Frefactib.	Factibilid.	Diseños	
Puyango	P-14	1.079	238	225	---	---	---	---	225
Jubones	P-12	1.010	369	140	---	337	---	---	477
Guayas	P-7	5.461	1.187	134	156	---	---	---	890
Catamayo	P-15	1.160	443	236	---	---	---	---	236
Santiago	A-8	19.403	12.378	4.744	---	226	---	500	5.470
Pastaza	A-6	9.562	4.470	1.950	545	150	---	---	2.645
Cañar	P-10	855	182	345	---	---	---	---	345
Esmeraldas	P-4	8.369	3.954	1.135	970	---	300	---	2.405
Mira	P-2	3.637	2.057	524	---	150	---	---	674
Napo	A-3	19.891	13.027	3.135	5.010	560	---	---	8.705
TOTAL		70.427	38.305	12.568	7.281	1.423	300	500	22.072

POTENCIA INSTALADA Y GARANTIZADA EXISTENTE EN EL PAIS (MW)
(A Diciembre de 1979)

	POTENCIA INSTALADA				TOTAL NACIONAL	POTENCIA GARANTIZADA				TOTAL NACIONAL
	Sistemas Regionales	S. N. I.	Total Serv. Pub.	Autoprodutores		Sistemas Regional	S. N. I.	Total Serv. Pub.	Autoprodutores	
A. HIDROELECTRICAS	134.45	69.20	203.65	10.02	213.67	107.59	63.60	171.19	8.52	179.71
- Zona Norte	116.57	69.20	185.77	9.82	195.59	90.66	63.60	154.26	8.35	162.61
- Zona Sur	17.88	—	17.88	0.20	18.08	16.93	—	16.93	0.17	17.10
B. TERMOELECTRICAS	422.19	130.20	552.39	89.59	641.98	384.87	125.20	510.07	45.03	55.10
- Vapor	63.00	73.00	136.00	—	136.00	59.85	69.40	129.25	—	129.25
- Zona Norte	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
- Zona Sur	63.00	73.00	136.00	—	136.00	59.85	69.40	129.25	—	129.25
- Diesel	211.39	31.20	242.59	89.59	332.18	182.31	30.20	212.51	45.03	257.54
- Zona Norte	77.96	31.20	109.16	43.84	153.00	67.41	30.20	97.61	16.15	113.76
- Zona Sur	133.43	—	133.43	45.75	179.18	114.90	—	114.90	28.88	143.78
- Gas	147.80	26.00	173.80	—	173.80	142.71	25.60	168.31	—	168.31
- Zona Norte	27.30	—	27.30	—	27.30	24.00	—	24.00	—	24.00
- Zona Sur	120.50	26.00	146.50	—	146.50	118.71	25.60	144.31	—	144.31
C. TOTAL NACIONAL (A+ B)	556.64	199.40	756.04	99.61	855.65	492.46	188.80	681.26	53.55	734.81

Nota: No se incluyen los grupos de emergencia de los autoprodutores y las centrales municipales que suman 68.7 MW.

DISPONIBILIDADES DE GENERACION DE LAS PLANTAS HIDROELECTRICAS A DICIEMBRE DE 1979

CUADRO 8.4

	SISTEMAS REGIONALES				SIST.NACIONAL INTERCONNECT.				SERVICIO PUBLICO				AUTOPRODUCTORES				TOTAL			
	POTENCIA MW		ENERGIA GWh		POTENCIA MW		ENERGIA GWh		POTENCIA (MW)		ENERGIA (GWh)		POTENCIA (MW)		ENERGIA (GWh)		POTENCIA (MW)		ENERGIA (GWh)	
	INSTAL.	GARANT.	PRIMA.	MEDIA	INSTAL.	GARANT.	PRIMA.	MEDIA	INSTAL.	GARANT.	PRIMA.	MEDIA.	INSTAL.	GARANT.	PRIMA.	MEDIA	INSTAL.	GARANT.	PRIMA.	MEDIA
A. ZONA NORTE	116.57	90.66	403.53	570.88	69.20	63.60	214.4	234.3	185.77	154.26	617.93	805.18	9.82	8.35	10.37	17.29	195.59	162.61	628.3	822.47
Sistema Norte	9.76	8.52	48.81	65.64					9.32	8.52	48.81	65.64	0.87	0.74	1.27	2.12	10.19	9.26	50.08	67.76
El Ambi	8.00	7.00	33.42	49.80					8.00	7.00	33.42	49.80								
La Playa	1.32	1.11	10.29	10.74					1.32	1.11	10.29	10.74								
Otras	0.44	0.41	5.10	5.10						0.41	5.10	5.10								
Sistema Pichincha	87.36	64.61	260.00	375.46					87.36	64.61	260.00	375.46	7.05	5.99	4.19	6.99	94.41	70.60	264.19	382.45
Cumbayá	40.00	29.00	99.10	143.60					40.00	29.00	99.10	143.60								
Nayón	29.70	21.70	71.80	114.60					29.70	21.70	71.80	114.60								
Guangopolo	9.40	8.06	44.30	61.30					9.40	8.06	44.30	61.30								
Pasochoa	4.50	2.30	20.15	26.16					4.50	2.30	20.15	26.16								
Los Chillos	1.76	1.66	11.39	13.80					1.76	1.66	11.39	13.80								
La Calera	2.00	1.89	13.26	16.00					2.00	1.89	13.26	16.00								
Sistema Centro Norte	19.45	17.53	94.72	129.78	69.20	63.60	214.4	234.3	88.65	81.13	309.12	364.08	1.90	1.62	4.91	8.18	90.55	82.75	314.03	372.26
Pisayambo					69.20	63.60	214.4	234.3	69.20	63.60	214.4	234.3								
Illuchi	4.20	3.50	24.68	27.58					4.20	3.50	24.68	27.58								
La Península	3.00	2.50	12.62	15.89					3.00	2.50	12.62	15.89								
Miraflores	1.12	0.93	5.89	7.41					1.12	0.93	5.89	7.41								
Alao	10.48	10.00	48.11	74.90					10.48	10.00	48.11	74.90								
Chimbo	0.65	0.60	3.42	4.00					0.65	0.60	3.42	4.00								
B. ZONA SUR	17.88	16.93	73.70	107.05					17.88	16.93	73.70	107.05	0.20	0.17	0.10	0.16	18.08	17.10	73.80	107.21
Sistema Centro Sur	15.48	14.93	56.53	87.46					15.48	14.93	56.53	87.46					15.48	14.93	56.53	87.46
Saymirin	6.44	6.30	25.21	50.29					6.44	6.30	25.21	50.29								
Saucay	8.00	7.84	31.32	36.27					8.00	7.84	31.32	36.27								
Otras	1.04	0.79		0.90					1.04	0.79		0.90								
Sistema Sur	2.40	2.00	17.17	19.59					2.40	2.00	17.17	19.59	0.20	0.17	0.10	0.16	2.60	2.17	17.27	19.75
San Francisco	2.40	2.00	17.17	19.59					2.40	2.00	17.17	19.59								
TOTAL (A+B)	134.45	107.59	477.23	677.93	69.20	63.60	214.4	234.3	203.65	171.19	691.63	912.23	10.02	8.52	10.47	17.45	213.67	179.71	702.10	929.68

DISPONIBILIDADES DE GENERACION DE LAS PLANTAS
TERMoeLECTRICAS (MW)
(A Diciembre de 1979)

Cuadro 8-5

	Sist. Regional		Sist. Nacional		Serv. Publico		Autoproductores		TOTAL	
	Inst.	Garant.	Inst.	Garant.	Inst.	Garant.	Inst.	Garant.*	Inst.	Garant.
A. ZONA NORTE	105.26	91.41	31.20	30.20	136.46	121.61	43.84	16.15	180.30	137.76
a. 1) GRUPOS DIESEL	77.96	67.41	31.20	30.20	109.16	97.61	43.84	16.15	153.00	113.76
Sistema Norte	5.77	4.90	---	---	5.77	4.90	3.91	1.50	9.68	6.40
Sistema Pichincha	35.10	30.60	31.20	30.20	66.30	60.80	10.70	---	77.00	60.80
Sistema Centro Norte	22.89	19.05	---	---	22.89	19.05	4.21	1.45	27.10	20.50
Sistema Esmeraldas (1)	14.20	12.86	---	---	14.20	12.86	25.02	13.20	39.22	26.06
a. 2) TURBINA A GAS	27.30	24.00	---	---	27.30	24.00	---	---	27.30	24.00
Sistema Pichincha	27.30	24.00	---	---	27.30	24.00	---	---	27.30	24.00
B. ZONA SUR	316.93	293.46	99.00	95.00	415.93	388.46	45.75	28.88	461.68	417.34
b.1) GRUPOS DIESEL	133.42	114.90	---	---	133.43	114.90	45.75	28.88	179.18	143.78
Sistema Centro Sur	17.35	15.00	---	---	17.35	15.00	5.13	3.26	3.26	22.48
Sistema Sur	13.91	11.50	---	---	13.91	11.50	1.00	0.40	14.91	11.90
Sistema Manabí	28.70	23.50	---	---	28.70	23.50	---	---	28.70	23.50
Sistema Guayas Los Ríos	51.37	45.03	---	---	51.37	45.03	39.62	25.22	90.99	70.25
Sistema El Oro	22.10	19.87	---	---	22.10	19.87	---	---	22.10	19.87
b.2) TURBINA A GAS	120.50	118.71	26.00	25.60	146.50	144.31	---	---	146.50	144.31
Sistema Guayas Los Ríos	120.50	118.71	26.00	25.60	146.50	144.31	---	---	146.50	144.31
b.3) PLANTAS A VAPOR	63.00	59.85	73.00	69.40	136.00	129.25	---	---	136.00	129.25
Sistema Guayas Los Ríos	63.00	59.85	73.00	69.40	136.00	129.25	---	---	136.00	129.25
TOTAL (A+B)	422.19	384.87	130.20	125.20	552.39	510.07	89.59	45.03	641.98	555.10
Diesel	211.39	182.31	31.20	30.20	242.59	212.51	89.59	45.03	332.18	257.54
Gas	147.80	142.71	26.00	25.60	173.80	168.31	---	---	173.80	168.31
Vapor	63.00	59.85	73.00	69.40	136.00	129.25	---	---	136.00	129.25

(*) Valor de la demanda incrementada en 50/o, los autoproductores tienen capacidad instalada muy superior a su demanda

(1) Se ha considerado dos grupos de Bunker de 4 MW cada uno que se encuentran en proceso de montaje.

CENTRALES ELECTRICAS A INSTALARSE EN LOS SISTEMAS REGIONALES
EN EL PERIODO 1980 - 1982 (*)

	Nombre de la Central	Ubicación	Fecha de Entrada operc.	POTEN. INSTAL. (MW)	POTEN. GARAN. (MW)	ENERG. PRIMAR. (GWh)	ENERG. MEDIA (GWh)
A. HIDROELECTRICAS				33.11	31.59	109.75	176.77
Sistema Norte	S.M.Car.	Tulcán	1981	1 x 3.01	2.84	9.15	10.73
Sistema Cent. Norte	Illuchi IV Chimbo III	Latacunga	1981	2 x 2.60	4.46	26.32	30.00
		Guaranda	1980	1 x 0.90	0.81	5.12	5.90
Sistema Cent. Sur	Saymir. III	Cuenca	1980	1 x 4.00	3.90	15.66	19.09
	Saymir. IV	Cuenca	1982	1 x 4.00	3.90	15.66	29.09
	Saucay II	Cuenca	1980	1 x 8.00	7.84	18.92	35.98
	Saucay II	Cuenca	1981	1 x 8.00	7.84	18.92	35.98
B. TERMOELECTRICAS	(Diesel)			157.44	144.77		
Sistema Pichincha	Guangop.	Quito	1980	6 x 5.67	32.98		
	Guangop.	Quito	1980	5 x 2.50	11.00		
	Luluncoto	Quito	1980	5 x 2.50	11.00		
	Sto. Dgo.	Sto. Dgo.	1980	2 x 2.50	4.60		
Sistema Cent. Norte	Puyo	Puyo	1980	2 x 0.73	1.30		
Sistema Cent. Sur	Cuenca	Cuenca	1980	3 x 5.00	12.00		
	Cuenca	Cuenca	1980	1 x 2.50	2.20		
Sistema Esmeraldas	Esmerald.	Esmerald.	1980	2 x 2.50	4.40		
Sistema Manabí	Manta	Manta	1980	2 x 6.00	11.64		
	Manta	Manta	1980	1 x 2.50	2.20		
	Manta	Manta	1980	5 x 2.50	11.00		
Sist. Guayas Los Ríos	Libertad	Libertad	1980	2 x 4.40	8.60		
	Milagro	Milagro	1980	1 x 2.50	2.20		
	Milagro	Milagro	1980	3 x 5.00	14.55		
	Babahoyo	Babahoyo	1980	1 x 2.50	2.20		
Sistema El Oro	Machala	Machala	1980	2 x 4.09	7.77		
	Machala	Machala	1981	1 x 5.40	5.13		
T O T A L				190.55	176.36	109.75	176.77

(*) Una actualización de este Cuadro realizada en Diciembre de 1979, se presenta en el Cuadro 8-6A.

CENTRALES ELECTRICAS A INSTALARSE EN LOS SISTEMAS
REGIONALES EN EL PERIODO 1980 - 1982

Revisión del cuadro 8. 10, efectuada en Dic./79 (*)

	Nombre de la Central	Ubicación	Fecha En- trada En Operación	Potencia Instalada (MW)	Potencia Garantiza- (MW)	Energía Primaria (GWh)	Energía Media (GWh)
A. HIDROELECTRICAS				33.19	31.59	109.75	176.77
SISTEMA NORTE	S.M. de Car	Tulcán	1981	1 x 3.09	2.84	9.15	10.73
SISTEMA CENTRO-NORTE	Illuchi IV	Latacunga	1981	2 x 2.60	4.46	26.32	30.00
	Chimbo III	Guaranda	1980	1 x 0.90	0.81	5.12	5.90
SISTEMA CENTRO-SUR	Saymirín III	Cuenca	1981	1 x 4.00	3.90	15.66	29.09
	Saymirín IV	Cuenca	1982	1 x 4.00	3.90	15.66	29.09
	Saucay II	Cuenca	1982	2 x 8.00	15.68	37.84	71.96
B. TERMOELECTRICAS				152.44	141.52		
SISTEMA PICHINCHA	Guangopolo	Quito	1980	6 x 5.67	32.98		
	Sto. Doming.	Sto. Doming.	1980	1 x 2.50	2.30		
	Sto. Doming.	Sto. Doming.	1981	1 x 2.50	2.30		
SISTEMA CENTRO NORTE	Puyo	Puyo	1980	2 x 0.73	1.30		
SISTEMA CENTRO SUR	Cuenca	Cuenca	1980	1 x 2.50	2.20		
	Cuenca	Cuenca	1980	4 x 2.50	8.80		
	Cuenca	Cuenca	1981	4 x 5.0	19.00		
SISTEMA SUR	Catamayo	Loja	1981	1x 2.50	4.40		
SISTEMA ESMERALDAS	Propicia	Esmeraldas	1980	2 x 2.50	4.40	(1 en operación)	
SISTEMA MANABI	Manta	Manta	1980	1 x 2.50	2.20		
	Manta	Manta	1980	5 x 2.50	11.00		
	Manta	Manta	1980	2 x 6.00	11.54	(En operación)	
SISTEMA GUAYAS -LOS RIOS	Libertad	Libertad	1980	2 x 4.44	8.60		
	Milagro	Milagro	1980	4 x 2.50	8.80		
	Babahoyo	Babahoyo	1980	1 x 2.50	2.20		
	Babahoyo	Babahoyo	1980	2 x 2.50	4.40		
	Quevedo	Quevedo	1980	2 x 2.50	4.40	(1 en operación)	
SISTEMA EL ORO	Machala	Machala	1980	2 x 4.09	7.77		
	Machala	Machala	1981	1 x 5.40	5.13		
TOTAL				185.63	173.11		

(*) Esta revisión obedece a la nueva distribución de los 17 grupos diesel adquiridos por INECEL y al reajuste del cronograma de ejecución de otros proyectos.

PROYECTO HIDROELECTRICO PAUTE I FASES A Y B (500 Mw)

COSTO ESTIMADO DE CONSTRUCCION 10³ U S \$

PRESUPUESTO*

	M.E.	M.L.	TOTAL
I. INGENIERIA Y ADMINISTRACION	4.695	19.302	23.997
Expropiaciones y servidumbres		558	558
Campamentos	8.617	6.312	14.929
Operación Campamentos	370	1.460	1.830
Vías de Acceso	1.364	5.382	6.746
Mantenimiento de Vías	1.830	3.550	5.380
Captaciones y Bocatomas	1.150	650	1.800
Presa (Incluye obras de desvío)	79.276	62.753	142.029
Túneles y Canales	14.160	7.780	21.940
Chimenea de Equilibrio	2.053	1.818	3.871
Tubería de Presión	17.887	7.042	24.929
Casa de Máquinas (Obra Civil)	5.250	5.550	10.800
Equipo Hidráulico	35.750	7.250	43.000
Equipo Electromecánico			
Patrio Elevador	1.420	1.080	2.500
III. IMPREVISTOS	15.901	11.372	27.273
IV. SUBTOTAL (I + II + III)	189.723	141.859	331.582
V. INTERESES INTERCALARIOS	31.555	27.114	58.669
VI. COSTO TOTAL DEL PROYECTO	221.278	168.973	390.251

(*) Nivel de costos : Enero 1978

PROYECTO HIDROELECTRICO: PAUTE I — FASES A Y B (500 MW)
CALENDARIO DE INVERSIONES
(10³ U.S.\$.)

Nivel de costos: Enero /78

DESCRIPCION	PRESUPUESTO			1977*			1978			1979			1980		
	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL
1. Ingeniería y Administración	4.695	19.302	23.997	1.826	4.542	6.368	1.133	3.208	4.341	946	3.363	4.309	314	3.282	3.596
2. Costos Directos	169.127	111.185	280.312	12.997	11.981	24.978	29.403	24.874	54.277	19.836	16.061	35.897	48.598	27.008	75.606
3. Imprevistos 10%	15.901	11.372	27.273	25	—	25	3.044	2.808	5.852	2.072	1.940	4.012	4.627	3.021	7.648
4. Subtotal (1 + 2 + 3)	189.723	141.859	331.582	14.848	16.523	31.371	33.580	30.890	64.470	22.854	21.364	44.218	53.539	33.311	86.850
5. Intereses Intercalarios	31.555	27.114	58.669	6.147	6.838	12.985	10.381	9.549	19.930	4.848	4.533	9.381	6.552	4.076	10.628
6. Costo Total del Proyecto	221.278	168.973	390.251	20.995	23.361	44.356	43.961	40.439	84.400	27.702	25.897	53.599	60.091	37.387	97.478

(*) Las inversiones de los años 1975 y 1976 se incluyen en el año 1977.

PROYECTO HIDROELECTRICO PAUTE I -- FASES A Y B (500 MW)
CALENDARIO DE INVERSIONES
(10³ US\$)

Nivel de costos: Enero /78

DESCRIPCION	1981			1982			1983		
	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL
1. Ingeniería y Administración	304	2.736	3.040	172	1.671	1.843	—	500	500
2. Costos Directos	45.725	26.162	71.887	11.609	4.519	16.128	959	580	1.539
3. Imprevistos 10 ^o /o	4.811	3.015	7.826	1.221	521	1.742	101	67	168
4. Subtotal (1 + 2 + 3)	50.840	31.913	82.753	13.002	6.711	19.713	1.060	1.147	2.207
5. Intereses Intercalarios	1.994	1.252	3.246	1.591	821	2.412	42	45	87
6. Costo total del Proyecto	52.834	33.165	85.999	14.5 4	7.532	22.125	1.102	1.192	2.294

CENTRAL TERMICA ESTERO SALADO No. 3 (73 MW)
CALENDARIO DE INVERSIONES
(10³ U.S.\$)

Nivel de costos: Enero /78

DESCRIPCION	PRESUPUESTO			1978			1979			1980		
	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL
1. INGENIERIA Y ADMINIST.	986	1.193	2.179	236	103	339	442	586	1.028	308	504	812
2. COSTOS DIRECTOS	29.857	6.748	36.605	8.078	1.713	9.791	16.474	3.148	19.622	5.305	1.887	7.192
Suministro CIF equipos	27.418	—	27.418									
Obras civiles	1.117	2.883	4.000									
Montaje	682	1.717	2.399									
Otros costos directos	640	2.148	2.788									
3. IMPREVISTOS	782	—	782	—	—	—	782	—	782	—	—	—
4. SUBTOTAL (1 + 2 + 3)	31.625	7.941	39.566	8.314	1.186	10.130	17.698	3.734	21.432	5.613	2.391	8.004
5. INTERESES INTERCALARIOS	4.150	936	5.086	1.764	385	2.149	2.166	457	2.623	220	94	314
6. COSTO TOTAL DE PROYECTO	35.775	8.877	44.652	10.078	2.201	12.279	19.864	4.191	24.055	5.833	2.485	8.318

CENTRAL TERMICA ESMERALDAS (125 MW)
CALENDARIO DE INVERSIONES
(10³ U.S.\$)

Nivel de costos: Enero /78

DESCRIPCION	PRESUPUESTO			1978			1979			1980			1981		
	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION	568	1.423	1.991	—	78	78	232	509	741	192	557	749	144	279	423
2. COSTOS DIRECTOS	49.344	11.365	60.709	2.467	788	3.255	17.186	3.703	20.889	24.348	5.135	29.483	5.343	1.739	7.082
3. IMPREVISTOS	—	1.200	1.200	—	—	—	—	400	400	—	400	400	—	400	400
4. SUBTOTAL (1 + 2 + 3)	49.912	13.988	63.900	2.467	866	3.333	17.418	4.612	22.030	24.540	6.092	30.632	5.487	2.418	7.905
5. INTERESES INTERCALARIOS	7.676	2.087	9.763	763	268	1.031	3.695	979	4.674	3.003	745	3.748	215	95	310
6. COSTO TOTAL DEL PROYECTO	57.589	16.074	73.663	3.230	1.134	4.364	21.113	5.591	26.704	27.543	6.837	34.380	5.703	2.512	8.215

CENTRAL TERMICA QUITO (60 MW)
CALENDARIO DE INVERSIONES
(10³ U.S.\$)

Nivel de costos: Enero / 80

DESCRIPCION	_PRESUPUESTO			1979			1980		
	M. E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION	—	40	40	—	40	40			
2. COSTOS DIRECTOS	8.861	1.581	10.442	8.418	1.053	9.471	443	528	971
Suministro CIF Turbina a Gas	8.861	—	8.861						
Obras Civiles	—	216	216						
Montaje	—	660	660						
Otros costos Directos (*)	—	705	705						
3. IMPREVISTOS	—	179	179	—	120	120	—	59	59
4. SUBTOTAL (1 + 2 + 3)	8.861	1.800	10.661	8.418	1.213	9.631	443	587	1.030
V. INTERESES INTERCALARIOS	453	56	509	449	50	499	4	6	10
VI. COSTO TOTAL DEL PROYECTO	9.314	1.856	11.170	8.867	1.263	10.130	447	593	1.040

(*) Incluye: Transporte equipos, seguro, tanques de combustible, oficinas y bodegas, vehículos para fiscalización.

(**) La tasa de interés anual es el 8^o/o.

**CARACTERISTICAS FISICAS
DE PRODUCCION Y COSTOS DE LOS PROYECTOS**

Cuadro : 8.11

DESCRIPCION	UNIDAD	PASTAZA AGOYAN	PAUTE I FASE C	DAULE PERIPA	TOACHI PILATON	JUBONES	COCA SALADO	VILLA- DORA	MON- TUFAR
1. PRESA DE EMBALSE									
TIPO		Hormigón	Hormigón	Escollera	Escollera	Escollera	Escollera	Hormigón	Tierra
ALTURA	m	36,0	170,0	78,0	154,0	135,0	146,0	165,0	69,0
LONGITUD DE LA CRESTA	m	270,0	400,0	230,0	370,0	380,0	1170,0	413,0	420,0
2. EMBALSE									
VOLUMEN TOTAL	hm ³	1,87	120	6 000	139	791	1 050	105	80
VOLUMEN UTIL	hm ³	0,88	100	4 300	94	501	480	49	73
NIVEL MAXIMO	m.s.n.m.	1 655	1991	85	1 060	1 011	1 385	910	2 754
NIVEL MINIMO	m.s.n.m.	1 647	1 935	60	1 015	954	1 348	860	2 728
NIVEL TOMA DE CARGA	m.s.n.m.	1 632	1 920	49	998	954	1 348	860	2 723
VOL. UTIL/MAX. DESCARGA	d	0,08	11,6	178	10	72	11,4	3,44	46,9
3. TUNEL DE CARGA									
DIAMETRO	m	6,0	5,0	—	6,0	6,1x6,1	7,95	6,25	2,7
LONGITUD	km	2,68	6,2	—	8,3	21,0	0,53	2,81	20,1
CAPACIDAD MAXIMA	m ³ /s	120,0	100,0	280,0	123,0	80,0	518,4	168,0	18,0
4. CHIMENEA DE EQUILIBRIO									
TIPO		Orif. restrin.	Orif. restrin.	—	Bicameral	Orif. restrin.	—	Bicameral	Orif. restrin.
ALTURA	m	52,0	191,0	—	165,0	100,0	—	72,0	104,5
DIAMETRO	m	12,5	7,0	—	7/6/12,9	15,5	—	13,5	7,5
5. TUBERIA DE PRESION									
DIAMETRO	m	4,5/3,2	3,75	7,0	4,7	3,6	5,1	5,5	2,0/1,25
LONGITUD	m	260,0	850,0	430,0	960,0	989,0	4x155,0	378,0	3 337
6. CASA DE MAQUINAS									
TIPO		Subterránea	Subterránea	Superficial	Superficial	Subterránea	Superficial	Subterránea	Superficial
CAIDA BRUTA MAXIMA	m	160,0	666,0	61,7	318,0	750,0	111,0	205,95	1 072
CAIDA NETA MEDIA	m	155,0	615,0	55,7	292,0	680,0	109,0	188,55	973
DIMENSIONES: ALTO	m	38,0	42,0	38,0	39,5	35,8	45,0	32,0	28,0
LARGO	m	60,0	123,0	80,0	125,9	83,0	100,0	80,9	35,0
ANCHO	m	17,0	23,0	18,0	25,6	24,4	35,0	20,6	15,0
NUMERO DE GRUPOS		2	5	2	4	2	4	4	2
TIPO		Francis	Pelton	Francis	Pelton	Pelton	Francis	Francis	Pelton
COTA ROTOR TURBINAS	m.s.n.m.	1 468	1 323	21	742	263	1 259,6	895	1 679
CAPACIDAD POR GRUPOS	MW	75	100	65	75	112,5	140	67,5	50
7. DESCARGA									
LONGITUD	m	130,0	230,0	—	230,0	4 000	—	190,0	645,1
TIPO		Circular	Gótica	—	Trapezoidal	Herradura	—	Herradura	Canal trapez.
8. PRODUCCION									
POTENCIA INSTALADA	MW	150	500	130	300	225	560	342	100
POTENCIA GARANTIZADA	MW	138	437	77	253	202	490	297	94
ENERGIA PRIMARIA	GWh	569	—	521	767	1 529	1 295	1 375	456
ENERGIA MEDIA	GWh	1 031	1 710	710	1 587	1 581	2 449	1 989	532
9. COSTOS									
COSTO TOTAL (1)	10 ⁶ US \$	145	171	110	376	385	663	426	241
COSTO POR kW INSTALADO	US \$	969	343	847	1 253	1 622	1 184	1 246	2 412
COSTO POR kWh GENERADO (2)	US \$	0,016	0,012	0,018	0,027	0,027	0,031	0,025	0,053

(1) Costos a Ene/78, incluye intereses intercalarios, 8% anual, excluye escalamiento.

(2) Con la energía media.

PROYECTO HIDROELECTRICO PASTAZA – AGOYAN
 COSTO ESTIMADO DE CONSTRUCCION
 (Valores en miles de US\$)

Nivel de costos: Enero /78

DESCRIPCION	POTENCIA INSTALADA (MW)				
	100	150	200	250	300
1.- INGENIERIA Y ADMINISTRACION (11 ^o /o)	8.565	10.549	12.489	14.399	16.286
2. COSTOS DIRECTOS	77.864	95.900	113.535	130.898	148.050
Expropiaciones y servidumbre	800	800	800	800	800
Campamentos	1.667	2.500	3.333	4.167	5.000
Operación de campamentos	666	1.000	1.334	1.666	2.000
Vías de acceso	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300
Mantenimiento de vías	300	300	300	300	300
Presa (incluye obras de desvío)(*)	25.600	25.600	25.600	25.600	25.600
Túneles y canales	11.067	15.000	18.612	22.003	25.227
Chimenea de Equilibrio	1.476	2.000	2.481	2.934	3.364
Tubería de Presión	1.254	1.700	2.109	2.494	2.859
Casa de Máquinas (obras civiles)**)	8.867	13.300	17.733	22.167	26.600
Equipos electromecánico (***)	14.267	21.400	28.533	35.667	42.800
Patio Elevador	800	1.200	1.600	2.000	2.400
Equipo Hidráulico	9.800	9.800	9.800	9.800	9.800
3. IMPREVISTOS (15 ^o /o) (1 + 2)	12.964	15.967	18.904	21.795	24.650
4. TOTAL (1 + 2 + 3)	99.393	122.416	144.928	167.092	188.986

(*) Incluye captaciones y bocatomas

(**) Incluye descarga

(***) Incluye montaje

PROYECTO HIDROELECTRICO PAUTE I FASE C
COSTO ESTIMADO DE CONSTRUCCION
 (Valores expresados en miles de U.S.\$)

Nivel de costos: Enero /78

DESCRIPCION	POTENCIA INSTALADA (MW)		
	500	700	1000
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION (10 ^o /o)	11.605	14.920	23.210
2. COSTOS DIRECTOS	116.050	149.198	232.100
– Operación de campamentos	1.830	1.830	3.660
– Mantenimiento de vías de acceso	5.380	5.380	10.760
– Toma	1.800	2.720	3.600
– Túnel de carga	19.290	22.440	38.580
– Chimenea, tubería de presión, múltiple distribuidor (incluido blindaje) túnel de acceso y cámara de inspección	28.800	33.720	57.600
– Casa de máquinas (obras civiles)	10.800	17.280	21.600
– Túnel de construcción de casa de máquinas y túnel de descarga	2.650	2.950	5.300
– Equipo electromecánico	43.000	60.000	86.000
– Patio elevador y pozo de cables	2.500	2.878	5.000
3. IMPREVISTOS (10 ^o /o)	12.766	16.412	25.531
4. TOTAL (1 + 2 + 3)	140.421	180.530	280.841

PROYECTO HIDROELECTRICO DAULE -- PERIPA (*)
 COSTO ESTIMADO DE CONSTRUCCION
 (valores expresados en miles de U.S.\$)

Nivel de costos: Enero /78

DESCRIPCION	POTENCIA INSTALADA(MW)			
	130	195	260	325
1.- INGENIERIA Y ADMINISTRACION (10%)	7.147	8.689	10.231	11.755
2. COSTOS DIRECTOS	71.469	86.885	102.308	117.545
Expropiación y servidumbres	284	284	284	284
Campamentos	—	—	—	—
Vías de acceso	568	568	568	568
Mantenimiento de vías	284	284	284	284
Presa (incluye obras de desvío)	31.311	31.311	31.311	31.311
Tubería de presión				
Chimenea de equilibrio				
Tubería de presión	2.752	3.839	4.927	6.001
Casa de máquinas (obra civil)	10.620	14.816	19.013	23.160
Equipo hidráulico				
Equipo electromecánico	22.500	31.389	40.282	49.067
Patio elevador	3.150	4.394	5.639	6.870
3. IMPREVISTOS (15%)	11.792	14.336	16.881	19.395
4. TOTAL (1 + 2 + 3)	90.408	109.910	129.420	148.695

(*) Incluye una imputación al subproyecto de energía de 31.5% del costo de las obras comunes.

PROYECTO HIDROELECTRICO TOACHI - PILATON
 COSTO ESTIMADO DE CONSTRUCCION
 (Valores en miles de U.S.\$)

Cuadro 8-15

Nivel de Costos : Enero /78

TOMO I

DESCRIPCION	POTENCIA INSTALADA (MW)				
	150	225	300	375	450
INGENIERIA Y ADMINISTRACION (10%)	17.416	20.967	24.394	27.737	31.016
2. COSTOS DIRECTOS	174.162	209.665	243.940	277.369	310.160
Expropiaciones y servidumbres					
Vías de acceso	600	600	600	600	600
Mantenimiento de vías	5.480	5.480	5.480	5.480	5.480
Presa (incluye obras desvío)	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300
Campamentos	82.540	82.540	82.540	82.540	82.540
Operación campamentos	4.875	7.313	9.750	12.188	14.625
Captaciones y bocatomas	2.681	4.022	5.362	6.703	8.043
Túneles y canales	2.550	3.825	5.100	6.375	7.650
Chimenea de Equilibrio	30.044	40.721	50.527	59.732	68.488
Tubería de presión	2.594	3.516	4.363	5.157	5.914
Casa de máquinas (obras civiles)	9.675	13.114	16.272	19.236	22.051
Equipo electromecánico	7.197	10.796	14.395	17.994	21.593
Patio elevador	20.576	30.864	41.152	51.440	61.728
	3.050	4.574	6.099	7.624	9.148
3. IMPREVISTOS (10%)	19.158	23.063	26.833	30.511	34.118
4. TOTAL (1 + 2 + 3)	210.736	253.695	295.167	335.617	375.294

PROYECTO HIDROELECTRICO JUBONES
 COSTO ESTIMADO DE CONSTRUCCION
 (Valores en miles de U.S.\$)

Cuadro 8-16

TOMO I

Nivel de Costos : Enero /78

DESCRIPCION	POTENCIA INSTALADA (MW)				
	225	337	449	562	674
- 1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION (10 ^o /o)	21.098	27.171	33.018	38.713	44.294
2. COSTOS DIRECTOS	210.983	271.710	330.181	387.134	442.935
Expropiaciones y servidumbres	400	400	400	400	400
Vías de acceso	10.920	10.920	10.920	10.920	10.920
Mantenimiento de vías	5.460	5.460	5.460	5.460	5.460
Presa (incluye obras desvío)	50.534	50.534	50.534	50.534	50.534
Campamentos	8.667	13.000	17.333	21.667	26.000
Operación campamentos	5.633	8.450	11.267	14.083	16.900
Captaciones y bocatomas	—	—	—	—	—
Túneles y canales	59.739	80.970	100.446	118.744	136.144
Chimenea de Equilibrio	1.992	2.700	3.350	3.960	4.540
Tubería de presión	15.088	20.450	25.369	29.990	34.385
Casa de máquinas (obras civiles)	21.097	31.646	42.195	52.743	63.292
Equipo electromecánico	26.960	40.440	53.920	67.400	80.880
Patio elevador	4.493	6.740	8.987	11.233	13.480
3. IMPREVISTOS (15 ^o /o)	34.812	44.832	54.486	63.877	73.084
4. TOTAL (1 + 2 + 3)	266.893	343.713	417.679	489.724	560.313

PROYECTO HIDROELECTRICO COCA I (SALADO)
 COSTO ESTIMADO DE CONSTRUCCION
 (Valores en miles de U.S.\$)

Cuadro 8-17

Nivel de Costos : Enero /78

DESCRIPCION	POTENCIA INSTALADA (MW)				
	420	560	700	840	1.120
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION (10 ^o /o)	35.335	41.151	46.871	52.519	63.652
2. COSTOS DIRECTOS	353.348	411.510	468.710	525.186	636.516
Expropiaciones y servidumbres	7.616	7.616	7.616	7.616	7.616
Vías de acceso	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480
Mantenimiento de vías	3.360	3.360	3.360	3.360	3.360
Presa (incluye obras desvío)	148.321	148.321	148.321	148.321	148.321
Campamentos	27.989	37.318	46.648	56.977	74.636
Operación campamentos	12.810	17.080	21.350	25.820	34.160
Captaciones y bocatomas	6.300	8.400	10.500	12.600	16.800
Túneles y canales	41.252	51.186	60.511	69.378	86.084
Chimenea de Equilibrio	2.641	3.277	3.874	4.442	5.511
Tubería de presión	21.264	26.385	31.192	35.762	44.374
Casa de máquinas (obras civiles)	23.235	30.980	38.725	46.470	61.960
Equipo electromecánico	50.400	67.200	84.000	100.800	134.400
Patio elevador	6.680	8.907	11.133	13.360	17.814
3. IMPREVISTOS (15 ^o /o)	58.302	67.899	77.337	86.656	105.025
4. TOTAL (1 + 2 + 3)	446.985	520.560	592.918	664.361	805.193

PROYECTO HIDROELECTRICO MONTUFAR
 COSTO ESTIMADO DE CONSTRUCCION
 (Valores en miles de U.S.\$)

Cuadro 8-18

TOMO I

Nivel de Costos : Enero /78

DESCRIPCION	POTENCIA INSTALADA (MW)				
	100	150	200	250	300
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION (10%)	13.946	18.110	22.070	25.888	29.601
2. COSTOS DIRECTOS	139.457	181.100	220.697	258.881	296.006
Expropiaciones y servidumbres	200	200	200	200	200
Vías de acceso	8.580	8.580	8.580	8.580	8.580
Mantenimiento de vías	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600
Presa (incluye obras desvío)	23.400	23.400	23.400	23.400	23.400
Campamentos	6.933	10.400	13.867	17.333	20.800
Operación campamentos	4.160	6.240	8.320	10.400	12.480
Captaciones y bocatomas	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000
Túneles y canales	57.754	78.880	97.130	114.825	131.651
Chimenea de Equilibrio	959	1.300	1.613	1.907	2.186
Tubería de presión	11.805	16.000	19.853	23.470	26.909
Casa de máquinas (obras civiles)	5.333	8.000	10.667	13.333	16.000
Equipo electromecánico	13.733	20.600	27.467	34.333	41.200
Patio elevador	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000
3. IMPREVISTOS (15%)	23.010	29.882	36.415	42.715	48.841
4. TOTAL (1 + 2 + 3)	176.413	229.092	279.182	327.484	374.448

PRODUCCION NETA DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS					
PROYECTOS	POTENCIA(MW)		ENERGIA(GWh)		
	Instalada	Garantizada	Primaria	Secundaria	Media
Pastaza — Agoyán	100	92	569	222	791
	150	138	569	462	1.031
	200	184	569	530	1.099
	250	230	569	582	1.151
	300	276	569	590	1.159
Paute I Fase C (Sin Mazar) (*)	500	437	0	1.710	1.710
	700	612	0	1.890	1.890
	1.000	809	0	1.924	1.924
Daule — Peripa	65	41	355	15	370
	130	77	521	189	710
	195	107	521	235	756
	260	132	521	245	766
	325	150	521	245	766
Toachi — Pilotón	150	127	767	366	1.133
	225	190	767	628	1.395
	300	253	767	820	1.587
	375	317	767	898	1.665
	450	380	767	934	1.701
Jubones	225	202	1.529	52	1.581
	337	303	1.529	214	1.743
	449	404	1.529	326	1.855
	562	505	1.529	352	1.881
	674	606	1.529	362	1.891
	786	707	1.529	362	1.891
Coca — Salado	420	368	1.295	1.094	2.389
	560	490	1.295	1.154	2.449
	700	613	1.295	1.170	2.465
	840	735	1.295	1.170	2.465
Montúfar	1.120	791	1.295	1.170	2.465
	100	94	456	76	532
	150	141	456	98	554
	200	188	456	98	554
	250	236	456	98	554
	300	250	456	98	554

(*) No se considera la influencia de regulación sobre Paute I, del embalse Mazar.

PROYECTO HIDROELECTRICO: PASTAZA — AGOYAN
 BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS (*)

(10⁶ U.S.\$)

TASA DE ACTUALIZAC. (o/o)	POTENCIA INSTALADA (MW)				
	100	150	200	250	300
2.0	304.0	412.6	475.1	530.7	577.9
4.0	216.4	282.3	317.2	346.7	371.4
6.0	159.9	201.0	219.7	233.8	245.3
8.0	107.2	134.5	144.4	150.3	154.8
10.0	72.2	90.0	93.8	94.2	93.8
12.0	46.3	57.2	56.5	52.4	48.4
14.0	27.0	32.6	28.4	20.9	13.9
16.0	11.7	13.0	5.9	- 4.4	- 13.8
18.0	- 0.8	- 2.9	- 12.4	- 25.2	- 36.8
20.0	- 11.6	- 16.8	- 28.5	- 43.6	- 57.0

(*) Actualización a la fecha de puesta en servicio la Central, con nivel monetario de enero de 1978.

PROYECTO ELECTRICO: PAUTE I (Molino) — FASE C
 BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS (*)

(10⁶ U.S.\$)

TASA DE ACTUALIZAC. (o/o)	SIN CONSIDERAR INFLUENCIA DEL EMBALSE MAZAR			CONSIDERANDO LA INFLUENCIA EMBALSE MAZAR		
	Potencia	Instalada	(MW)	Potencia	Instalada	(MW)
	500	700	1000	500	700	1000
2,0	947.1	1.221.5	1.348.8	888.9	1.172.6	1.465.3
4.0	584.3	753.9	792.8	544.7	720.7	872.6
6.0	372.7	481.4	466.8	343.8	457.1	525.5
8.0	254.3	330.2	286.8	231.9	311.4	334.8
10.0	173.3	227.0	161.9	155.2	211.7	203.0
12.0	113.4	150.6	67.8	98.2	137.8	103.9
14.0	66.9	91.2	- 7.0	53.8	80.2	25.7
16.0	29.2	43.0	- 68.8	17.7	33.4	- 38.7
18.0	- 2.9	2.1	- 122.5	- 13.1	- 6.5	- 94.4
20.0	- 31.1	- 33.9	- 170.6	- 40.2	- 41.6	- 144.0

(*) Actualización a la fecha de puesta en servicio de la central, con nivel monetario de Enero de 1978.

PROYECTO HIDROELECTRICO: DAULE — PERIPA
 BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS (*)
 (10⁶ U.S.\$)

Cuadro 8 - 22

TOMO I

TASA DE ACTUALIZAC. (%)	POTENCIA INSTALADA (MW)			
	130	195	260	325
2.0	260.70	293.50	304.50	304.00
4.0	184.10	199.30	199.00	191.30
6.0	133.60	138.30	130.90	118.90
8.0	85.40	83.90	72.80	58.10
10.0	52.30	46.60	32.50	15.70
12.0	27.30	18.10	1.50	- 17.30
14.0	7.90	- 4.20	- 23.10	- 43.60
16.0	- 8.20	- 22.80	- 43.80	- 66.00
18.0	- 21.90	- 38.90	- 61.80	- 85.70
20.0	- 34.50	- 53.70	- 78.50	- 104.10

(*) Actualización a la fecha de puesta en servicio de la central, con nivel monetario de Enero de 1978.

PROYECTO HIDROELECTRICO: TOACHI — PILATON
 BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS (*)

(10⁶ U.S.\$)

TASA DE ACTUALIZAC. (%)	POTENCIA INSTALADA (MW)				
	150	225	300	375	450
2.0	306.30	416.50	510.10	576.20	630.50
4.0	186.40	244.50	292.10	321.50	343.00
6.0	104.80	132.00	151.90	159.00	160.50
8.0	26.40	35.40	39.20	33.50	23.70
10.0	- 30.20	- 34.30	- 42.10	- 57.50	- 75.80
12.0	- 75.80	- 90.3	- 107.60	- 130.70	- 156.20
14.0	- 113.70	- 137.10	- 162.30	- 192.10	- 223.90
16.0	- 147.50	- 178.50	- 210.80	- 246.90	- 284.30
18.0	- 178.40	- 216.50	- 255.30	- 297.10	- 340.10
20.0	- 208.50	- 253.30	- 298.20	- 345.80	- 394.00

(*) Actualización a la fecha de puesta en servicio de la central, con nivel monetario de Enero de 1978.

PROYECTO HIDROELECTRICO: JUBONES
BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS (*)

(10⁶ U.S.\$)

TASA DE ACTUALIZAC. (%)	POTENCIA INSTALADA (MW)				
	225	337	449	572	674
2.0	579.8	671.0	687.2	749.7	777.9
4.0	401.8	431.6	399.2	412.1	396.1
6.0	275.5	266.9	204.3	184.9	140.2
8.0	141.0	109.1	27.1	- 11.5	- 73.5
10.0	43.8	- 6.6	- 105.0	- 159.2	- 235.8
12.0	- 35.4	-102.1	- 215.5	- 283.5	- 373.6
14.0	- 102.0	-183.5	- 311.4	- 392.5	- 295.5
16.0	- 162.1	-257.8	- 400.1	- 493.8	- 609.5
18.0	- 217.8	-327.8	- 484.4	- 590.9	- 719.5
20.0	- 273.0	-397.1	- 568.8	- 688.1	- 830.2

(*) Actualización a la fecha de puesta en servicio de la central, con nivel monetario de Enero de 1978.

PROYECTO HIDROELECTRICO: COCA - SALADO
 BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS (*)

Cuadro 8 - 25

(10⁶ U.S.\$)

TASA DE ACTUALIZAC. (%)	POTENCIA INSTALADA (MW)				
	420	560	700	840	1.120
2.0	689.80	797.80	873.80	936.20	721.50
4.0	383.40	428.50	448.20	457.10	441.80
6.0	183.20	189.90	174.90	150.90	- 69.30
8.0	14.20	- 0.70	- 35.10	- 77.70	- 303.90
10.0	- 108.60	- 139.90	- 189.10	- 246.30	- 481.40
12.0	- 207.90	- 252.70	- 314.90	- 384.50	- 630.50
14.0	- 291.40	- 348.00	- 421.70	- 502.60	- 771.10
16.0	- 365.90	- 433.20	- 517.40	- 609.00	- 881.20
18.0	- 434.60	- 512.10	- 606.50	- 708.20	- 995.30
20.0	- 501.00	- 588.60	- 938.30	- 804.90	-1107.70

(*) Actualización a la fecha de puesta en servicio de la central, con nivel monetario de Enero de 1978.

PROYECTO HIDROELECTRICO: MONTUFAR
 BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS (*)

(10⁶ U.S.\$)

TASA DE ACTUALIZAC. (%)	POTENCIA INSTALADA (MW)			
	100	150	200	250
2.0	78.10	69.90	66.60	66.10
4.0	13.10	- 15.90	- 39.40	- 60.60
6.0	- 35.30	- 78.40	- 115.60	- 150.70
8.0	- 85.00	- 137.50	- 183.60	- 227.60
10.0	- 124.30	- 185.30	- 239.40	- 291.40
12.0	- 159.40	- 228.50	- 290.20	- 349.70
14.0	- 191.50	- 268.70	- 338.10	- 405.00
16.0	- 222.50	- 307.90	- 385.00	- 459.60
18.0	- 253.30	- 347.20	- 432.40	- 514.70
20.0	- 284.90	- 387.70	- 481.20	- 571.60

(*) Actualización a la fecha de puesta en servicio de la central, con nivel monetario de Enero de 1978.

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
BALANCE DE POTENCIA (MW)-ALTERNATIVA I-A

CUADRO 8 - 2/

		1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
A. DEMANDA MAXIMA ANUAL		542.0	687.5	826.0	996.6	1191.3	1259.5	1400.4	1541.5	1697.6	1871.6	2053.4	2248.0	2448.7	2662.9	2814.8	3127.7	3416.8	3716.0	3999.3	4340.4	4686.1	5028.1
B. OFERTA		566.1	802.6	1011.8	1347.6	1581.2	1564.7	1684.9	1812.0	2046.6	2207.0	2460.3	2584.4	2758.3	3009.9	3435.7	3577.9	3915.2	4240.3	4559.3	4949.1	5349.8	5758.7
B.1 EXISTENTE		566.1	802.6	1011.8	1347.6	1581.2	1564.7	1546.9	1499.2	1471.5	1428.5	1428.3	1350.4	1279.3	1285.9	1263.7	1243.9	1166.9	1104.2	1082.8	1094.2	1105.2	1117.6
a) Hidroeléctrica		150.4	160.0	166.9	467.5	644.4	644.4	644.4	644.4	644.4	644.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4
Sistemas Regionales		80.1	88.0	94.9	133.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3
Pisayambo		63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6
Paute I - Fases A y B		—	—	—	262.2	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0
Autoproductores		6.7	8.4	8.4	8.4	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
b) Termoeléctrica		415.7	642.6	844.9	880.1	936.8	920.3	902.5	854.8	827.1	784.1	733.9	656.0	584.9	591.5	569.3	549.5	472.5	409.8	388.4	399.8	411.1	423.2
Sistemas Regionales		244.8	337.0	413.2	439.8	490.4	472.6	454.9	409.0	384.9	347.7	305.9	239.5	187.9	187.9	158.5	131.8	104.7	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0
- Vapor		59.9	55.1	55.1	55.1	50.4	40.9	40.9	40.9	40.9	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	—	—	—	—	—	—
- Diesel		42.2	139.2	215.4	242.0	297.3	289.0	271.3	238.7	214.6	207.6	165.8	120.1	113.2	113.2	105.4	100.4	73.3	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0
- Gas		142.7	142.7	142.7	142.7	142.7	142.7	129.4	129.4	108.7	108.7	88.0	43.3	43.3	21.7	—	—	—	—	—	—	—	—
Sist. Nac. Interconectado		125.2	253.7	369.7	369.7	369.7	369.7	369.7	369.7	369.7	369.7	369.7	369.7	344.1	344.1	344.1	344.1	285.0	285.0	254.8	254.8	254.8	254.8
- Vapor Estero Salado		69.4	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8
- Vapor Esmeraldas		—	—	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0
- Diesel Guanoapola		30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	—	—	—	—	—	—
- Gas (Guayaquil y Quito)		25.6	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	59.1	59.1	59.1	59.1	—	—	—	—	—	—
Autoproductores	Fecha de entrada en Servicio	45.7	51.9	62.0	70.6	76.7	78.0	77.9	76.1	72.5	66.7	58.3	46.8	52.9	59.5	66.7	73.6	82.8	91.8	101.4	112.0	123.3	135.4
B.2 FUTURA								138.0	312.8	575.0	778.5	1032.0	1234.0	1479.0	1724.0	2172.0	2334.0	2748.3	3136.1	3476.5	3854.9	4244.3	4641.1
Pastoza-Agoyan (150 MW)	Enero/85							138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0
Paute I - Fase C (500 MW)	Ene/86 - Ene/87							138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0
Daule - Peripa (130 MW)	Enero/88								174.8	437.0	437.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0
Toachi - Pilatan (300 MW)	Jun/88 - Ene/89									77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0
Paute - Mazar (140 MW)	Enero/89									126.5	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0
Jubones (225 MW)	Julio/90										77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0
Caca (560 MW)	Jun/91 - Ene/92											202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	202.0
Térmicas: Vapor	1984-2000																162.0	300.0	500.0	700.0	900.0	1100.0	1300.0
Gas	1983-2000															448.0	448.0	724.3	912.1	1052.5	1230.9	1420.3	1617.1
C. POTENCIA GARANTIZADA		566.1	802.6	1011.8	1347.6	1581.2	1564.7	1684.9	1812.0	2046.6	2207.0	2460.3	2584.4	2758.3	3009.9	3435.7	3577.9	3915.2	4240.3	4559.3	4949.1	5349.8	5758.7
D. INDISPONIBILIDAD (MW)		77.8	97.2	159.1	164.4	175.5	173.8	197.4	187.6	180.4	188.7	182.3	200.0	210.0	220.0	230.0	250.0	280.0	300.0	330.0	370.0	420.0	480.0
E. POTENCIA FIRME (MW)		488.3	705.4	852.7	1183.2	1405.7	1390.9	1487.5	1624.4	1866.1	2018.3	2278.0	2384.4	2548.3	2789.9	3205.7	3327.9	3635.2	3940.3	4229.3	4579.1	4929.8	5278.7
BALANCE MW		- 53.7	17.9	26.1	186.6	214.4	131.4	87.1	82.9	168.5	146.7	224.6	136.4	98.6	127.0	290.9	200.2	218.4	224.3	230.0	238.7	243.7	250.6
%		- 9.9	2.6	3.2	18.7	18.0	10.4	6.2	5.4	9.9	7.8	10.9	6.1	4.1	4.8	10.0	6.4	6.4	6.0	5.8	5.5	5.2	5.0

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

BALANCE DE ENERGIA PARA AÑO HIDROLOGICO CRITICO (GWh) - ALTERNATIVA I-A

CUADRO 8 - 28

		1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
A. CONSUMO ANUAL		2344.7	2960.0	3550.3	4275.0	5061.9	5715.1	6366.9	7008.5	7733.0	8525.7	9353.7	10260.0	11175.6	12176.5	13328.8	14329.3	15654.1	17024.8	18357.8	19923.5	21551.2	23124.1
B. OFERTA		2328.3	2960.0	3550.3	4275.0	5061.9	5715.1	6366.9	7008.5	7733.0	8525.7	9353.7	10260.0	11175.6	12176.5	13328.8	14329.3	15654.1	17024.8	18357.8	19923.5	21551.2	23124.1
B.1 EXISTENTE		2328.3	2960.0	3550.3	4275.0	5061.9	5715.1	5797.9	6439.5	7164.0	6846.2	6816.7	6958.5	6462.1	6815.5	7637.3	7477.7	7724.2	7553.6	7579.7	7652.7	7895.7	7741.6
a) Hidroeléctrica		534.3	579.6	652.2	1901.0	3159.1	3167.7	3167.7	3167.7	3167.7	3167.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7
Sistemas Regionales		315.4	357.2	427.4	499.0	579.2	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8
Pitayambo		214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4
Paute I - Fases A y B		—	—	—	1177.2	2355.0	2355.0	2355.0	2355.0	2355.0	2355.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0
Autoprodutores		4.5	8.0	10.4	10.4	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
b) Termoeléctrica		1794.0	2380.4	2898.1	2374.0	1902.8	2547.4	2630.2	3271.8	3996.3	3678.5	1699.0	1840.8	1344.4	1697.8	2519.6	2360.0	2806.5	2435.9	2462.0	2535.0	2578.0	2623.9
Sistemas Regionales		855.3	1177.8	969.3	642.7	499.9	342.1	411.3	768.2	1270.2	995.0	482.0	322.5	174.9	259.2	363.2	241.1	266.9	33.0	66.0	99.0	99.0	99.0
- Vapor		438.8	424.3	385.7	192.9	375.0	277.3	299.4	317.4	327.2	244.9	249.0	206.0	82.3	219.1	219.1	219.1	244.9	—	—	—	—	—
- Diesel		131.1	453.4	398.1	342.8	80.3	42.6	73.6	420.2	643.8	524.8	206.0	90.1	71.6	19.1	158.1	22.0	22.0	33.0	66.0	99.0	99.0	99.0
- Gas		285.4	300.1	185.5	107.0	44.6	22.2	38.3	30.6	299.2	225.3	27.0	26.4	21.0	21.0	6.0	—	—	—	—	—	—	—
Sist. Nac. Interconectado		747.8	987.9	1680.4	1452.3	1096.4	1886.4	1900.6	2191.8	2428.2	2407.8	973.0	1318.0	946.0	1189.9	1860.4	1816.4	2002.5	2031.3	1987.4	1987.4	1987.4	1987.4
- Vapor Estero Salado		520.5	694.0	985.0	485.8	—	941.0	1016.1	1076.4	1108.1	1108.1	—	837.0	466.7	997.8	971.6	971.6	1082.6	1082.6	1082.6	1082.6	1082.6	1082.6
- Vapor Esmeraldas		—	—	451.0	783.0	863.1	786.5	849.2	899.0	928.0	928.0	920.0	420.0	407.0	—	812.0	812.0	904.8	904.8	904.8	904.8	904.8	904.8
- Diesel Guangopolo		181.2	187.2	125.8	90.5	191.7	138.4	—	196.3	196.3	196.2	32.0	22.5	42.8	162.0	60.4	15.1	15.1	43.9	—	—	—	—
- Gas (Guayaquil y Quito)		46.1	106.7	118.6	93.0	41.6	20.5	35.3	20.1	195.8	175.5	21.0	38.5	29.5	30.1	16.4	17.7	—	—	—	—	—	
Autoprodutores		190.9	214.7	248.4	279.0	306.5	318.9	318.3	311.8	297.9	275.7	244.0	200.3	223.5	248.7	276.0	302.5	337.1	371.6	408.6	448.6	491.6	537.5
B.2 FUTURA	Fecha de entrada en Servicio							569.0	569.0	569.0	1679.5	2537.0	3301.5	4713.5	5361.0	5691.5	6851.6	7929.9	9471.2	10778.1	12270.8	13855.5	15382.5
Pastaza-Agoyán (150 MW)	Enero/80							569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0
Paute-Fase C (500MW)	Ene/80-Ene/87							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Daule-Peripa (130 MW)	Enero/88									727.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0
Toachi-Pilaton (300MW)	Junio/88-Dic/88									383.5	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0
Paute - Mazar (140MW)	Enero/89										680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0
Jubones (225MW)	Junio/90											764.5	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0
Caca (560MW)	Junio/91-Dic/92												647.5	1295.0	1295.0	1295.0	1295.0	1295.0	1295.0	1295.0	1295.0	1295.0	1295.0
Térmicas: Vapor	1984-2000															1149.0	2150.7	3630.6	4896.8	6180.6	7602.6	8996.6	
Gas	1983-2000															330.5	341.6	418.2	479.6	520.3	729.2	891.9	1024.9

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
BALANCE DE ENERGIA PARA AÑO HIDROLOGICO MEDIO (GWh) - ALTERNATIVA I - A

CUADRO 8 - 29

		1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
A. CONSUMO ANUAL		2061.8	2603.0	3122.0	3759.2	4451.1	5025.6	5598.7	6163.0	6800.1	7497.2	8225.3	9022.2	9827.3	10707.5	11720.7	12600.6	13765.6	14970.9	16143.0	17519.9	18951.2	20334.4
B. OFERTA		2061.8	2603.0	3122.0	3759.2	4451.1	5025.6	5598.7	6163.0	6800.1	7497.2	8225.3	9022.2	9827.3	10707.5	11720.7	12600.6	13765.6	14970.9	16143.0	17519.9	18951.2	20334.4
8.1 EXISTENTE		2061.8	2603.0	3122.0	3759.2	4451.1	5025.6	4877.2	5004.4	5133.0	4861.6	5548.0	5554.9	5313.0	5335.1	5465.5	5490.1	5580.6	5668.0	6684.8	7524.8	7629.3	7669.7
a) Hidroeléctrica		684.6	758.1	851.5	2009.6	3444.3	3974.4	3821.8	3998.9	4165.3	3971.5	5124.7	5129.9	5124.7	5124.7	5183.5	5232.4	5292.4	5349.5	5351.8	5355.6	5422.3	5422.3
Sistemas Regionales		442.8	510.6	599.9	592.4	681.4	701.1	679.5	704.6	728.1	703.3	587.8	593.0	587.8	587.8	642.7	688.3	744.3	797.6	799.7	803.3	865.5	865.5
Playambo		234.3	234.3	234.3	222.7	221.7	222.6	221.0	222.8	224.5	222.7	214.4	214.4	214.4	214.4	218.3	221.6	225.6	229.4	229.6	229.8	234.3	234.3
Paute I - Fases A y B		—	—	—	1177.2	2523.7	3033.2	2903.8	3054.0	3195.2	3028.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0
Autoproducentes		7.5	13.2	17.3	17.3	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5
b) Termoelectrica		1377.2	1844.9	2270.5	1749.6	1006.8	1051.2	1055.4	1005.5	967.7	890.1	423.3	425.0	188.3	210.4	282.0	257.7	288.2	318.5	1333.0	2169.2	2207.0	2247.4
Sistemas Regionales		531.2	736.9	478.4	430.2	526.4	173.3	131.4	71.3	24.8	38.9	—	34.5	—	—	35.8	—	—	—	—	—	—	—
— Vapor		438.8	424.3	385.7	287.9	324.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
— Diesel		29.1	188.1	63.9	101.6	159.6	116.6	88.6	38.9	10.8	18.7	—	23.5	—	—	25.0	—	—	—	—	—	—	—
— Gas		63.3	124.5	28.8	40.7	42.8	57.1	42.8	32.4	14.0	20.2	—	11.0	—	—	10.8	—	—	—	—	—	—	—
Sist. Nac. Interconectado		681.7	925.4	1581.8	1082.2	219.1	605.3	652.4	668.3	689.2	617.0	217.0	222.6	—	—	11.8	—	—	—	982.0	1783.0	1783.0	1783.0
— Vapor Estero Salado		520.5	694.0	985.0	485.8	—	411.9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	982.0	971.0	971.0	971.0
— Vapor Esmeraldas		—	—	451.0	406.0	—	—	627.0	647.1	680.0	600.0	27.0	212.0	—	—	—	—	—	—	—	812.0	812.0	812.0
— Diesel Guanoapala		151.0	187.2	125.8	166.1	176.7	151.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
— Gas (Guayaquil y Quito)		10.2	44.2	20.0	24.3	42.4	42.4	25.4	21.2	9.2	17.0	—	10.6	—	—	11.8	—	—	—	—	—	—	—
Autoproducentes		164.3	182.6	210.3	237.2	261.3	272.2	271.6	265.9	253.7	234.2	206.3	167.9	188.3	210.4	234.4	257.7	288.2	318.5	351.0	386.2	424.0	464.4
8.2 FUTURA	Fecha de entrada en Servicio							721.5	1158.6	1667.1	2635.0	2677.3	3467.3	4514.3	5372.4	6255.2	7110.5	8185.0	9302.9	9458.2	9995.1	11321.9	12664.7
Pastaza-Agoyán (150 MW)	Enero/85							721.5	763.3	802.4	761.1	569.0	589.0	561.0	569.0	660.3	736.2	829.4	918.3	921.6	927.5	1031.0	1031.0
Paute I - Fase C (500MW)	Enero/86 - Ene/87								395.3	864.7	710.8	140.3	103.6	57.5	11.4	292.4	535.4	833.5	1117.6	1128.8	1147.7	1479.0	1479.0
Daule - Peripa (130 MW)	Enero/88										727.0	521.0	525.2	513.5	521.0	558.4	589.5	627.5	663.8	665.3	667.7	710.0	710.0
Toachi - Platón (300MW)	Junio/88 - Ene/89										436.7	767.0	787.0	756.2	767.0	929.1	1063.9	1229.2	1386.6	1392.9	1403.5	1587.0	1587.0
Paute - Mazar (140 MW)	Enero/89											680.0	698.0	670.4	680.0	752.6	812.9	886.8	957.3	960.1	964.8	1047.0	1047.0
Jubones (225 MW)	Jun/90												764.5	1507.4	1529.0	1539.3	1547.8	1558.3	1568.3	1568.7	1569.4	1581.0	1581.0
Coca (560MW)	Junio/91 - Ene/92													448.3	1295.0	1523.1	1712.8	1945.3	2167.0	2175.8	2190.5	2449.0	2449.0
Térmicas: Vapor	1994-2000																				284.0	491.0	1368.0
Gas	1993-2000																112.0	275.0	524.0	645.0	840.0	946.9	1412.7

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
GENERACION TERMOELECTRICA ESPERADA (GWh) - ALTERNATIVA I-A

CUADRO 8 - 30

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CONSUMO	2061.8	2603.0	3122.0	3759.2	4451.1	5025.6	5598.7	6163.0	6800.1	7497.2	8225.3	9022.2	9827.3	10707.5	11720.7	12600.6	13765.6	14970.9	16143.0	17519.9	18591.2	20334.4
AÑO HIDROLOGICO CRITICO																						
GENERACION HIDROEL. PRIMARIA	534.3	579.6	652.2	1901.0	3159.1	3167.7	3736.7	3736.7	3736.7	4848.7	7654.7	8419.2	9831.2	10478.7	10478.7	10478.7	10478.7	10478.7	10478.7	10478.7	10478.7	10478.7
- SERVICIO PUBLICO	529.8	571.6	641.8	1890.6	3148.6	3157.2	3726.2	3726.2	3726.2	4838.2	7644.2	8408.7	9820.7	10468.2	10468.2	10468.2	10468.2	10468.2	10468.2	10468.2	10468.2	10468.2
- AUTOPRODUCTORES	4.5	8.0	10.4	10.4	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
GENERACION TERMOELECTRICA	1527.5	2023.4	2469.8	1858.2	1292.0	1857.9	1862.0	2426.3	3063.4	2648.5	570.6	603.0	195.3	228.8	1242.0	2121.9	3286.9	4492.2	5664.3	7041.2	8112.5	9855.7
- SERVICIO PUBLICO	1360.2	1835.6	2252.6	1614.1	1023.7	1578.7	1583.4	2153.4	2802.7	2407.3	357.3	428.1	0	11.4	1000.6	1857.2	2991.7	4166.7	5306.3	6648.0	7681.5	9384.3
- AUTOPRODUCTORES	167.3	187.8	217.2	244.1	268.3	279.2	278.6	272.9	260.7	241.2	213.3	174.9	195.3	217.4	241.4	264.7	295.2	325.5	358.0	393.2	431.0	471.4
AÑO HIDROLOGICO MEDIO																						
GENERACION HIDROEL. MEDIA	684.6	758.1	851.5	2008.6	3444.3	3974.4	4543.3	5147.5	5832.4	6607.1	7802.0	8597.2	9639.0	10497.1	11438.7	12230.9	13202.4	14128.4	14165.0	14226.7	15306.3	15306.9
- SERVICIO PUBLICO	677.1	744.9	834.2	1992.3	3426.8	3956.9	4525.8	5130.0	5814.9	6589.5	7784.5	8579.7	9621.5	10479.6	11421.2	12213.4	13184.9	14110.9	14147.5	14209.2	15288.8	15288.8
- AUTOPRODUCTORES	7.5	13.2	17.3	17.3	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5
GENERACION TERMOELECTRICA	1377.2	1844.9	2270.5	1749.6	1006.6	1051.2	1055.4	1015.5	967.7	890.1	423.3	425.0	188.3	210.4	282.0	369.7	563.2	842.5	1978.0	3293.0	3284.9	5028.1
- SERVICIO PUBLICO	1212.9	1662.3	2060.2	1512.4	745.5	779.0	783.8	749.8	714.0	655.9	217.0	257.1	0	0	47.6	112.0	275.0	524.0	1627.0	2907.0	2860.9	4563.7
- AUTOPRODUCTORES	164.3	182.6	210.3	237.2	261.3	272.2	271.6	265.9	253.7	234.2	206.3	167.9	188.3	210.4	234.4	257.7	288.2	318.5	351.0	386.2	424.0	464.4
GENERACION TERMOELECTRICA ESPERADA	1452.4	1934.2	2370.2	1803.9	1149.4	1454.6	1458.7	1720.9	2015.6	1769.3	497.0	514.0	191.8	219.6	762.0	1245.8	1925.0	2667.4	3821.2	5167.2	5698.7	7441.9
- SERVICIO PUBLICO	1286.6	1749.0	2156.4	1563.3	884.6	1178.9	1183.6	1451.5	1758.4	1531.6	287.2	342.6	0	5.7	524.1	984.6	1633.3	2345.4	3466.7	4777.5	5271.2	6974.0
- AUTOPRODUCTORES	165.8	185.2	213.8	240.7	264.8	275.7	275.1	269.4	257.2	237.7	209.8	171.4	191.8	213.9	237.9	261.2	291.7	322.0	354.5	389.7	427.5	467.9
DISTRIBUCION DE LA GENERACION TERMOELECTRICA ESPERADA																						
Centrales Existentes																						
- Vapor	915.3	1054.3	1584.9	1158.0	792.3	1133.8	1108.2	1220.6	1217.0	1115.0	237.0	310.2	0	5.7	420.0	560.0	758.7	771.6	922.2	1055.4	990.1	1144.7
- Diesel	105.2	366.2	324.0	255.8	44.5	22.5	37.7	206.0	308.0	236.2	40.7	18.8	0	0	32.2	6.1	7.4	12.5	30.6	52.6	49.3	57.0
- Gas	266.1	328.5	247.5	149.5	47.8	22.6	37.7	24.9	235.4	180.4	9.5	13.6	0	0	4.6	4.9	—	—	—	—	—	—
- Autoproduccion (diesel)	168.8	185.2	213.8	240.7	264.8	275.7	275.1	269.4	257.2	237.7	209.8	171.4	191.8	213.9	237.9	261.2	291.7	322.0	354.5	389.7	427.5	467.9
Centrales Ficticias																						
- Vapor	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	318.8	726.0	1379.1	2272.4	3282.2	3787.5	5181.9
- Gas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	67.3	94.8	141.2	182.2	241.5	387.3	444.3	590.4

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
 COSTOS DE INVERSION Y OPERACION DEL SISTEMA - PERIODO 1980 - 2000 - ALTERNATIVA I-A
 (10⁶ US. \$)

Nivel de costos: Ene/78

CUADRO 8.31

AÑOS	I N V E R S I O N									GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO										GASTOS EN COMBUSTIBLE					TOTAL	TOTAL			
	PASTAZA AGOYAN	PAUTE I FASE C	DAULE PERIPA	TOACHI PILATON	PAUTE MAZAR	JUBONES	COCA	Térmicas Ficticias		TOTAL	PASTAZA AGOYAN	PAUTE I FASE C	DAULE PERIPA	TOACHI PILATON	PAUTE MAZAR	JUBONES	COCA	Térmicas Ficticias		TOTAL	EXISTENTE			FICTICIA					
								VAPOR	GAS									VAPOR	GAS		VAPOR	GAS	DIESEL	VAPOR			GAS		
1.980																													
1.981	24.13	23.17																											47.30
1.982	48.06	28.87	6.16	20.66																									103.75
1.983	41.89	56.09	6.16	44.28		13.34																							161.76
1.984	11.18	28.79	18.08	53.13	37.44	26.69																							175.31
1.985		18.79	23.32	59.03	37.44	40.03	39.04			0.95										0.95	30.49	1.78	1.38				33.65	252.25	
1.986		13.77	25.03	59.03	74.89	53.38	80.60			0.95	2.18									3.13	33.58	1.17	7.55				42.30	352.13	
1.987			14.51	44.28	74.89	53.69	111.28			0.95	2.18									3.13	33.48	11.11	11.21				55.80	357.58	
1.988				14.76	25.12	42.56	112.23			0.95	2.18	0.86	0.77							4.76	30.67	8.51	8.65				47.83	247.26	
1.989						27.85	111.54			0.95	2.18	0.86	1.54	0.91						6.44	8.11	0.56	1.85				10.52	156.35	
1.990						14.41	78.08			0.95	2.18	0.86	1.54	0.91	0.63					7.07	8.53	0.64	0.69				9.86	109.42	
1.991							26.04	31.67	35.39	0.95	2.18	0.86	1.54	0.91	1.26	1.18				8.88	0	0	0				0	101.98	
1.992								67.61	53.08	0.95	2.18	0.86	1.54	0.91	1.26	2.36				10.06	0.16	0	0				0.16	130.91	
1.993								102.92	22.06	0.95	2.18	0.86	1.54	0.91	1.26	2.36		1.99			12.05	11.55	0.22	1.18		2.84		15.79	152.82
1.994								112.67	48.38	0.95	2.18	0.86	1.54	0.91	1.26	2.36	2.29	2.01			14.36	15.41	0.23	0.22	8.21	4.01		28.08	203.49
1.995								124.68	34.68	0.95	2.18	0.86	1.54	0.91	1.26	2.36	4.13	3.24			17.43	20.87	0	0.27	18.69	5.97		45.80	222.59
1.996								124.68	32.23	0.95	2.18	0.86	1.54	0.91	1.26	2.36	6.84	4.07			20.97	21.23	0	0.46	35.50	7.70		64.89	242.77
1.997								124.68	37.29	0.95	2.18	0.86	1.54	0.91	1.26	2.36	9.69	4.77			24.52	25.37	0	1.12	58.49	10.21		95.19	281.68
1.998								87.28	39.19	0.95	2.18	0.86	1.54	0.91	1.26	2.36	12.61	5.66			28.33	29.03	0	1.93	84.48	16.37		131.81	286.61
1.999								37.40	24.13	0.95	2.18	0.86	1.54	0.91	1.26	2.36	15.23	6.51			31.80	27.24	0	1.81	97.49	18.78		145.32	238.65
2.000										0.95	2.18	0.86	1.54	0.91	1.26	2.36	18.38	7.51			35.95	31.49	0	2.09	133.38	24.95		191.91	227.86
TOTAL	125.26	169.48	93.26	295.17	249.78	271.95	558.81	813.89	326.43	2903.73	18.20	32.70	11.18	19.25	10.92	13.23	22.42	69.17	35.76	229.83	327.21	24.22	40.41	436.24	90.83	918.91	4052.47		

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
 VALOR PRESENTE DE LOS GASTOS DE INVERSION Y OPERACION DEL SNI (*)
 ALTERNATIVA 1-A
 Valor presente a Enero de 1980
 Período de análisis: 1980 - 2000
 (10⁶ U.S.\$)

	TASAS DE ACTUALIZACION				
	6°/o	8°/o	10°/o	12°/o	14°/o
Valor presente de la Inversión	1737.3	1497.8	1304.0	1145.4	1014.2
Valor presente de los Gastos de Operación y Mantenimiento	93.7	71.1	54.5	42.2	33.0
Valor presente de los Gastos en Combustible.	387.8	300.2	235.9	188.2	152.2
Total Gastos	2218.8	1869.1	1594.4	1375.8	1199.4
Valor residual de las Inversiones	771.6	521.1	354.5	242.8	167.4
Valor Presente	1447.2	1348.0	1239.9	1133.0	1032.0

(*) La actualización se efectuó a Enero de 1980, con los presupuestos de inversión y gastos de operación, mantenimiento y combustibles calculados a fecha de referencia de Enero de 1978.

**SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
BALANCE DE POTENCIA (MW) - ALTERNATIVA 1-3**

CUADRO 8 - 33

8-75

		1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
A- DEMANDA MAXIMA ANUAL		476.6	604.5	726.4	876.3	1047.5	1107.5	1231.5	1355.6	1492.8	1645.8	1805.7	1976.8	2153.2	2341.6	2563.2	2750.3	3004.6	3267.7	3516.8	3816.8	4120.7	4421.0	
B- OFERTA		559.8	795.3	1003.3	1338.1	1571.0	1554.2	1674.4	1627.0	1774.5	2071.4	2122.3	2375.8	2506.0	2756.7	2978.6	3176.0	3475.9	3764.1	4050.4	4396.7	4754.6	5122.2	
B-1 EXISTENTE		559.8	795.3	1003.3	1338.1	1571.0	1554.2	1536.4	1489.0	1461.7	1419.4	1420.3	1343.8	1272.0	1277.7	1254.6	1234.0	1155.9	1092.1	1070.4	1079.7	1089.6	1100.2	
a) Hidroeléctrica		150.4	160.0	166.9	467.5	644.4	644.4	644.4	644.4	644.4	644.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4	694.4
Sistemas Regionales		80.1	88.0	94.9	133.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3
Pisayamba		63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6
Paute I-Fases A y B		—	—	—	262.2	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0
Autoproducción		6.7	8.4	8.4	8.4	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
b) Termoeléctrica		409.4	635.3	836.4	870.6	926.6	909.8	892.0	844.6	817.3	775.0	725.9	649.4	577.6	583.3	560.2	539.6	461.5	397.7	376.0	385.3	395.2	405.8	
Sistemas Regionales		244.8	337.0	413.2	439.8	490.4	472.6	454.9	409.0	384.9	347.7	305.9	239.5	187.9	187.9	158.5	131.8	104.7	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0
- Vapor		59.9	55.1	55.1	55.1	50.4	40.9	40.9	40.9	40.9	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	—	—	—	—	—	—
- Diesel		42.2	139.2	215.4	242.0	297.3	289.0	271.3	238.7	214.6	207.6	165.8	120.1	113.2	113.2	105.4	100.4	73.3	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0
- Gas		142.7	142.7	142.7	142.7	142.7	142.7	129.4	129.4	108.7	108.7	88.0	43.3	43.3	21.7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Sist. Nac. Interconectada		125.2	253.7	369.7	369.7	369.7	369.7	369.7	369.7	369.7	369.7	369.7	369.7	344.1	344.1	344.1	344.1	285.0	285.0	254.8	254.8	254.8	254.8	254.8
- Vapor Estero Salado		69.4	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8	138.8
- Vapor Esmeraldas		—	—	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0
- Diesel Guanoapala		30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	—	—	—	—	—
- Gas (Guayaquil y Quito)		25.6	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	59.1	59.1	59.1	59.1	—	—	—	—	—	—	—
Autoproducción		39.4	44.6	53.5	61.1	66.5	67.5	67.4	65.9	62.7	57.6	50.3	40.2	45.6	51.3	57.6	63.7	71.8	79.7	88.2	97.5	107.4	118.0	118.0
B-2 FUTURA	Fecha de entrada en Servicio							138.0	138.0	312.8	632.0	702.0	1032.0	1234.0	1479.0	1724.0	1942.0	2320.0	2672.0	2980.0	3317.0	3665.0	4022.0	
Pastazo - Agaydn (150 MW)	Ene/85							138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	
Paute I-Fases C (500 MW)	Ene/87-Ene/88									174.8	437.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	487.0	
Daule - Peripa (130 MW)	Ene/88									77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	
Paute - Mazar (140 MW)	Ene/89 (Pres) Ene/90 (Central)									77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	
Tachí - Pilitón (300 MW)	Jun/90											253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	253.0	
Jubones (225 MW)	Jun/91												202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	202.0	
Coca (560 MW)	Jun/92-Ene/93													245.0	490.0	490.0	490.0	490.0	490.0	490.0	490.0	490.0	490.0	
Termicas: Vapor	1995-2000																	296.0	448.0	656.0	793.0	941.0	1098.0	
Gas	1994-2000																218.0	300.0	500.0	600.0	800.0	1000.0	1200.0	
C- POTENCIA GARANTIZADA (MW)		559.8	795.3	1003.3	1338.1	1571.0	1554.2	1674.4	1627.0	1774.5	2071.4	2122.3	2375.8	2506.0	2756.7	2978.6	3176.0	3475.9	3764.1	4050.4	4396.7	4754.6	5122.2	
D- INDISPONIBILIDAD (MW)		77.8	97.2	159.1	164.4	175.5	173.8	197.4	187.6	180.4	188.7	182.3	200.0	2100	2200	230.0	250.0	280.0	300.0	330.0	370.0	420.0	480.0	
E- POTENCIA FIRME (MW)		482.0	698.1	844.2	1173.7	1395.5	1380.4	1477.0	1439.4	1594.1	1882.7	1940.3	2175.8	2296.0	2536.7	2748.6	2926.0	3195.9	3464.1	3720.4	4026.7	4334.6	4642.2	
BALANCE MW		5.4	93.6	117.8	297.4	348.0	272.4	245.5	83.8	101.3	236.9	134.6	199.0	142.8	195.1	185.4	175.7	191.3	196.4	203.6	209.9	213.9	220.7	
%		1.1	15.5	16.2	33.9	33.2	24.6	19.9	6.2	6.8	14.4	7.5	10.1	6.6	8.3	7.2	6.4	6.4	6.0	5.8	5.5	5.2	5.0	

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

BALANCE DE ENERGIA PARA AÑO HIDROLOGICO CRITICO (GWh) - ALTERNATIVA 1-3

CUADRO 8 - 34

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
A. CONSUMO ANUAL	2061.8	2603.0	3122.0	3759.2	4451.1	5025.6	5598.7	6163.0	6800.1	7497.2	8225.3	9022.2	9827.3	10707.5	11720.7	12600.6	13765.6	14970.9	16143.0	17519.9	18951.2	20334.4	
B. OFERTA	2061.8	2603.0	3122.0	3759.2	4451.1	5025.6	5598.7	6163.0	6800.1	7497.2	8225.3	9022.2	9827.3	10707.5	11720.7	12600.6	13765.6	14970.9	16143.0	17519.9	18951.2	20334.4	
B.1 EXISTENTE	2061.8	2603.0	3122.0	3759.2	4451.1	5025.6	5029.7	5594.0	6231.1	6201.2	7135.3	6868.7	6525.8	5994.0	6359.7	7186.6	7416.6	7325.9	7359.0	7393.9	7432.2	7472.4	
a) Hidroeléctrica	534.3	579.6	652.2	1901.0	3159.1	3167.7	3167.7	3167.7	3167.7	3167.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	5117.7	
Sistemas Regionales	315.4	357.2	427.4	499.0	579.2	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	587.8	
Pisayambo	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	214.4	
Paute I Fases A y B	—	—	—	1177.2	2355.0	2355.0	2355.0	2355.0	2355.0	2355.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	
Autoprodutores	4.5	8.0	10.4	10.4	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	
b) Termoeléctrica	1527.5	2023.4	2469.8	1858.2	1292.0	1857.9	1862.0	2426.3	3063.4	3033.5	2017.6	1751.0	1408.1	876.3	1242.0	2068.9	2298.9	2208.2	2241.3	2276.2	2314.5	2354.7	
Sistemas Regionales	674.0	649.9	728.3	637.9	50.9	574.2	581.8	680.7	850.2	839.4	402.6	596.9	253.8	162.2	20.0	20.6	220.1	99.1	99.7	99.4	99.9	99.7	
Vapor	419.3	385.7	385.7	385.7	—	286.3	286.3	286.3	286.3	219.8	219.8	219.8	219.8	141.3	—	—	—	—	—	—	—	—	
Diesel	147.7	158.0	215.4	230.0	34.4	218.1	230.6	358.0	536.5	587.1	165.8	360.3	34.0	20.9	20.0	20.6	220.1	99.1	99.7	99.4	99.9	99.7	
Gas	107.0	106.2	127.2	22.2	16.5	69.8	64.9	36.4	27.4	32.5	17.0	16.8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Sistema Nacional Interconectado	686.2	1185.7	1524.3	976.2	972.8	1004.5	1001.6	1472.7	1952.5	1952.9	1401.7	979.2	959.0	496.7	980.6	1783.6	1783.6	1783.6	1783.6	1783.6	1783.6	1783.6	
Vapor Estero Salado	485.8	971.6	971.6	—	—	—	—	485.8	971.6	971.6	485.8	—	—	485.8	971.6	971.6	971.6	971.6	971.6	971.6	971.6	971.6	
Vapor Esmeraldas	—	—	326.2	812.0	812.0	812.0	812.0	812.0	812.0	812.0	812.0	812.0	812.0	—	—	812.0	812.0	812.0	812.0	812.0	812.0	812.0	
Diesel Guanoapala	181.2	151.0	151.0	151.0	151.0	151.0	151.0	151.0	151.0	151.0	90.6	151.0	135.9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Gas (Guayaquil y Quito)	19.2	63.1	75.5	13.2	9.8	41.5	38.6	23.9	17.9	18.3	13.3	16.2	11.1	10.9	9.0	—	—	—	—	—	—	—	
Autoprodutores	167.3	187.8	217.2	244.1	268.3	279.2	278.6	272.9	260.7	241.2	213.3	174.9	195.3	217.4	241.4	264.7	295.2	325.5	358.0	393.2	431.0	471.4	
B.2 FUTURA								569.0	569.0	569.0	1296.0	1090.0	2153.5	3301.5	4713.5	5361.0	5414.0	6349.0	7645.0	8784.0	10126.0	11519.0	12862.0
Fecha de entrada en servicio																							
Pastaza Agoyán (150 MW)	Enero/85							569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	569.0	
Paute I - Fase C (500 MW)	Ene./87-Ene./88							—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Paute-Peripa (130 MW)	Ene./88							—	—	727.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	521.0	
Paute Mazar (140 MW)	Ene./89(Presa) Ene./90(Central)							—	—	—	—	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	680.0	
Toachi Pilatón (300 MW)	Jun./90							—	—	—	—	383.5	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	767.0	
Jubones (225 MW)	Jun./91							—	—	—	—	—	764.5	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0	1529.0	
Coca (560 MW)	Jun./92/Ene/93							—	—	—	—	—	—	647.5	1295.0	1295.0	1295.0	1295.0	1295.0	1295.0	1295.0	1295.0	
Térmicas: Vapor	1995-2000															—	880.0	2084.0	3202.0	4336.0	5602.0	6759.0	
Gas	1944-2000															53.0	108.0	200.0	221.0	429.0	556.0	742.0	

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

BALANCE DE ENERGIA PARA AÑO HIDROLOGICO MEDIO (GWh) - ALTERNATIVA 1-3

CUADRO 8-35

		1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
A - CONSUMO ANUAL		2061.8	2603.0	3122.0	3759.2	4451.1	5025.6	5598.7	6163.0	6800.1	7497.2	8225.3	9022.2	9827.3	10707.5	11720.7	12600.6	13765.6	14970.9	16143.0	17519.9	18951.2	20334.4
B - OFERTA		2061.8	2603.0	3122.0	3759.2	4451.1	5025.6	5598.7	6163.0	6800.1	7497.2	8225.3	9022.2	9827.3	10707.5	11720.7	12600.6	13765.6	14970.9	16143.0	17519.9	18951.2	20334.4
B.1 EXISTENTE		2061.8	2603.0	3122.0	3759.2	4451.1	5025.6	4925.0	5383.1	5473.4	5188.7	6446.7	6294.5	6190.7	5827.4	5465.5	5490.1	5580.6	5668.0	6684.8	7524.8	7629.3	7669.7
a) Hidroeléctrica		684.6	758.1	851.5	2009.6	3444.3	3974.4	3619.0	4069.5	4233.7	4090.0	5223.4	5176.6	5167.1	5119.6	5183.5	5232.2	5292.4	5349.5	5351.8	5355.6	5422.3	5422.3
Sistemas Regionales		442.8	510.6	599.9	592.4	681.4	701.1	650.8	714.6	737.8	717.5	679.9	636.3	627.3	599.3	642.7	688.3	744.3	797.6	799.7	803.3	865.5	865.5
Pisayambo		234.3	234.3	234.3	222.7	222.6	218.9	223.5	225.2	223.7	221.0	217.8	217.3	217.3	215.3	218.3	221.6	225.8	229.4	229.6	229.6	234.3	234.3
Paute I - Fases A y B		—	—	—	1177.2	2523.7	3033.2	2731.8	3113.9	3253.2	3131.3	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0	4305.0
Autoproducción		7.5	13.2	17.3	17.3	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5
b) Termoeléctrica		1377.2	1844.9	2270.5	1749.6	1006.8	1051.2	1306.0	1313.6	1239.7	1096.7	1223.3	1117.9	1023.6	707.8	282.0	257.7	288.2	318.5	1333.0	2169.2	2207.0	2247.4
Sistemas Regionales		558.7	510.6	589.8	536.2	572.4	608.4	612.8	844.1	804.8	139.0	187.7	120.2	67.0	13.8	35.8	—	—	—	—	—	—	—
- Vapor		419.3	322.4	284.2	382.8	—	286.3	286.3	286.3	286.3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
- Diesel		42.2	139.2	215.4	131.2	535.1	289.0	406.9	477.4	472.3	103.8	165.8	120.2	67.0	13.8	35.8	—	—	—	—	—	—	—
- Gas		97.2	49.0	70.2	22.2	37.3	33.1	119.4	80.4	46.2	35.2	21.9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Sist. Nac. Interconectado		654.2	1151.7	1490.4	976.2	173.1	170.6	221.8	203.8	181.2	723.5	829.3	629.8	768.3	694.0	111.8	—	—	—	982.0	1783.0	1783.0	1783.0
- Vapor Estero Salado		485.8	971.6	971.6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	680.0	—	—	—	—	982.0	971.0	971.0	971.0
- Vapor Esmeraldas		—	—	326.2	812.0	—	—	—	—	—	696.0	812.0	812.0	754.0	—	—	—	—	—	—	812.0	812.0	812.0
- Diesel Guanguapulo		151.0	151.0	151.0	151.0	151.0	151.0	151.0	151.0	151.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
- Gas (Guayaquil-Quito)		17.4	29.1	41.6	13.2	22.1	19.6	70.8	52.6	30.2	27.5	17.3	17.8	14.3	14.0	11.8	—	—	—	—	—	—	—
Auto productores		164.3	182.6	210.3	237.2	261.3	272.2	271.6	265.9	253.7	234.2	206.3	167.9	188.3	210.4	234.4	257.7	288.2	318.5	351.0	386.2	424.0	464.4
B.2 FUTURA								673.7	779.9	1326.7	2310.5	1778.6	2727.7	3636.6	4880.1	8255.2	7110.5	8185.0	9302.9	9458.2	9995.1	11321.9	12634.7
Fecha de entrada en servicio								673.7	779.9	818.7	784.8	722.2	649.8	597.5	583.7	660.3	736.2	829.4	918.3	921.6	927.5	1031.0	1031.0
Pastaza - Agoyán (150 MW)								508.0	798.7	472.7	258.3	195.7	58.0	292.4	535.4	833.5	1117.6	1128.8	1147.7	1479.0	1479.0	1479.0	1479.0
Paute I - Fase C (500 MW)									727.0	583.7	533.9	547.6	529.9	558.4	589.5	627.5	663.8	665.3	667.7	710.0	710.0	710.0	710.0
Daule - Peripa (130 MW)											744.0	685.0	692.2	752.6	812.9	886.8	957.3	960.1	964.8	1047.0	1047.0	1047.0	1047.0
Paute - Mazar (140 MW)												521.9	836.3	794.6	929.1	1063.9	1229.2	1386.6	1392.9	1403.5	1587.0	1587.0	1587.0
Toachi - Pilatón (300 MW)														784.5	1531.5	1539.3	1547.8	1558.3	1568.3	1568.7	1569.4	1581.0	1581.0
Jubones (225 MW)															680.2	1523.1	1712.8	1945.3	2187.0	2175.8	2190.5	2449.0	2449.0
Coco (560 MW)																							
Térmicas: Vapor																					284.0	491.0	1368.0
Gas																	112.0	275.0	524.0	645.0	840.0	446.9	1412.7

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
GENERACION TERMOELECTRICA ESPERADA (GWh) — ALTERNATIVA 1-3

CUADRO - 8 - 36

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CONSUMO	2061.8	2603.0	3122.0	3759.2	4451.1	5025.6	5598.7	6163.0	6800.1	7497.2	8225.3	9022.2	9827.3	10707.5	11720.7	12600.6	13765.6	14970.9	16143.0	17519.9	18951.2	20334.4
AÑO HIDROLOGICO CRITICO																						
GENERACION HIDRO. PRIMARIA	534.3	579.6	652.2	1901.0	3159.1	3167.7	3736.7	3736.7	3736.7	4463.7	6207.7	7271.2	8419.2	9831.2	10478.7	10478.7	10478.7	10478.7	10478.7	10478.7	10478.7	10478.7
—Servicio Público	529.8	571.6	641.8	1890.6	3148.6	3157.2	3726.2	3726.2	3726.2	4453.2	6197.2	7260.7	8408.7	9820.7	10468.2	10468.2	10468.2	10468.2	10468.2	10468.2	10468.2	10468.2
—Autoprodutores	4.5	8.0	10.4	10.4	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
GENERACION TERMOELECTRICA	1527.5	2023.4	2469.8	1858.2	1292.0	1857.9	1862.0	2426.3	3063.4	3033.5	2017.6	1751.0	1408.1	876.3	1242.0	2121.9	3286.9	4492.2	5664.3	7041.2	8472.5	9855.7
—Servicio Público	1360.2	1835.6	2252.6	1614.1	1023.7	1578.7	1583.4	2153.4	2802.7	2792.3	1804.3	1576.1	1212.8	658.9	1000.6	1857.2	2991.7	4166.7	5306.3	6648.0	8041.5	9384.3
—Autoprodutores	167.3	187.8	217.2	244.1	268.3	279.2	278.6	272.9	260.7	241.2	213.3	174.9	195.3	217.4	241.4	264.7	295.2	325.5	358.0	393.2	431.0	471.4
AÑO HIDROLOGICO MEDIO																						
GENERACION HIDRO. MEDIA.	684.6	758.1	851.5	2009.6	3444.3	3974.4	4292.7	4849.4	5560.4	6400.5	7002.0	7904.3	8803.7	9999.7	11438.7	12230.7	13202.4	14128.4	14165.0	14226.7	15306.3	15306.3
—Servicio Público	677.1	744.9	834.2	1992.3	3426.8	3956.9	4275.2	4831.9	5542.9	6383.0	6984.5	7886.8	8786.2	9982.2	11421.2	12213.2	13184.9	14110.9	14147.5	14209.2	15288.8	15288.8
—Autoprodutores	7.5	13.2	17.3	17.3	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5
GENERACION TERMOELECTRICA	1377.2	1844.9	2270.5	1749.6	1000.6	1051.2	1306.0	1313.6	1239.7	1096.7	1223.3	1117.9	1023.8	707.8	282.0	369.9	563.2	842.5	1978.0	3293.2	3644.9	5028.1
—Servicio Público	1212.9	1662.3	2060.2	1512.4	745.5	779.0	1034.4	1047.7	986.0	862.5	1017.0	950.0	635.3	497.4	47.6	112.2	275.0	524.0	1627.0	2907.0	3220.9	4563.7
—Autoprodutores	164.3	182.6	210.3	237.2	261.3	272.2	271.6	265.9	253.7	234.2	205.3	167.9	188.3	210.4	234.4	257.7	288.2	318.5	351.0	386.2	424.0	464.4
GENERACION TERMOELECTRICA ESPERADA	1452.4	1934.2	2370.2	1803.9	1149.4	1454.6	1584.0	1870.0	2151.6	2065.1	1820.5	1434.5	1215.9	792.1	762.0	1246.9	1925.1	2667.4	3821.2	5167.2	6058.7	7441.9
—Servicio Público	1286.6	1749.0	2156.4	1563.2	864.6	1178.9	1308.9	1600.8	1894.4	1827.4	1410.7	1263.1	1024.1	578.2	524.1	984.7	1633.4	2345.4	3466.7	4777.5	5631.2	6974.0
—Autoprodutores	165.8	185.2	213.8	240.7	264.8	275.7	275.1	269.4	257.2	237.7	209.8	171.4	191.8	213.9	237.9	261.2	291.7	322.0	354.5	389.7	427.5	467.9
DISTRIBUCION DE LA GENERACION TERMOELECTRICA ESPERADA																						
CENTRALES EXISTENTES																						
—Vapor	1027.5	1437.1	1756.2	1306.2	832.2	932.9	1032.7	1289.7	1501.2	1409.9	1257.4	947.9	986.0	550.3	508.9	945.7	973.8	1004.0	1165.3	1281.8	1249.0	1325.5
—Diesel	139.7	150.6	206.2	222.8	29.7	162.9	190.6	266.1	362.6	384.2	129.6	288.8	28.7	18.3	10.5	10.9	120.2	55.8	65.1	71.4	70.0	74.1
—Gas	119.4	161.3	194.0	34.2	22.7	83.1	85.8	44.8	30.6	33.3	23.7	26.4	9.4	9.6	4.7							
—Autoprodutores (diesel)	165.8	185.2	213.8	240.7	264.8	275.7	275.1	269.4	257.2	237.7	209.8	171.4	191.8	213.9	237.9	261.2	291.7	322.0	354.5	389.7	427.5	467.9
CENTRALES FICTICIAS																						
—Vapor																	480.5	117.1	209.9	316.0	392.9	502.0
—Gas																28.1	58.9	112.5	144.4	308.3	389.3	551.4

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

COSTOS DE INVERSION Y OPERACION DEL SISTEMA - PERIODO 1980-2000 - (10⁶ U.S. \$) ALTERNATIVA 1-3

Nivel de costos: Ena/80

CUADRO B - 37

AÑO	INVERSION									TOTAL	GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO									TOTAL	GASTOS DE COMBUSTIBLE					TOTAL	GRAN TOTAL								
	PASTAZA AGOYAN	PAUTE I FASE "C"	DAULE PERIPA	TOACHI PLATON	PAUTE MAZAR	JUBONES	COCA SALADO	TERMICAS FICTICIAS			PASTAZA AGOYAN	PAUTE I FASE "C"	DAULE PERIPA	TOACHI PLATON	PAUTE MAZAR	JUBONES	COCA SALADO	TERMICAS FICTICIAS			EXISTENTES			FICTICIAS											
								VAPOR	GAS									VAPOR	GAS		VAPOR	GAS	DIEBEL	VAPOR	GAS										
1980																																			
1981	29.02									29.02																									29.02
1982	59.00	28.45								87.43																									87.43
1983	50.98	35.59	11.09							97.66																									97.66
1984	13.67	68.63	17.31	25.50		16.54				141.65																									141.65
1985		35.35	17.33	54.64	46.5	33.06				186.88	1.21										1.21	46.11	8.60	11.42									64.13	252.22	
1986		23.01	12.35	65.57	46.5	49.58	48.38			245.39	1.21										1.21	57.59	3.46	15.94									76.99	323.59	
1987		16.87	6.14	72.86	93.0	66.49	96.76			352.12	1.21	2.77									3.98	67.03	2.36	21.72									91.11	447.21	
1988				72.86	93.0	69.17	115.94			350.97	1.21	2.77	1.09								5.07	62.95	2.57	23.01									88.53	444.57	
1989				54.64	31.2	50.92	153.43			290.19	1.21	2.77	1.09								5.07	56.14	1.83	7.76									65.73	360.99	
1990				18.22		34.36	138.84			191.42	1.21	2.77	1.09	0.98	1.15						7.20	42.32	2.04	17.30									61.66	260.28	
1991						16.54	105.74			122.28	1.21	2.77	1.09	1.95	1.15	0.80					8.97	44.02	0.73	1.72									46.47	177.72	
1992							32.28	68.40	22.11	122.79	1.21	2.77	1.09	1.95	1.15	1.60	1.50				11.27	24.57	0.74	1.1									26.41	160.47	
1993								128.99	42.23	171.22	1.21	2.77	1.09	1.95	1.15	1.60	2.99				12.76	22.72	0.38	0.63									23.71	207.69	
1994								187.15	34.05	201.20	1.21						2.99				13.97	42.23	0.0	0.65							1.84		44.72	259.89	
1995								153.96	41.53	175.49	1.21							4.40	1.75		18.91	43.48		7.20	19.05	3.85						73.58	247.98		
1996								124.32	36.71	161.03	1.21							7.44	2.91		23.11	44.83		3.34	46.5	7.55						102.02	286.16		
1997								115.37	51.18	166.53	1.21							11.06	3.53		27.35	52.05		3.90	82.92	9.43						148.28	342.16		
1998								85.38	51.16	136.54	1.21							13.79	4.81		31.36	57.23		4.28	123.52	20.14						205.17	373.07		
1999								38.75	30.70	69.45	1.21	2.77		1.95	1.15			16.44	6.0		35.20	55.77		4.20	155.50	25.43						240.90	345.55		
2000											1.21	2.77	1.09	1.95	1.15	1.60	2.99	19.81	7.27		39.84	54.18		4.44	199.11	36.01						298.74	338.58		
TOTAL	152.67	207.88	64.22	364.29	310.20	336.66	691.37	862.32	309.65	3299.26	19.36	38.78	14.17	20.48	12.65	15.20	25.42	72.94	27.48	246.48	778.20	20.69	128.61	626.60	104.05	1658.15	5203.89								

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
 VALOR PRESENTE DE LOS GASTOS DE INVERSION Y OPERACION DEL SNI (*)
 ALTERNATIVA 1 - 3
 Valor presente a Enero de 1980
 Período de análisis: 1980 - 2000
 (10⁶ US\$)

8-80

	TASA DE ACTUALIZACION				
	6 ^o /o	8 ^o /o	10 ^o /o	12 ^o /o	14 ^o /o
Valor Presente de la Inversión	1909.01	1624.47	1395.09	1208.29	1054.73
Valor Presente de los Gastos de Operación y Mantenimiento	99.30	74.92	57.15	44.09	34.33
Valor Presente de los Gastos en Combustible	730.72	573.35	456.12	367.89	300.61
Total Gastos	2739.03	2272.74	1908.36	1620.27	1389.67
Valor Presente del Valor Residual	933.80	630.70	429.00	293.8	202.60
Valor Presente Neto	1805.23	1642.04	1479.36	1326.47	1187.07

(*) La actualización se efectúa a Enero de 1980, con los presupuestos y gastos de operación, mantenimiento y combustibles calculados con una fecha de referencia de Enero de 1980.

PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES DE LOS PROYECTOS DE GENERACION
DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
A. PROYECTOS EN CONSTRUCCION
(Valores expresados en millones de dólares).

Cuadro 8-39

PROYECTOS	PRESUPUESTO TOTAL			INVERSION ACUMULADA A DICIEMBRE 1979 1/			AÑO 1980			AÑO 1981			AÑO 1982			AÑO 1983			INVERSIONES EN EL PERIODO 1980-1984			
	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	
A1. VAPOR EST. SALADO N°3																						
1. Ingeniería y Administ.	0.9	1.0	1.9	0.6	0.3	0.9	0.3	0.7	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3	0.7	1.0	
2. Costos Directos	8.3	33.8	42.1	3.3	23.5	26.8	5.0	10.3	15.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.0	10.3	15.3	
3. Imprevistos	0.8	0.2	1.0	0.7	-	0.7	0.1	0.2	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.2	0.3	
4. Subtotal (1+2+3) ^{2/}	10.0	35.0	45.0	4.6	23.8	28.4	5.4	11.2	16.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.4	11.2	16.6	
5. Escalamiento ^{3/}	-	5.8	5.8	-	5.8	5.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
6. Subtotal (4+5)	10.0	40.8	50.8	4.6	29.6	34.2	5.4	11.2	16.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.4	11.2	16.6	
7. Gastos Financieros ^{4/}	-	3.5	3.5	-	1.9	1.9	-	1.6	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.6	1.6	
8. Total (6+7)	10.0	44.3	54.3	4.6	31.5	36.1	5.4	12.8	18.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.4	12.8	18.2	
A2. GAS DE QUITO																						
1. Ingeniería y Administ.	0.1	0.5	0.6	-	-	-	0.1	0.5	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.5	0.6	
2. Costos Directos	1.3	7.8	9.1	-	-	-	1.3	7.8	9.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.3	7.8	9.1	
3. Imprevistos	0.1	0.3	0.4	-	-	-	0.1	0.3	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.3	0.4	
4. Subtotal (1+2+3) ^{2/}	1.5	8.5	10.1	-	-	-	1.5	8.6	10.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.5	8.6	10.1	
5. Escalamiento ^{3/}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
6. Subtotal (4+5)	1.5	8.6	10.1	-	-	-	1.5	8.6	10.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.5	8.6	10.1	
7. Gastos Financieros ^{4/}	-	0.8	0.8	-	-	-	-	0.8	0.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.8	0.8	
8. Total (6+7)	1.5	9.4	10.9	-	-	-	1.5	9.4	10.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.5	9.4	10.9	
A3. VAPOR ESMERALDAS																						
1. Ingeniería y Administ.	1.3	2.8	4.1	0.4	-	0.4	0.7	2.2	2.9	0.2	0.6	0.8	-	-	-	-	-	-	0.9	2.8	3.7	
2. Costos Directos	17.3	48.9	66.2	3.5	7.3	10.8	10.3	33.1	43.4	3.5	8.5	12.0	-	-	-	-	-	-	13.8	41.6	55.4	
3. Imprevistos	1.1	2.4	3.5	0.3	-	0.3	0.6	1.9	2.5	0.2	0.5	0.7	-	-	-	-	-	-	0.8	2.4	3.2	
4. Subtotal (1+2+3) ^{2/}	19.7	54.1	73.8	4.2	7.3	11.5	11.6	37.2	48.8	3.9	9.6	13.5	-	-	-	-	-	-	15.5	46.8	62.3	
5. Escalamiento ^{3/}	0.6	0.9	1.5	-	-	-	-	-	-	0.6	0.9	1.5	-	-	-	-	-	-	0.6	0.9	1.5	
6. Subtotal (4+5)	20.3	55.0	75.3	4.2	7.3	11.5	11.6	37.2	48.8	4.5	10.5	15.0	-	-	-	-	-	-	16.1	47.7	63.8	
7. Gastos Financieros ^{4/}	-	9.8	9.8	-	0.4	0.4	-	3.8	3.8	-	5.6	5.6	-	-	-	-	-	-	-	9.4	9.4	
8. Total (6+7)	20.3	64.8	85.1	4.2	7.7	11.9	11.6	41.0	52.6	4.5	16.1	20.6	-	-	-	-	-	-	16.1	57.1	73.2	
A4. PAUTE I-FASES A Y B																						
1. Ingeniería y Administ.	37.1	10.3	47.4	12.7	6.2	18.9	5.7	2.0	7.7	4.5	1.2	5.7	2.7	0.9	3.6	11.5	-	11.5	24.4	4.1	28.5	
2. Costos Directos	159.0	194.5	353.5	62.6	72.4	135.0	40.3	39.4	79.7	38.2	38.5	76.7	10.1	14.9	25.0	7.8	29.3	37.1	96.4	122.1	218.5	
3. Imprevistos	4.7	9.9	14.6	0.3	0.7	1.0	1.9	2.3	4.2	1.5	2.6	4.1	0.5	1.5	2.0	0.5	2.8	3.3	4.4	9.2	13.6	
4. Subtotal (1+2+3) ^{2/}	200.8	214.7	415.5	75.6	79.3	154.9	47.9	43.7	91.6	44.2	42.3	86.5	13.3	17.3	30.6	19.8	32.1	51.9	125.2	135.4	260.6	
5. Escalamiento ^{3/}	31.4	28.0	59.4	10.1	11.6	21.7	-	-	-	6.6	3.8	10.4	4.3	3.2	7.5	10.4	9.4	19.8	21.3	16.4	37.7	
6. Subtotal (4+5)	232.2	242.7	474.9	85.7	90.9	176.6	47.9	43.7	91.6	50.8	46.1	96.9	17.6	20.5	38.1	30.2	41.5	71.7	146.5	151.8	298.3	
7. Gastos Financieros ^{4/}	2.4	59.3	61.7	-	17.2	17.2	1.2	10.7	11.9	1.2	17.9	19.1	-	10.3	10.3	-	3.2	3.2	2.4	42.1	44.5	
8. Total (6+7)	234.6	302.0	536.6	85.7	108.1	193.8	49.1	54.4	103.5	52.0	64.0	116.0	17.6	30.8	48.4	30.2	44.7	74.9	148.9	193.9	342.8	
TOTAL PROYECTOS EN CONSTRUCCION																						
1. Ingeniería y Administ.	39.4	14.6	54.0	13.7	6.5	20.2	6.8	5.4	12.2	4.7	1.8	6.5	2.7	0.9	3.6	11.5	-	11.5	25.7	8.1	33.8	
2. Costos Directos	185.9	285.0	470.9	69.4	103.2	172.6	56.9	90.6	147.5	41.7	47.0	88.7	10.1	14.9	25.0	7.8	29.3	37.1	116.5	181.8	298.3	
3. Imprevistos	6.7	12.8	19.5	1.3	0.7	2.0	2.7	4.7	7.4	1.7	3.1	4.8	0.5	1.5	2.0	0.5	2.8	3.3	5.4	12.1	17.5	
4. Subtotal (1+2+3) ^{2/}	232.0	312.4	544.4	84.4	110.4	194.8	66.4	100.7	167.1	48.1	51.9	100.0	13.3	17.3	30.6	19.8	32.1	51.9	147.6	202.0	349.6	
5. Escalamiento ^{3/}	32.0	34.7	66.7	10.1	17.4	27.5	-	-	-	7.2	4.7	11.9	4.3	3.2	7.5	10.4	9.4	19.8	21.9	17.3	39.2	
6. Subtotal (4+5)	264.0	347.1	611.1	94.5	127.8	222.3	66.4	100.7	167.1	55.3	56.6	111.9	17.6	20.5	38.1	30.2	41.5	71.7	169.5	219.3	388.8	
7. Gastos Financieros ^{4/}	2.4	73.4	75.8	-	19.5	19.5	1.2	16.9	18.1	1.2	23.5	24.7	-	10.3	10.3	-	3.2	3.2	2.4	53.9	56.3	
8. Total (6+7)	266.4	420.5	686.9	94.5	147.3	241.8	67.6	117.6	185.2	56.5	80.1	136.6	17.6	30.8	48.4	30.2	44.7	74.9	171.9	273.2	445.1	

Notas: 1/ Las inversiones realizadas hasta Diciembre de 1979, que constan en los registros contables se han revalorizado a esa fecha.
2/ Corresponde a nivel monetario de Enero de 1980.
3/ Calculado con 15% anual para Moneda Local y 9% anual para Moneda Extranjera.
4/ Calculado con los criterios de financiamiento establecidos en el capítulo 12.

PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES DE LOS PROYECTOS DE GENERACION
DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
B. PROYECTOS PROGRAMADOS - ALTERNATIVA 1-3 1/
(Valores expresados en millones de dólares)

Cuadro B-40
hoja 1 de 2

PROYECTOS	PRESUPUESTO TOTAL			AÑO 1980			AÑO 1981			AÑO 1982			AÑO 1983			AÑO 1984			INVERSIONES EN EL PERIODO 1980-1984		
	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL
B1. PASTAZA-AGOYAN																					
1. Ingeniería y Administr.	3.8	8.3	12.1				1.0	1.4	2.4	1.5	3.2	4.7	0.8	2.5	3.3	0.5	1.2	1.7	3.8	8.3	12.1
2. Costos Directos	36.7	82.0	118.7				9.7	13.9	23.6	14.7	31.8	46.5	7.5	24.7	32.2	4.8	11.6	16.4	36.7	82.0	118.7
3. Imprevistos	5.9	13.4	19.3				1.6	2.3	3.9	2.4	5.2	7.6	1.2	4.0	5.2	0.7	1.9	2.6	5.9	13.4	19.3
4. Subtotal (1+2+3) 2/	46.4	103.7	150.1				12.3	17.6	29.9	18.6	40.2	58.8	9.5	31.2	40.7	6.0	14.7	20.7	46.4	103.7	150.1
5. Escalamiento 3/	17.2	24.4	41.6				1.8	1.6	3.4	6.0	7.6	13.6	4.9	9.2	14.1	4.5	6.0	10.5	17.2	24.4	41.6
6. Subtotal (4+5)	63.6	128.1	191.7				14.1	19.2	33.3	24.6	47.8	72.4	14.4	40.4	54.8	10.5	20.7	31.2	63.6	128.1	191.7
7. Gastos Financieros 4/	15.0	28.0	43.0				0.7	1.9	2.6	2.3	5.5	7.8	5.3	9.3	14.6	6.7	11.3	18.0	15.0	28.0	43.0
8. Total (6+7)	78.6	156.1	234.7				14.8	21.1	35.9	26.9	53.3	80.2	19.7	49.7	69.4	17.2	32.0	49.2	78.6	156.1	234.7
B2. PAUTE I-FASE C																					
1. Ingeniería y Administr.	4.7	9.5	14.2							0.7	1.6	2.3	1.0	1.7	2.7	1.4	2.8	4.2	3.1	6.1	9.2
2. Costos Directos	47.9	95.0	142.9							7.4	16.2	23.6	10.1	17.4	27.5	13.4	27.9	41.3	30.9	61.5	92.4
3. Imprevistos	5.3	10.4	15.7							0.8	1.8	2.6	1.2	1.9	3.1	1.5	3.1	4.6	3.5	6.8	10.3
4. Subtotal (1+2+3) 2/	57.9	114.9	172.8							8.9	19.6	28.5	12.3	21.0	33.3	16.3	33.8	50.1	37.5	74.4	111.9
5. Escalamiento 3/	47.0	50.4	97.4							2.9	3.6	6.5	6.4	6.2	12.6	12.2	13.9	26.1	21.5	23.7	45.2
6. Subtotal (4+5)	104.9	165.3	270.2							11.8	23.2	35.0	18.7	27.2	45.9	28.5	47.7	76.2	59.0	98.1	157.1
7. Gastos Financieros 4/	-	54.5	54.5							-	2.4	2.4	-	5.2	5.2	-	8.8	8.8	-	16.4	16.4
8. Total (6+7)	104.9	219.8	324.7							11.8	25.6	37.4	18.7	32.4	51.1	28.5	56.5	85.0	59.0	114.5	173.5
B3. DAULE-PERIPA 5/																					
1. Ingeniería y Administr.	1.7	3.2	4.9										0.3	0.6	0.9	0.5	0.9	1.4	0.8	1.5	2.3
2. Costos Directos	16.4	31.5	47.9										3.1	5.7	8.8	4.7	8.9	13.6	7.8	14.6	22.4
3. Imprevistos	2.6	5.2	7.8										0.5	0.9	1.4	0.8	1.5	2.3	1.3	2.4	3.7
4. Subtotal (1+2+3) 2/	20.7	39.9	60.6										3.9	7.2	11.1	6.0	11.3	17.3	9.9	18.5	28.4
5. Escalamiento 3/	19.8	20.1	39.9										2.0	2.1	4.1	4.5	4.6	9.1	6.5	6.7	13.2
6. Subtotal (4+5)	40.5	60.0	100.5										5.9	9.3	15.2	10.5	15.9	26.4	16.4	25.2	41.6
7. Gastos Financieros 4/	-	18.8	18.8										-	0.8	0.8	-	2.7	2.7	-	3.5	3.5
8. Total (6+7)	40.5	78.8	119.3										5.9	10.1	16.0	10.5	18.6	29.1	16.4	28.7	45.1
B4. PAUTE-MAZAR																					
1. Ingeniería y Administr.	10.2	14.3	24.5													0.5	0.7	1.2	0.5	0.7	1.2
2. Costos Directos	101.4	143.9	245.3													5.1	6.8	11.9	5.1	6.8	11.9
3. Imprevistos	16.6	23.8	40.4													0.8	1.1	1.9	0.8	1.1	1.9
4. Subtotal (1+2+3) 2/	128.2	182.0	310.2													6.4	8.6	15.0	6.4	8.6	15.0
5. Escalamiento 3/	221.1	151.7	372.8													4.8	3.6	8.4	4.8	3.6	8.4
6. Subtotal (4+5)	349.3	333.7	683.0													11.2	12.2	23.4	11.2	12.2	23.4
7. Gastos Financieros 4/	-	89.9	89.9													-	3.2	3.2	-	3.2	3.2
8. Total (6+7)	349.3	423.6	772.9													11.2	15.4	26.6	11.2	15.4	26.6
TOTAL 6/ PROYECTOS PROGRAMADOS																					
1. Ingeniería y Administr.	18.7	32.1	50.8				1.0	1.4	2.4	2.2	4.8	7.0	1.8	4.2	6.0	2.4	4.7	7.1	7.4	15.1	22.5
2. Costos Directos	186.0	320.9	506.9				9.7	13.9	23.6	22.1	48.0	70.1	17.6	42.1	59.7	23.3	46.3	69.6	72.7	150.3	223.0
3. Imprevistos	27.8	47.6	75.4				1.6	2.3	3.9	3.2	7.0	10.2	2.4	5.9	8.3	3.0	6.1	9.1	10.2	21.3	31.5
4. Subtotal (1+2+3) 2/	232.5	400.6	633.1				12.3	17.6	29.9	27.5	59.8	87.3	21.8	52.2	74.0	28.7	57.1	85.8	90.3	186.7	277.0
5. Escalamiento 3/	285.3	226.5	511.8				1.8	1.6	3.4	8.9	11.2	20.1	11.3	15.4	26.7	21.5	23.5	45.0	43.5	51.7	95.2
6. Subtotal (4+5)	517.8	627.1	1144.9				14.1	19.2	33.3	36.4	71.0	107.4	33.1	67.6	100.7	50.2	80.6	130.8	133.8	238.4	372.2
7. Gastos Financieros 4/	15.0	172.4	187.4				0.7	1.9	2.6	2.3	7.9	10.2	5.3	14.5	19.8	6.7	23.3	30.0	15.0	47.6	62.6
8. Total (6+7)	532.8	799.5	1332.3				14.8	21.1	35.9	38.7	78.9	117.6	38.4	82.1	120.5	56.9	103.9	160.8	148.8	286.0	434.8

- Notas: 1/ Los proyectos programados son los recomendados en el Plan Mestre de Electrificación. Período 1980-1984.
2/ Corresponde a nivel monetario de Enero de 1980.
3/ Calculado con 15% anual para Moneda Local y 9% anual para Moneda Extranjera.
4/ Calculados con los criterios de financiamiento establecidos en el capítulo 12.
5/ La ejecución de este subproyecto de energía está a cargo de CEDEGE y sus inversiones están contempladas en el Programa de Riego del País. Se incluyen en este Programa de manera informativa.
6/ No incluye las inversiones del Proyecto Daule-Peripa, por la razón expuesta en la nota 5/.

PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES DE LOS PROYECTOS DE GENERACION
DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
B. PROYECTOS PROGRAMADOS - ALTERNATIVA 1-3 1/
(Valores expresados en millones de dólares).

Cuadro 8-40
hoja 2 de 2

PROYECTOS	AÑO 1985			AÑO 1986			AÑO 1987			AÑO 1988			AÑO 1989			AÑO 1990			INVERSIONES EN EL PERIODO 1980-1990		
	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL
B1. PASTAZA-AGOYAN																					
1. Ingeniería y Administ.																			3.8	8.3	12.1
2. Costos Directos																			36.7	82.0	118.7
3. Imprevistos																			5.9	13.4	19.3
4. Subtotal(1+2+3) 2/																			46.4	103.7	150.1
5. Escalamiento 3/																			17.2	24.4	41.6
6. Subtotal (4+5)																			63.6	128.1	191.7
7. Gastos Financieros 4/																			15.0	28.0	43.0
8. Total (6+7)																			78.6	156.1	234.7
B2. PAUTE I-FASE C																					
1. Ingeniería y Administ.	0.8	1.5	2.3	0.4	0.9	1.3	0.4	1.0	1.4									4.7	9.5	14.2	
2. Costos Directos	8.3	14.8	23.1	4.5	8.9	13.4	4.2	9.8	14.0									47.9	95.0	142.9	
3. Imprevistos	0.9	1.6	2.5	0.5	1.0	1.5	0.4	1.0	1.4									5.3	10.4	15.7	
4. Subtotal(1+2+3) 2/	10.0	17.9	27.9	5.4	10.8	16.2	5.0	11.8	16.8									57.9	114.9	172.8	
5. Escalamiento 3/	10.1	9.6	19.7	7.1	7.3	14.4	8.3	9.8	18.1									47.0	50.4	97.4	
6. Subtotal (4+5)	20.1	27.5	47.6	12.5	18.1	30.6	13.3	21.6	34.9									104.9	165.3	270.2	
7. Gastos Financieros 4/	-	11.5	11.5	-	12.8	12.8	-	13.8	13.8									-	54.5	54.5	
8. Total (6+7)	20.1	39.0	59.1	12.5	30.9	43.4	13.3	35.4	48.7									104.9	219.8	324.7	
B3. DAULE-PERIPA 5/																					
1. Ingeniería y Administ.	0.5	0.9	1.4	0.3	0.5	0.8	0.1	0.3	0.4									1.7	3.2	4.9	
2. Costos Directos	4.6	8.9	13.5	2.6	5.3	7.9	1.4	2.7	4.1									16.4	31.5	47.9	
3. Imprevistos	0.7	1.5	2.2	0.4	0.9	1.3	0.2	0.4	0.6									2.6	5.2	7.8	
4. Subtotal(1+2+3) 2/	5.8	11.3	17.1	3.3	6.7	10.0	1.7	3.4	5.1									20.7	39.9	60.6	
5. Escalamiento 3/	5.9	6.1	12.0	4.4	4.5	8.9	3.0	2.8	5.8									19.8	20.1	39.9	
6. Subtotal(4+5)	11.7	17.4	29.1	7.7	11.2	18.9	4.7	6.2	10.9									40.5	60.0	100.5	
7. Gastos Financieros 4/	-	4.4	4.4	-	5.3	5.3	-	5.6	5.6									-	18.8	18.8	
8. Total (6+7)	11.7	21.8	33.5	7.7	16.5	24.2	4.7	11.8	16.5									40.5	78.8	119.3	
B4. PAUTE-MAZAR																					
1. Ingeniería y Administ.	0.8	1.7	2.5	1.6	2.1	3.7	3.1	4.2	7.3	3.1	4.2	7.3	1.1	1.4	2.5			10.2	14.3	24.5	
2. Costos Directos	7.5	17.4	24.9	15.7	21.1	36.8	31.3	42.2	73.5	31.3	42.2	73.5	10.5	14.2	24.7			101.4	143.9	245.3	
3. Imprevistos	1.2	2.9	4.1	2.5	3.5	6.0	5.2	7.0	12.2	5.2	7.0	12.2	1.7	2.3	4.0			16.6	23.8	40.4	
4. Subtotal (1+2+3) 2/	9.5	22.0	31.5	19.8	26.7	46.5	39.6	53.4	93.0	39.6	53.4	93.0	13.3	17.9	31.2			128.2	182.0	310.2	
5. Escalamiento 3/	9.6	11.8	21.4	26.0	18.1	44.1	65.7	44.2	109.9	81.5	53.0	134.5	33.5	21.0	54.5			221.1	151.7	372.8	
6. Subtotal (4+5)	19.1	33.8	52.9	45.8	44.8	90.6	105.3	97.6	202.9	121.1	106.4	227.5	46.8	38.9	85.7			349.3	333.7	683.0	
7. Gastos Financieros 4/	-	6.1	6.1	-	11.0	11.0	-	17.4	17.4	-	23.9	23.9	-	28.3	28.3			-	89.9	89.9	
8. Total (6+7)	19.1	39.9	59.0	45.8	55.8	101.6	105.3	115.0	220.3	121.1	130.3	251.4	46.8	67.2	114.0			349.3	423.6	772.9	
TOTAL PROYECTOS PROGRAMADOS 6/																					
1. Ingeniería y Administ.	1.6	3.2	4.8	2.0	3.0	5.0	3.5	5.2	8.7	3.1	4.2	7.3	1.1	1.4	2.5			18.7	32.1	50.8	
2. Costos Directos	15.8	32.2	48.0	20.2	30.0	50.2	15.5	22.0	37.5	15.5	22.0	37.5	6.0	8.2	14.2			186.0	320.9	506.9	
3. Imprevistos	2.1	4.5	6.6	3.0	4.5	7.5	5.6	8.0	13.6	5.2	7.0	12.2	1.7	2.3	4.0			27.8	47.6	75.4	
4. Subtotal (1+2+3) 2/	19.5	39.9	59.4	25.2	37.5	62.7	24.6	35.2	59.8	24.6	35.2	59.8	9.0	12.9	21.5			271.5	476.6	731.6	
5. Escalamiento 3/	19.7	21.4	41.1	33.1	25.4	58.5	74.0	54.0	128.0	81.5	53.0	134.5	33.5	21.0	54.5			285.3	226.5	511.8	
6. Subtotal (4+5)	39.2	61.3	100.5	58.3	62.9	121.2	118.6	119.2	237.8	121.1	106.4	227.5	46.8	38.9	85.7			517.8	627.1	1144.9	
7. Gastos Financieros 4/	-	17.6	17.6	-	23.8	23.8	-	31.2	31.2	-	23.9	23.9	-	28.3	28.3			15.0	172.4	187.4	
8. Total (6+7)	39.2	78.9	118.1	58.3	86.7	145.0	118.6	150.4	269.0	121.1	130.3	251.4	46.8	67.2	114.0			532.8	799.5	1332.3	

Notas: 1/ Los proyectos programados son los recomendados en el Plan Maestro de Electrificación. Período 1980-1984.

2/ Corresponde a nivel monetario de Enero de 1980.

3/ Calculado con 15% anual para Moneda Local y 9% anual para Moneda Extranjera.

4/ Calculados con los criterios de financiamiento establecidos en el capítulo 12.

5/ La ejecución de este subproyecto de energía está a cargo de CEBGE y sus inversiones están contempladas en el Programa de Riego del País. Se incluyen en este Programa de manera informativa.

6/ No incluye las inversiones del Proyecto Daule-Peripa, por la razón expuesta en la nota 5/.

PRESUPUESTOS Y CALENDARIO DE INVERSIONES DE LOS PROYECTOS DE GENERACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
C. PROYECTOS FUTUROS - ALTERNATIVA 1-3 1/
(Valores expresados en millones de dólares)

Cuadro B-41
hoja 1 de 2

PROYECTOS	PRESUPUESTO TOTAL			AÑO 1980			AÑO 1981			AÑO 1982			AÑO 1983			AÑO 1984			INVERSIONES EN EL PERIODO 1980-1984.		
	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL
C1. TOACHI-PILATON																					
1. Ingeniería y Administ.	11.2	19.1	30.3												0.5	0.8	1.3	0.5	0.8	1.3	
2. Costos Directos	110.6	190.7	301.3												4.5	7.9	12.4	4.5	7.9	12.4	
3. Imprevistos	12.1	21.0	33.1												0.5	0.9	1.4	0.5	0.9	1.4	
4. Subtotal (1+2+3) 2/	133.9	230.8	364.7												5.5	9.6	15.1	5.5	9.6	15.1	
5. Escalamientos 3/	236.4	199.0	435.4												4.1	4.0	8.1	4.1	4.0	8.1	
6. Subtotal (4+5)	370.3	429.8	800.1												9.6	13.6	23.2	9.6	13.6	23.2	
7. Gastos Financieros 4/	-	146.3	146.3												-	4.0	4.0	-	4.0	4.0	
8. Total (6+7)	370.3	576.1	946.4												9.6	17.6	27.2	9.6	17.6	27.2	
C2. JUBONES																					
1. Ingeniería y Administ.	10.5	15.7	26.2												0.5	0.8	1.3	0.5	0.8	1.3	
2. Costos Directos	104.6	156.8	261.4												5.2	7.8	13.0	5.2	7.8	13.0	
3. Imprevistos	17.2	25.8	43.0												0.9	1.3	2.2	0.9	1.3	2.2	
4. Subtotal (1+2+3) 2/	132.3	198.3	330.6												6.6	9.9	16.5	6.6	9.9	16.5	
5. Escalamientos 3/	256.9	185.0	441.9												4.9	4.1	9.0	4.9	4.1	9.0	
6. Subtotal (4+5)	389.2	383.3	772.5												11.5	14.0	25.5	11.5	14.0	25.5	
7. Gastos Financieros 4/	-	148.6	148.6												-	3.7	3.7	-	3.7	3.7	
8. Total (6+7)	389.2	531.9	921.1												11.5	17.7	29.2	11.5	17.7	29.2	
C3. COCA																					
1. Ingeniería y Administ.	20.7	30.3	51.0																		
2. Costos Directos	207.1	303.1	510.2																		
3. Imprevistos	34.0	49.8	83.8																		
4. Subtotal (1+2+3) 2/	261.8	383.2	645.0																		
5. Escalamientos 3/	676.7	453.9	1130.6																		
6. Subtotal (4+5)	938.5	837.1	1775.6																		
7. Gastos Financieros 4/	-	295.7	295.7																		
8. Total (6+7)	938.5	1132.8	2071.3																		
TOTAL PROYECTOS FUTUROS																					
1. Ingeniería y Administ.	42.4	65.1	107.5												11.0	1.6	2.6	1.0	1.6	2.6	
2. Costos Directos	422.3	650.6	1072.9												9.7	15.7	25.4	9.7	15.7	25.4	
3. Imprevistos	63.3	96.6	159.9												1.4	2.2	3.6	1.4	2.2	3.6	
4. Subtotal (1+2+3) 2/	528.0	812.3	1340.3												12.1	19.5	31.6	12.1	19.5	31.6	
5. Escalamientos 3/	1170.0	837.9	2007.9												9.0	8.1	17.1	9.0	8.1	17.1	
6. Subtotal (4+5)	1698.0	1650.2	3348.2												21.1	27.6	48.7	21.1	27.6	48.7	
7. Gastos Financieros 4/	-	590.6	590.6												-	7.7	7.7	-	7.7	7.7	
8. Total (6+7)	1698.0	2240.8	3938.8												21.1	35.3	56.4	21.1	35.3	56.4	
TOTAL PROYECTOS EN CONSTRUCCION, PROGRAMADOS Y FUTUROS DE S.N.I. 5/																					
1. Ingeniería y Administ.	100.5	111.8	212.3	6.8	5.4	12.2	5.7	3.2	8.9	4.9	5.7	10.6	13.3	4.2	17.5	3.4	6.3	9.7	34.1	24.8	58.9
2. Costos Directos	794.2	1256.5	2050.7	56.9	90.6	147.5	51.4	60.9	112.3	32.2	62.9	95.1	25.4	71.4	96.8	33.0	62.0	95.0	198.9	347.8	546.7
3. Imprevistos	97.8	157.0	254.8	2.7	4.7	7.4	3.3	5.4	8.7	3.7	8.5	12.2	2.9	8.7	11.6	4.4	8.3	12.7	17.0	35.6	52.6
4. Subtotal (1+2+3) 2/	992.5	1525.3	2517.8	66.4	100.7	167.1	60.4	69.5	129.9	40.8	77.1	117.9	41.6	84.3	125.9	40.8	76.6	117.4	250.0	408.2	658.2
5. Escalamientos 3/	1487.3	1099.1	2586.4	-	-	-	9.0	6.3	15.3	13.2	14.4	27.6	21.7	24.8	46.5	30.5	31.6	62.1	74.4	77.1	151.5
6. Subtotal (4+5)	2479.8	2624.4	5104.2	66.4	100.7	167.1	69.4	75.8	145.2	54.0	91.5	145.5	63.3	109.1	172.4	71.3	108.2	179.5	324.4	485.3	809.7
7. Gastos Financieros 4/	17.4	836.4	853.8	1.2	16.9	18.1	1.9	25.4	27.3	2.3	18.2	20.5	5.3	17.7	23.0	6.7	31.0	37.7	17.4	109.2	126.6
8. Total (6+7)	2497.2	3460.8	5958.0	67.6	117.6	185.2	71.3	101.2	172.5	56.3	109.7	166.0	68.6	126.8	195.4	78.0	139.2	217.2	341.8	594.5	936.3

Notas: 1/ Los proyectos futuros considerados en este Plan están sujetos a revisión en la actualización del Plan Maestro.
2/ Corresponde a nivel monetario de Enero de 1980.
3/ Calculado con 15% anual para Moneda Local y 9% anual para Moneda Extranjera.
4/ Calculados con los criterios de financiamiento establecidos en el capítulo 12.
5/ No incluye las inversiones del proyecto Daule-Peripa. Sus inversiones están contempladas en el Programa de Riesgo del País.

PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES DE LOS PROYECTOS DE GENERACION
DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
C. PROYECTOS FUTUROS - ALTERNATIVA 1-3 1/
(Valores expresados en millones de dólares)

Cuadro 8-41
hoja 2 de 2

PROYECTOS	AÑO 1985			AÑO 1986			AÑO 1987			AÑO 1988			AÑO 1989			AÑO 1990			INVERSIONES EN EL PERIODO 1980-1990		
	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL
C1. TOACHI PILATON																					
1. Ingeniería y Administ.	1.7	2.9	4.6	2.0	3.4	5.4	2.2	3.8	6.0	2.2	3.8	6.0	2.0	3.4	5.4	0.6	1.0	1.6	11.2	19.1	30.3
2. Costos Directos	16.6	28.5	45.1	19.9	34.3	54.2	22.1	38.1	60.2	22.1	38.1	60.2	19.9	34.3	54.2	5.5	9.5	15.0	110.6	190.7	301.3
3. Imprevistos	1.8	3.1	4.9	2.2	3.8	6.0	2.4	4.2	6.6	2.4	4.2	6.6	2.2	3.8	6.0	0.6	1.0	1.6	12.1	21.0	33.1
4. Subtotal (1+2+3) 2/	20.1	34.5	54.6	24.1	41.5	65.6	26.7	46.1	72.8	26.7	46.1	72.8	24.1	41.5	65.6	6.7	11.5	18.2	133.9	230.8	364.7
5. Escalamiento 3/	20.3	18.6	38.9	31.6	28.1	59.7	44.3	38.2	82.5	55.0	45.8	100.8	60.7	48.6	109.3	20.4	15.7	36.1	236.4	199.0	435.4
6. Subtotal (4+5)	40.4	53.1	93.5	55.7	69.6	125.3	71.0	84.3	155.3	81.7	91.9	173.6	84.8	90.1	174.9	27.1	27.2	54.3	370.3	429.8	800.1
7. Gastos Financieros 4/	-	8.2	8.2	-	15.4	15.4	-	22.3	22.3	-	27.5	27.5	-	32.9	32.9	-	36.0	36.0	-	146.3	146.3
8. Total (6+7)	40.4	61.3	101.7	55.7	85.0	140.7	71.0	106.6	177.6	81.7	119.4	201.1	84.8	123.0	207.8	27.1	63.2	90.3	370.3	576.1	946.4
C2. JUBONES																					
1. Ingeniería y Administ.	1.0	1.6	2.6	1.6	2.3	3.9	2.1	3.1	5.2	2.1	3.1	5.2	1.6	2.3	3.9	1.0	1.6	2.6	9.9	14.8	24.7
2. Costos Directos	10.5	15.7	26.2	15.7	23.5	39.2	20.9	31.4	52.3	20.9	31.4	52.3	15.7	23.5	39.2	10.5	15.7	26.2	99.4	149.0	248.4
3. Imprevistos	1.7	2.6	4.3	2.6	3.9	6.5	3.4	5.2	8.6	3.4	5.2	8.6	2.6	3.9	6.5	1.7	2.6	4.3	16.3	24.7	41.0
4. Subtotal (1+2+3) 2/	13.2	19.9	33.1	19.9	29.7	49.6	26.4	39.7	66.1	26.4	39.7	66.1	19.9	29.7	49.6	13.2	19.9	33.1	125.6	188.5	314.1
5. Escalamiento 3/	13.4	10.7	24.1	26.1	20.1	46.2	43.8	32.9	76.7	54.4	39.4	93.8	50.1	34.8	84.9	40.2	27.2	67.4	232.9	169.2	402.1
6. Subtotal (4+5)	26.6	30.6	57.2	46.0	49.8	95.8	70.2	72.6	142.8	80.8	79.1	159.9	70.0	64.5	134.5	53.4	47.1	100.5	358.5	357.7	716.2
7. Gastos Financieros 4/	-	6.5	6.5	-	11.8	11.8	-	17.8	17.8	-	22.2	22.2	-	26.4	26.4	-	29.3	29.3	-	117.7	117.7
8. Total (6+7)	26.6	37.1	63.7	46.0	61.6	107.6	70.2	90.4	160.6	80.8	101.3	182.1	70.0	90.9	160.9	53.4	76.4	129.8	358.5	475.4	833.9
C3. COCA																					
1. Ingeniería y Administ.				1.6	2.3	3.9	3.1	4.5	7.6	3.6	5.3	8.9	4.1	6.1	10.2	4.1	6.1	10.2	16.5	24.3	40.8
2. Costos Directos				15.5	22.7	38.2	31.1	45.5	76.6	36.2	53.0	89.2	41.4	60.6	102.0	41.4	60.6	102.0	165.6	242.4	408.0
3. Imprevistos				2.6	3.7	6.3	5.1	7.5	12.6	6.0	8.7	14.7	6.8	10.0	16.8	6.8	10.0	16.8	27.3	39.9	67.2
4. Subtotal (1+2+3) 2/				19.7	28.7	48.4	39.3	57.5	96.8	45.8	67.0	112.8	52.3	76.7	129.0	52.3	76.7	129.0	209.4	306.6	516.0
5. Escalamiento 3/				25.9	19.4	45.3	65.2	47.6	112.8	94.3	66.5	160.8	131.7	89.9	221.6	159.3	104.9	264.2	476.4	328.3	804.7
6. Subtotal (4+5)				45.6	48.1	93.7	104.5	105.1	209.6	140.1	133.5	273.6	184.0	166.6	350.6	211.6	181.6	393.2	685.8	634.9	1320.7
7. Gastos Financieros 4/				-	9.1	9.1	-	18.8	18.8	-	32.2	32.2	-	45.1	45.1	-	55.4	55.4	-	160.6	160.6
8. Total (6+7)				45.6	57.2	102.8	104.5	123.9	228.4	140.1	165.7	305.8	184.0	211.7	395.7	211.6	237.0	448.6	685.8	795.5	1481.3
TOTAL C PROYECTOS FUTUROS																					
1. Ingeniería y Administ.	2.7	4.5	7.2	5.2	8.0	13.2	7.4	11.4	18.8	7.9	12.2	20.1	7.7	11.8	19.5	5.7	8.7	14.4	37.6	58.2	95.8
2. Costos Directos	27.1	44.2	71.3	51.1	80.5	131.6	74.1	115.0	199.1	79.2	122.5	201.7	77.0	118.4	195.4	57.4	85.8	143.2	375.6	582.1	957.7
3. Imprevistos	3.5	5.7	9.2	7.4	11.4	18.8	10.9	16.9	27.8	11.8	18.1	29.9	11.6	17.7	29.3	9.1	13.6	22.7	55.7	85.6	141.3
4. Subtotal (1+2+3) 2/	33.3	54.4	87.7	63.7	99.9	163.6	92.4	143.3	235.7	98.9	152.8	251.7	96.3	147.9	244.2	72.2	108.1	180.3	468.9	725.9	1194.8
5. Escalamiento 3/	33.7	29.3	63.0	83.6	67.6	151.2	153.3	118.7	272.0	203.7	151.7	355.4	242.5	173.3	415.8	219.9	147.8	367.0	945.7	696.5	1642.2
6. Subtotal (4+5)	67.0	83.7	150.7	147.3	167.5	314.8	245.7	262.0	507.7	302.6	304.5	607.1	338.8	321.2	660.0	292.1	255.9	548.0	1414.6	1422.4	2837.0
7. Gastos Financieros 4/	-	14.7	14.7	-	36.3	36.3	-	58.9	58.9	-	81.9	81.9	-	104.4	104.4	-	120.7	120.7	-	424.6	424.6
8. Total (6+7)	67.0	98.4	165.4	147.3	203.8	351.1	245.7	320.9	566.6	302.6	386.4	689.0	338.8	425.6	764.4	292.1	376.6	668.7	1414.6	1847.0	3261.6
TOTAL PROYECTOS EN CONSTRUCCION, PROGRAMADOS Y FUTUROS DEL S.N.I. 5/																					
1. Ingeniería y Administ.	4.3	7.7	12.0	7.2	11.0	18.2	10.9	16.6	27.5	11.0	16.4	27.4	8.8	13.2	22.0	5.7	8.7	14.4	58.0	93.5	151.5
2. Costos Directos	42.9	76.4	119.3	71.3	110.5	181.8	109.6	167.0	276.6	110.5	164.7	275.2	87.5	132.6	220.1	57.4	85.8	143.2	578.0	934.5	1512.5
3. Imprevistos	5.6	10.2	15.8	10.4	15.9	26.3	16.5	24.9	41.4	17.0	25.1	42.1	13.3	20.0	33.3	9.1	13.6	22.7	86.1	138.4	224.5
4. Subtotal (1+2+3) 2/	52.8	94.3	147.1	88.9	137.4	226.3	137.0	208.5	345.5	138.5	206.2	344.7	109.6	165.8	275.4	72.2	108.1	180.3	722.1	1166.4	1888.5
5. Escalamientos 3/	53.4	50.7	104.1	116.7	93.0	209.7	227.3	172.7	400.0	285.2	204.7	489.9	276.0	194.3	470.3	219.9	147.8	367.7	1250.8	943.1	2193.9
6. Subtotal (4+5)	106.2	145.0	251.2	205.6	230.4	436.0	364.3	381.2	745.5	423.7	410.9	834.6	385.6	360.1	745.7	292.1	255.9	548.0	1972.9	2109.5	4082.4
7. Gastos Financieros 4/	-	32.3	32.3	-	60.1	60.1	-	90.1	90.1	-	105.8	105.8	-	132.7	132.7	-	120.7	120.7	15.0	615.8	630.8
8. Total (6+7)	106.2	177.3	283.5	205.6	290.5	496.1	364.3	471.3	835.6	423.7	516.7	940.4	385.6	492.8	878.4	292.1	376.6	668.7	1987.9	2725.3	4713.2

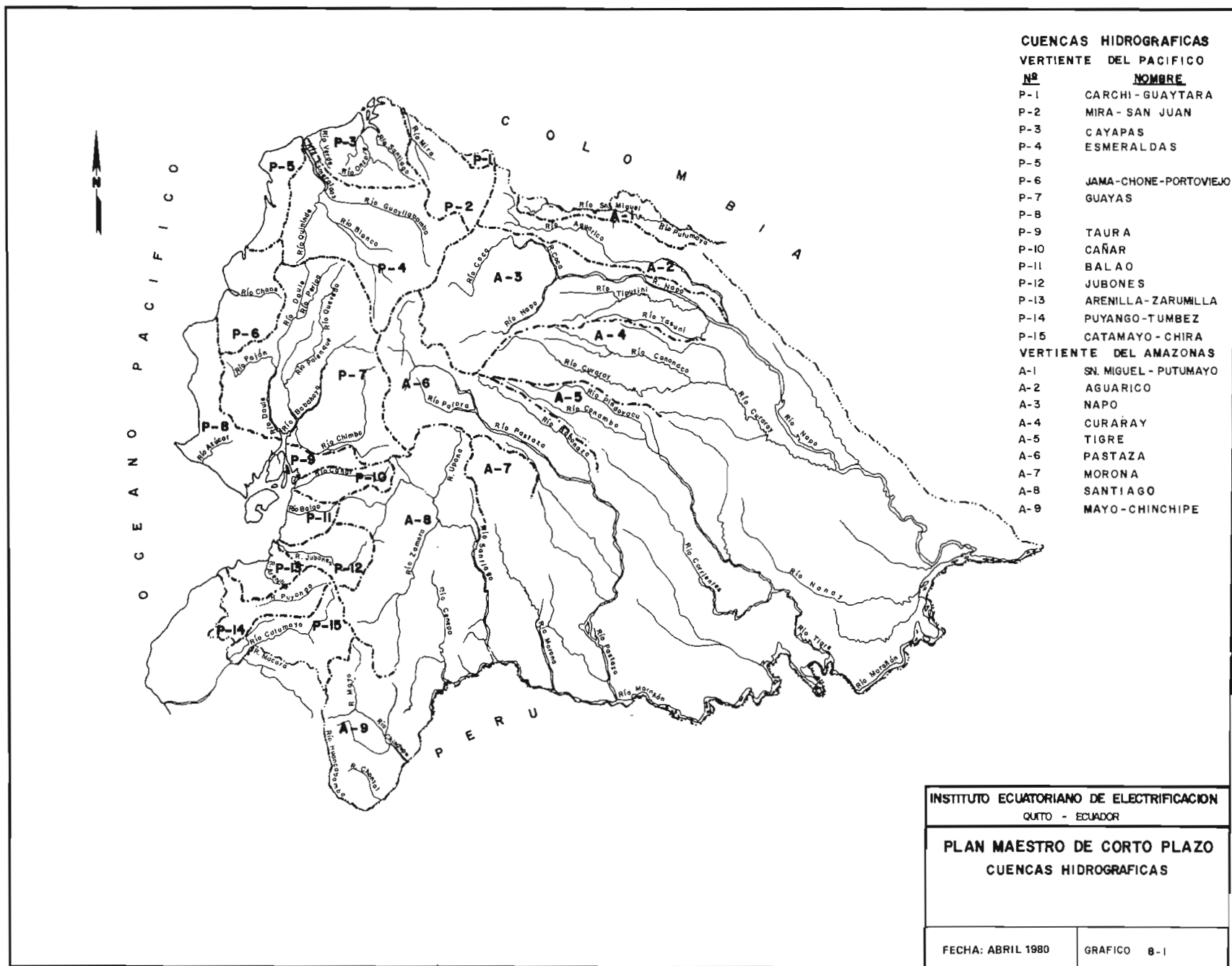
Notas: 1/ Los proyectos futuros considerados en este Plan están sujetos a revisión en la actualización del Plan Maestro.
2/ Corresponde a nivel monetario de Enero de 1980.
3/ Calculado con 15% anual para Moneda Local y 9% anual para Moneda Extranjera.
4/ Calculados con los criterios de financiamiento establecidos en el capítulo 12.
5/ No incluye las inversiones del proyecto Daule-Peripa. Sus inversiones están contempladas en el Programa de Riego del País.

PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES DE LOS PROYECTOS DE GENERACION
DE LOS SISTEMAS REGIONALES ^{1/}
(Valores expresados en millones de dólares)

Cuadro 8-42

PROYECTOS	PRESUPUESTO TOTAL			AÑO 1980			AÑO 1981			AÑO 1982			AÑO 1983			INVERSIONES EN EL PERIODO 1980-1984		
	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL	M.L.	M.E.	TOTAL
1. Ingenieria y Administr.	2.1	0.2	2.3	0.7	0.1	0.8	0.7	0.1	0.8	0.6	-	0.6	0.1	-	0.1	2.1	0.2	2.3
2. Costos Directos	20.6	5.2	25.8	7.1	1.9	9.0	6.7	1.6	8.3	6.2	1.3	7.5	0.6	0.4	1.0	20.6	5.2	25.8
3. Imprevistos	2.3	0.5	2.8	0.8	0.2	1.0	0.7	0.2	0.9	0.7	0.1	0.8	0.1	-	0.1	2.3	0.5	2.8
4. Subtotal (1+2+3) ^{2/}	25.0	5.9	30.9	8.6	2.2	10.8	8.1	1.9	10.0	7.5	1.4	8.9	0.8	0.4	1.2	25.0	5.9	30.9
5. Escalamiento ^{3/}	4.0	0.6	4.6	-	-	-	1.2	0.2	1.4	2.4	0.3	2.7	0.4	0.1	0.5	4.0	0.6	4.6
6. Subtotal(4+5)	29.0	6.5	35.5	8.6	2.2	10.8	9.3	2.1	11.4	9.9	1.7	11.6	1.2	0.5	1.7	29.0	6.5	35.5
7. Gastos Financieros ^{4/}	-	3.9	3.9	-	-	-	-	0.2	0.2	-	1.8	1.8	-	1.9	1.9	-	3.9	3.9
8. Total (6+7)	29.0	10.4	39.4	8.6	2.2	10.8	9.3	2.3	11.6	9.9	3.5	13.4	1.2	2.4	3.6	29.0	10.4	39.4

- Notas: ^{1/} No incluye electrificación rural ni Oriente y Galápagos.
^{2/} Corresponde a nivel monetario de Enero de 1980.
^{3/} Calculado con 15% anual para Moneda Local y 9% anual para Moneda Extranjera.
^{4/} Calculados con los criterios de financiamiento establecidos en el capítulo 12.



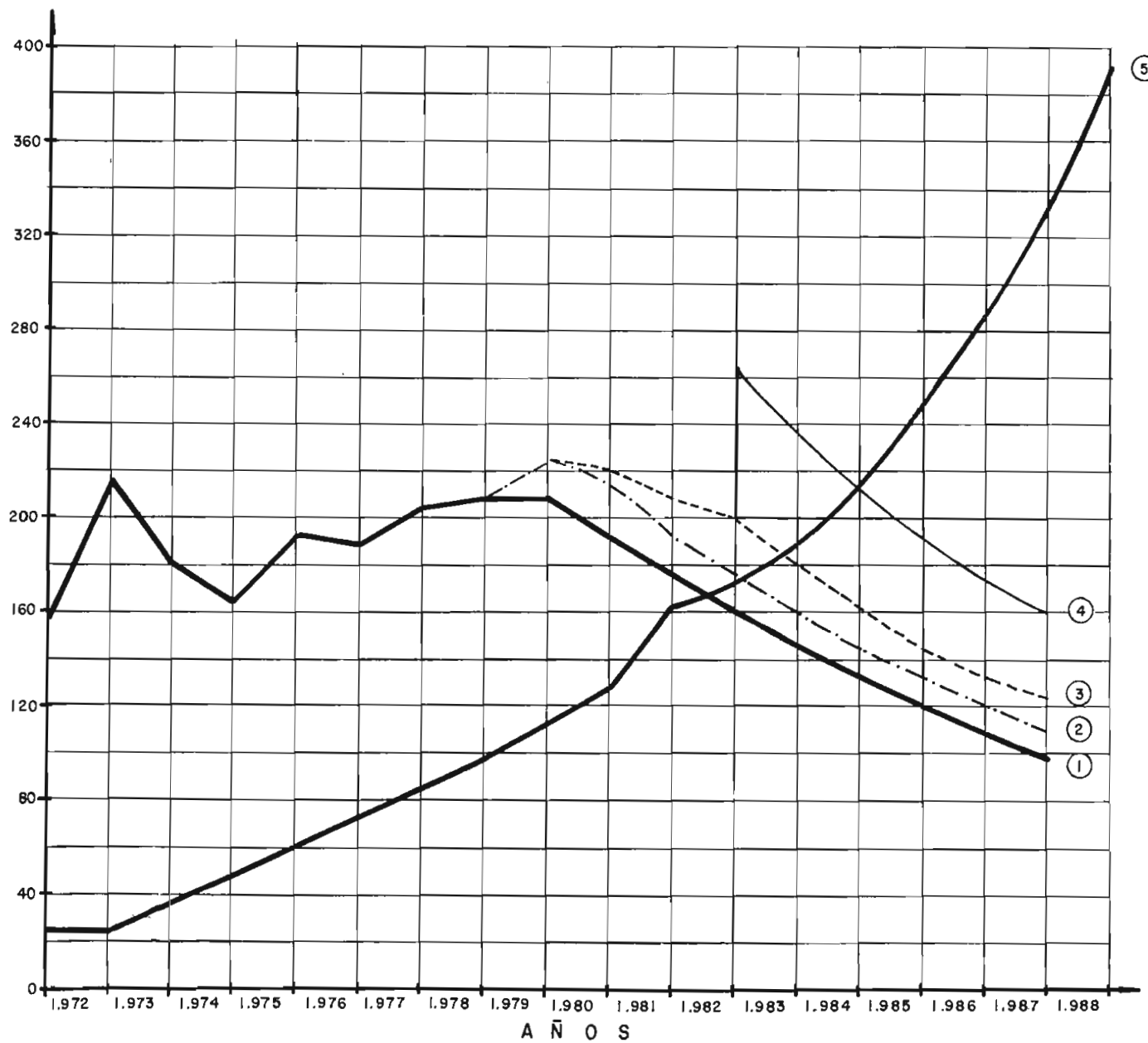
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
CUENCAS HIDROGRAFICAS

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 8-1

PRODUCCION DIARIA, EN MILES DE BARRILES



LEYENDA

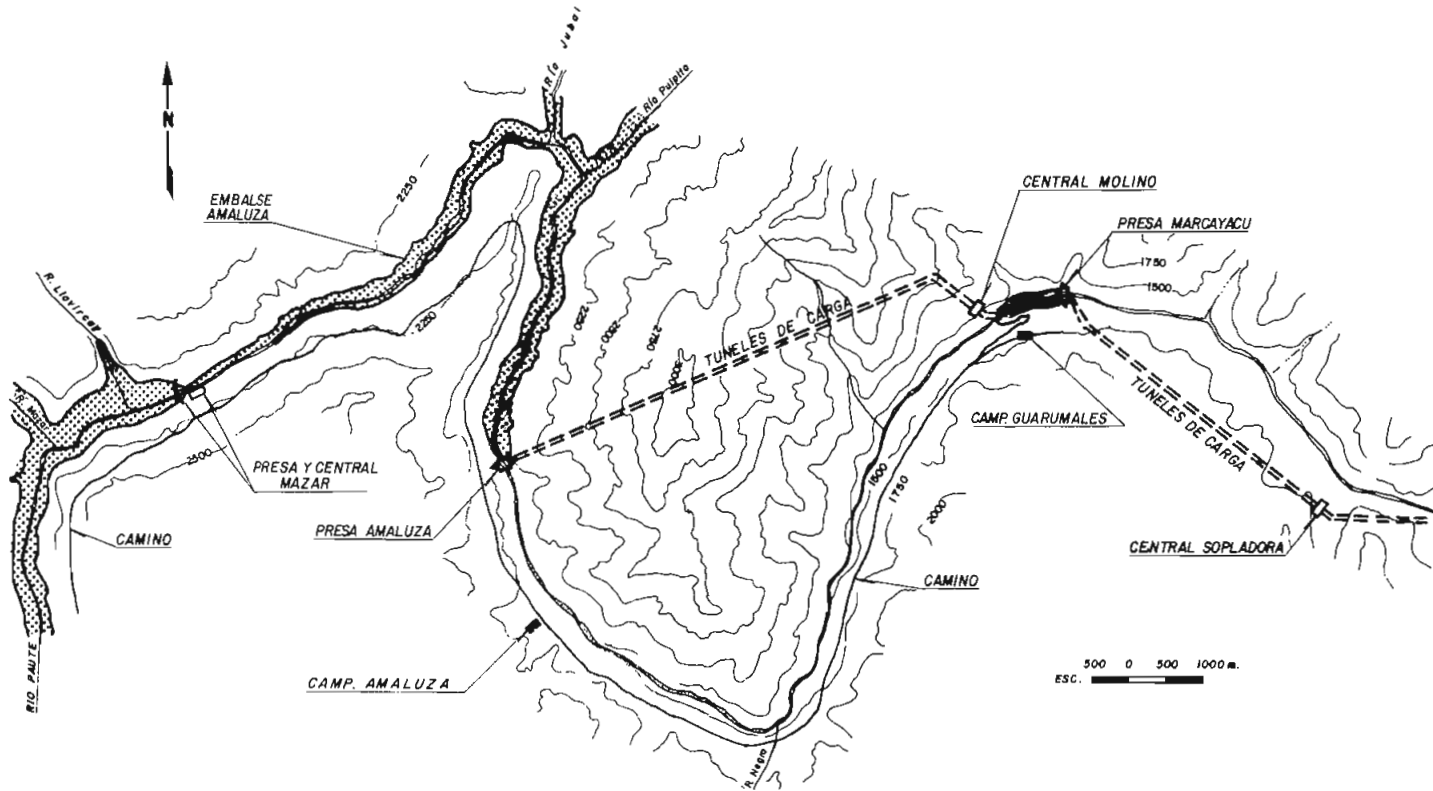
- ① — PRODUCCION DIARIA CAMPOS TRADICIONALES *
- ② - - - 1 + NUEVOS CAMPOS CEPE-TEXACO
- ③ - - - 2 + NUEVOS CAMPOS CEPE
- ④ — 3 + RECUPERACION SECUNDARIA
- ⑤ — CONSUMO INTERNO

* CAMPOS: SACHA, SHUSHUFINDI, AGUARICO, LAGO AGRIO, AUCA, ATACAPI, PARAHUACU, FANNY 186, MARIANN.

FUENTE: Dirección General de Hidrocarburos (Agosto/1.979)

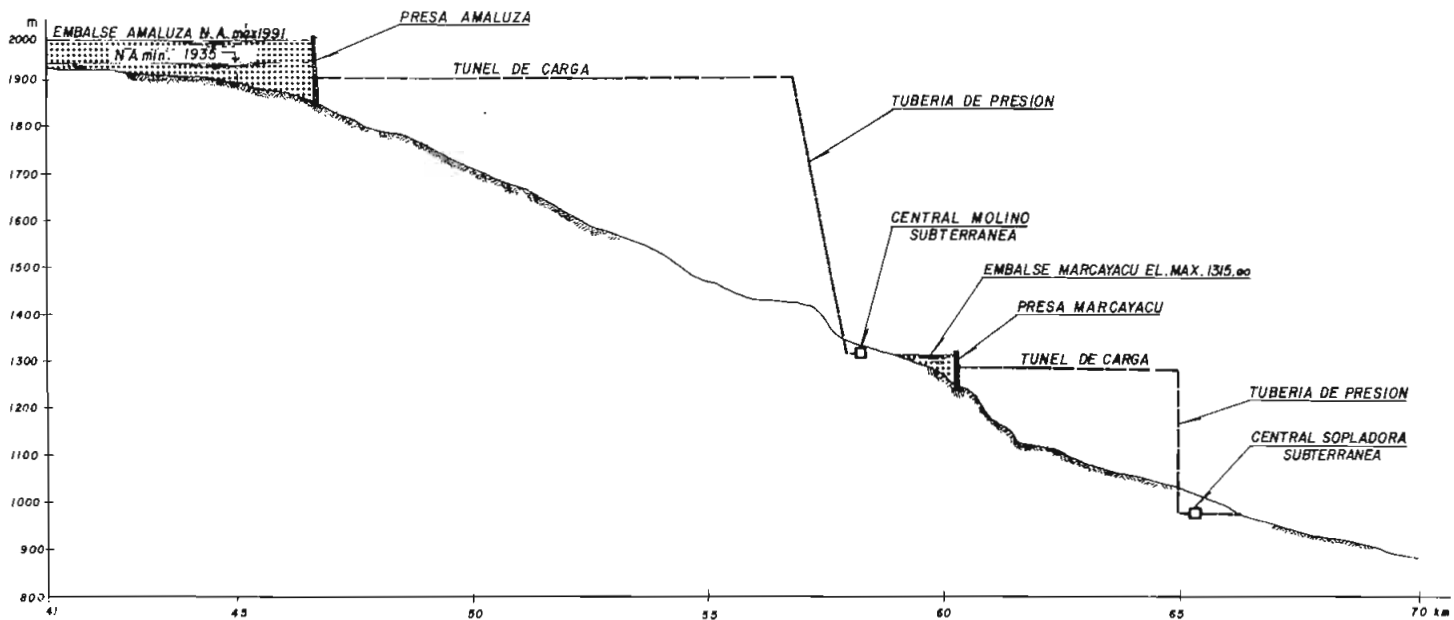
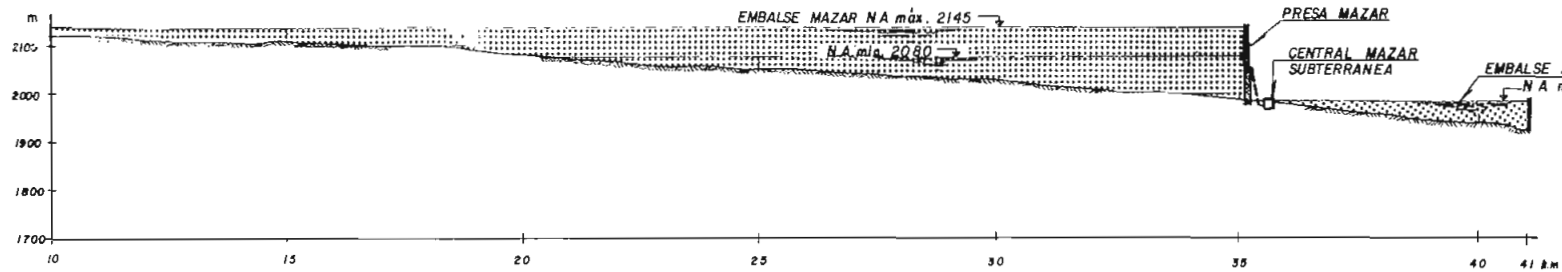
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
PRODUCCION Y CONSUMO INTERNO
DE HIDROCARBUROS

FECHA: Diciembre/79 GRAFICO: 8.2

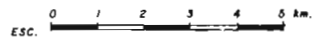


ESQUEMA DEL APROVECHAMIENTO INTEGRADO

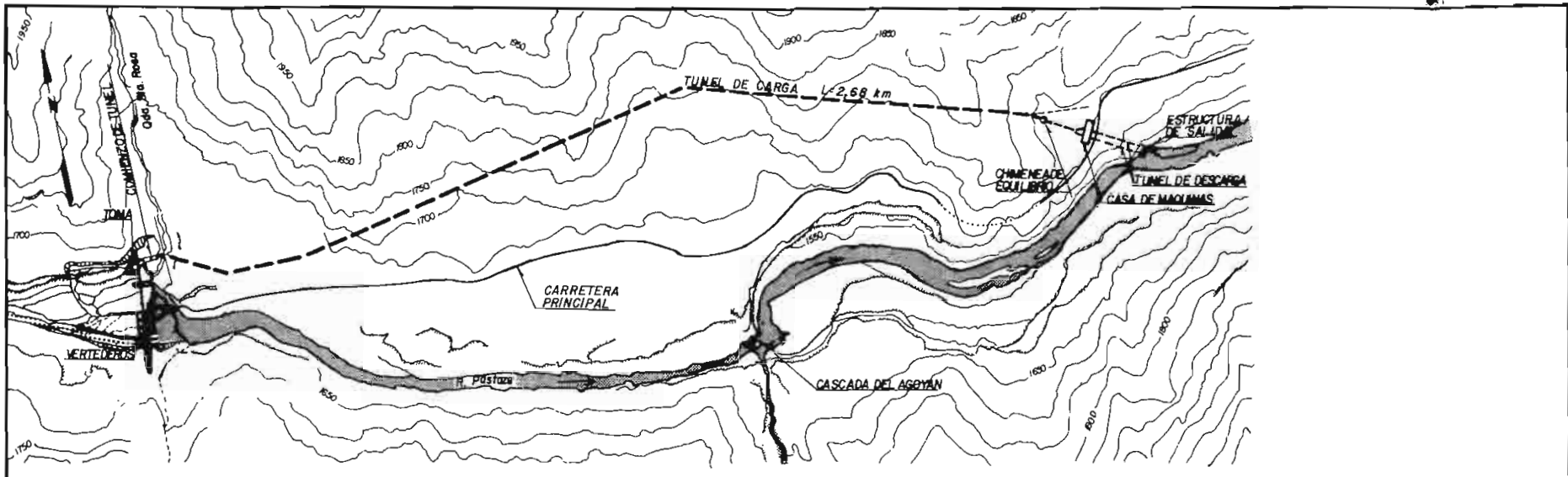
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR	
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO PROYECTO PAUTE ESQUEMA DEL APROVECHAMIENTO INTEGRADO	
FECHA: ABRIL 1980	GRAFICO. 8 - 3



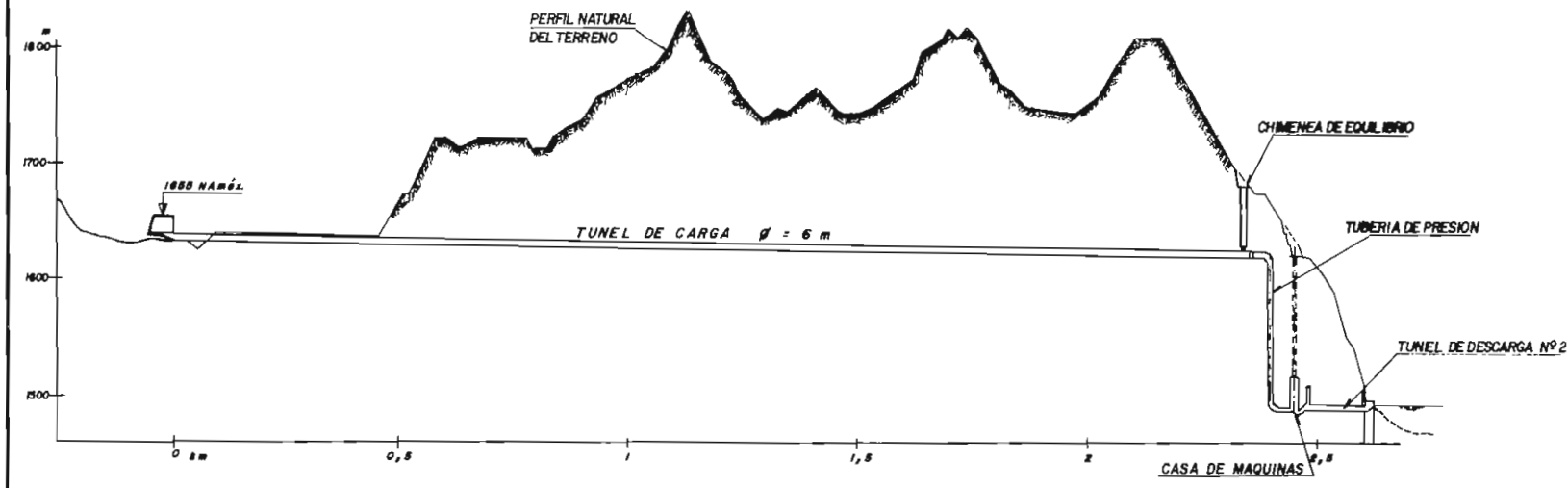
PERFIL LONGITUDINAL



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR	
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO PROYECTO PAUTE	
PERFIL LONGITUDINAL DEL APROVECHA- MIENTO INTEGRADO	
FECHA: ABRIL 1980	GRAFICO: 8 - 4



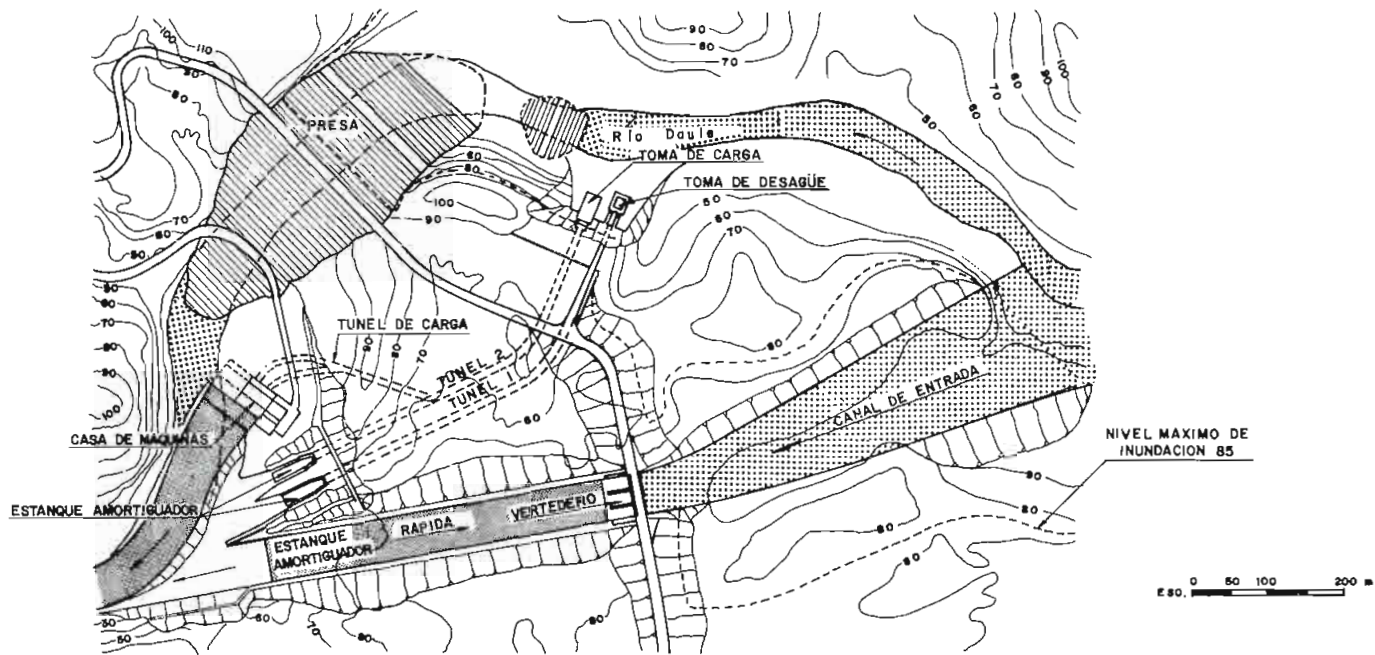
PLANTA



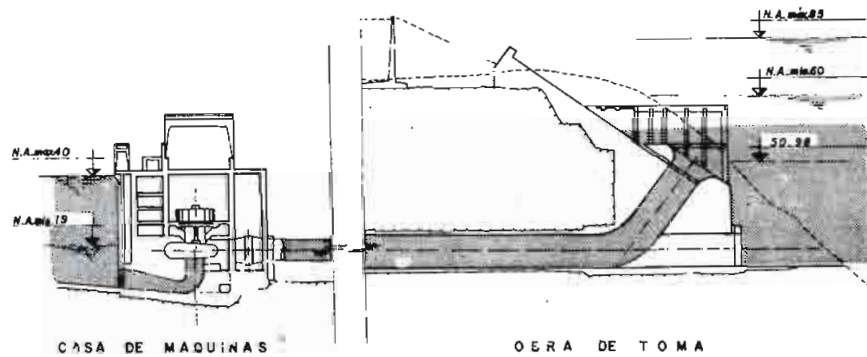
PERFIL LONGITUDINAL

ESC. 0 100 200 300 400 500 m

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR	
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO PROYECTO PASTAZA-AGOYAN PLANTA Y PERFIL GENERAL DEL APROVECHAMIENTO	
FECHA: ABRIL 1980	GRAFICO: 8-5



P L A N T A

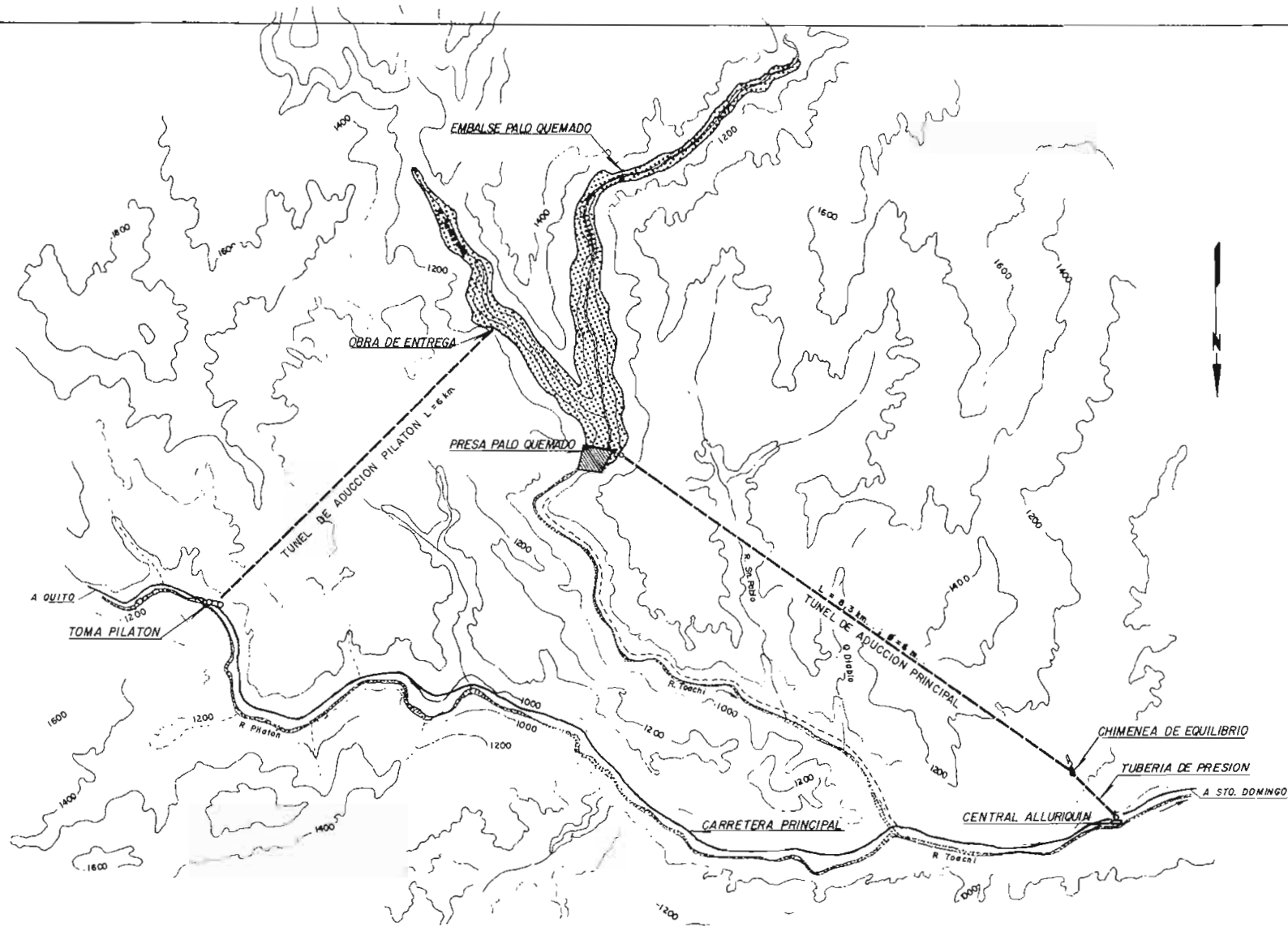


P E R F I L L O N G I T U D I N A L

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
PROYECTO DAULE-PERIPA
PLANTA Y PERFIL DEL APROVECHAMIENTO

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 8 - 6



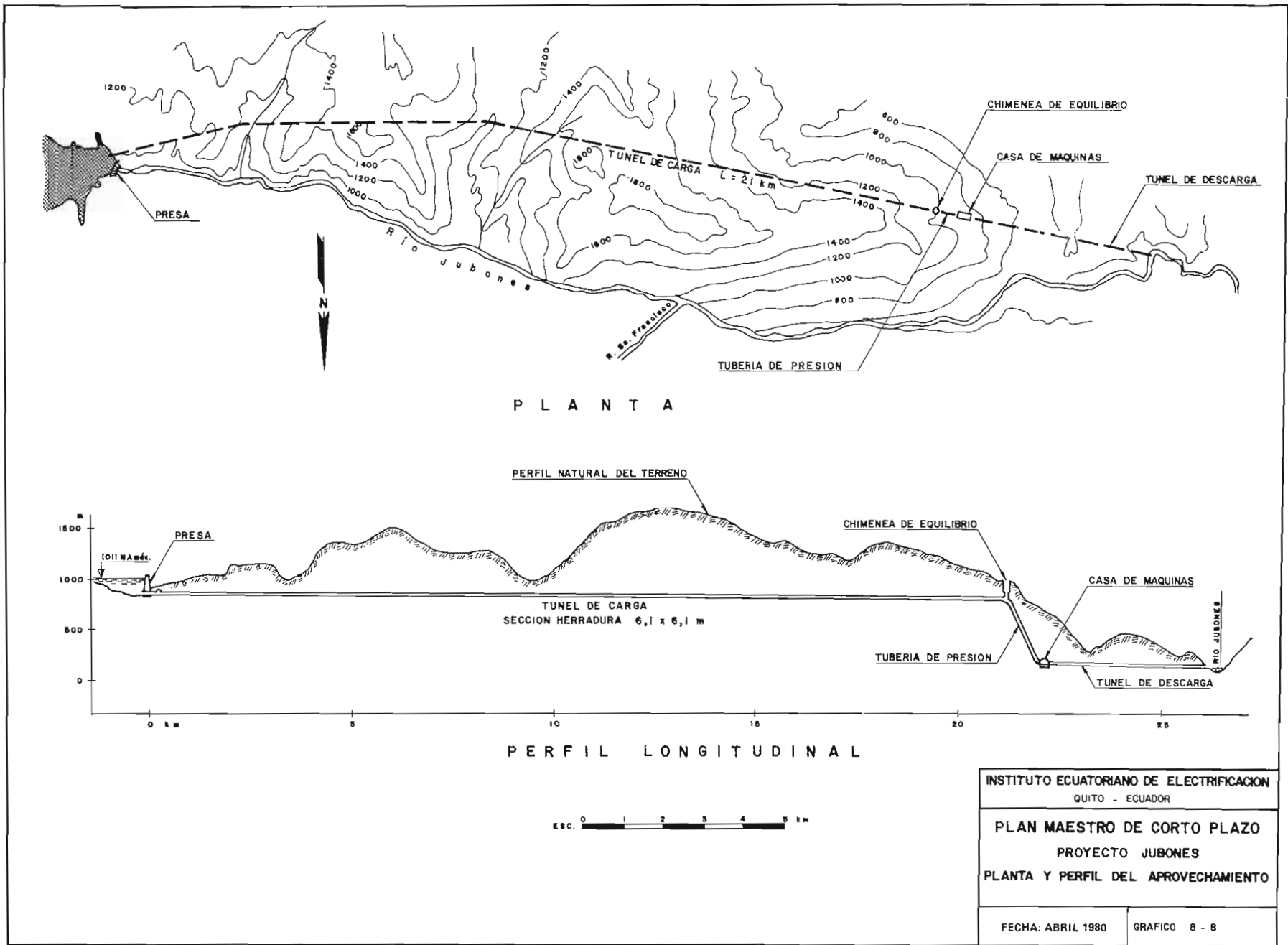
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

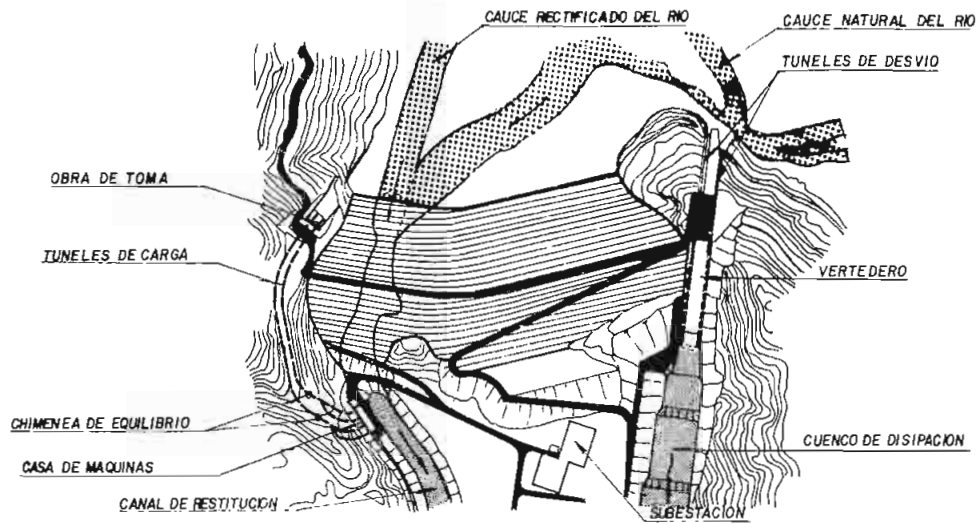
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
PROYECTO TOACHI - PILATON
ESQUEMA DEL APROVECHAMIENTO INTEGRADO

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 8 - 7

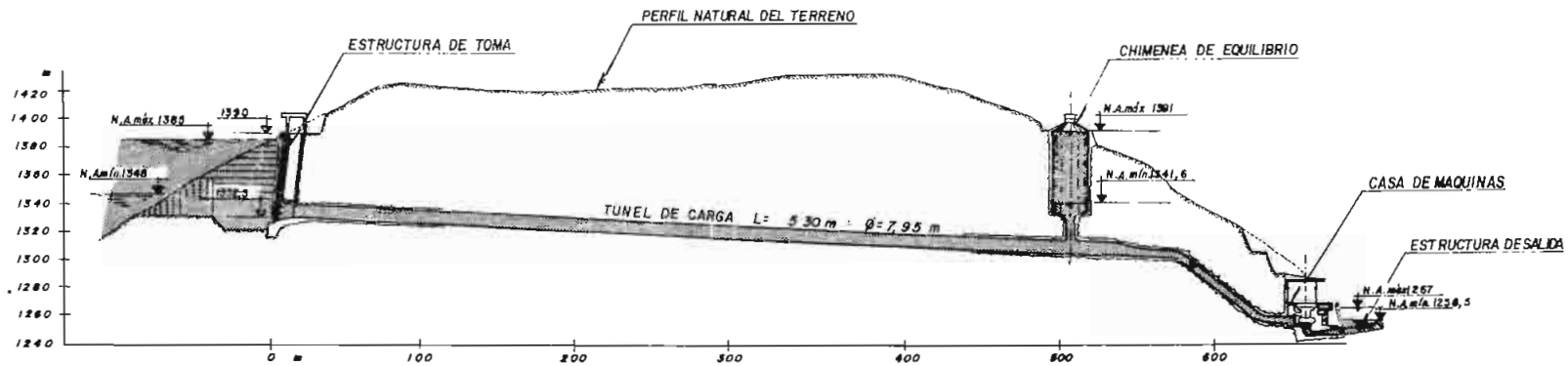






PLANTA

ESC. 0 100 200 300 400 500 m



PERFIL LONGITUDINAL

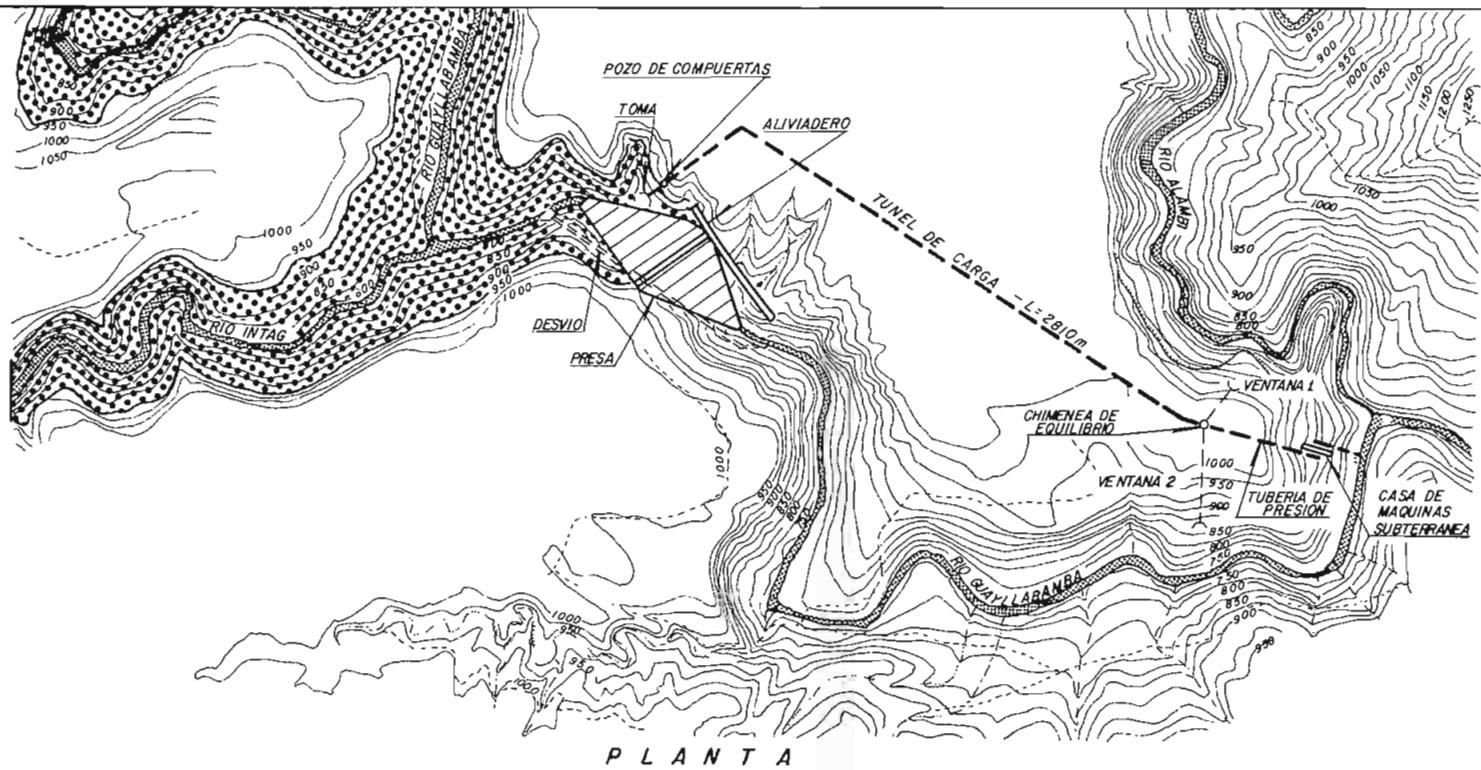
ESC. 0 20 40 60 80 100 m

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO - ECUADOR

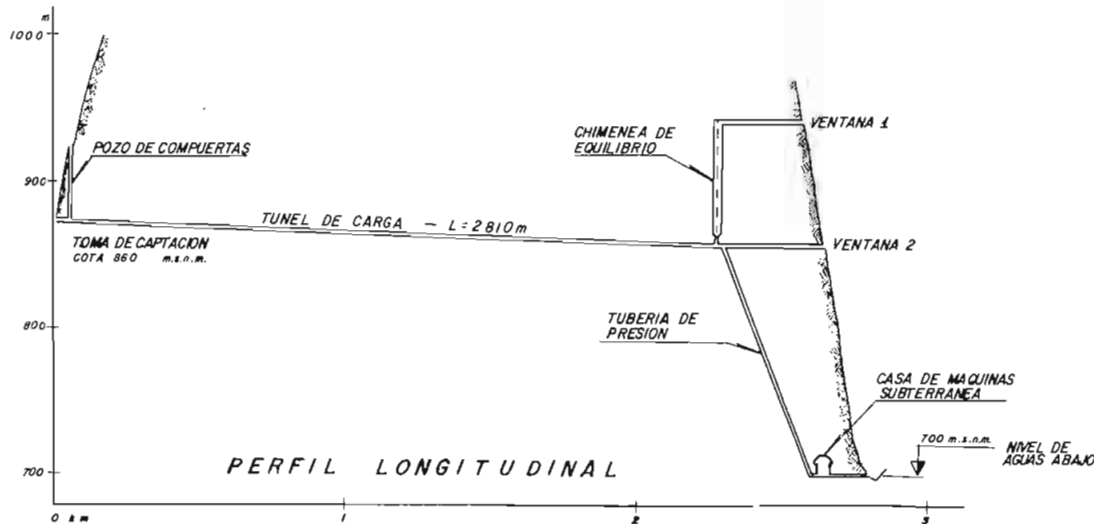
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
 PROYECTO COCA - SALADO
 PLANTA Y PERFIL DEL APROVECHAMIENTO

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO B - 9



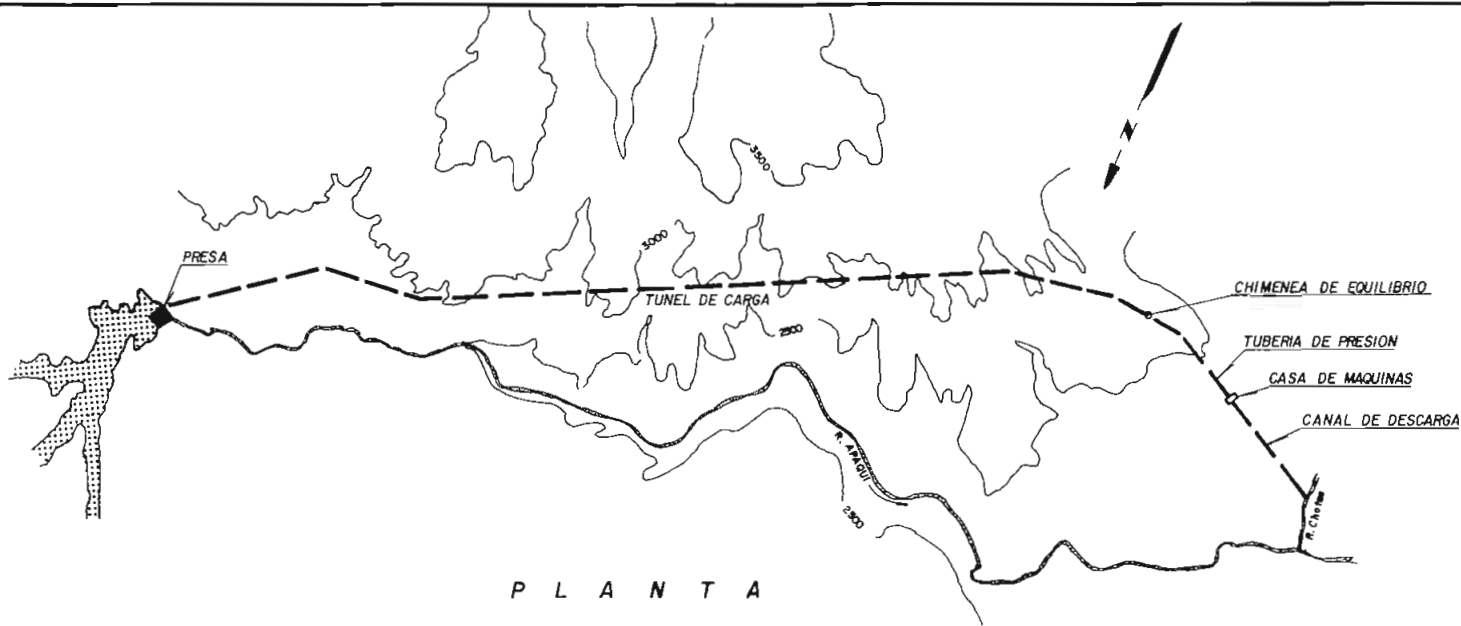
PLANTA



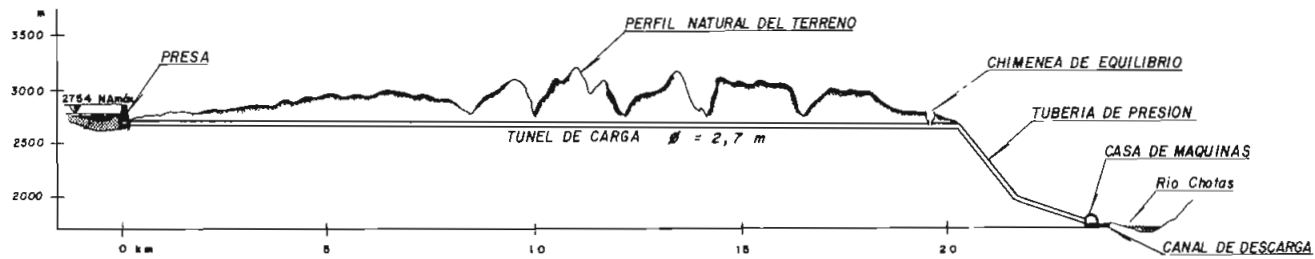
PERFIL LONGITUDINAL



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO-ECUADOR	
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO PROYECTO VILLADORA PLANTA Y PERFIL DEL APROVECHAMIENTO	
FECHA: ABRIL 1980	GRAFICO: 8-10



P L A N T A



PERFIL LONGITUDINAL DESARROLLADO

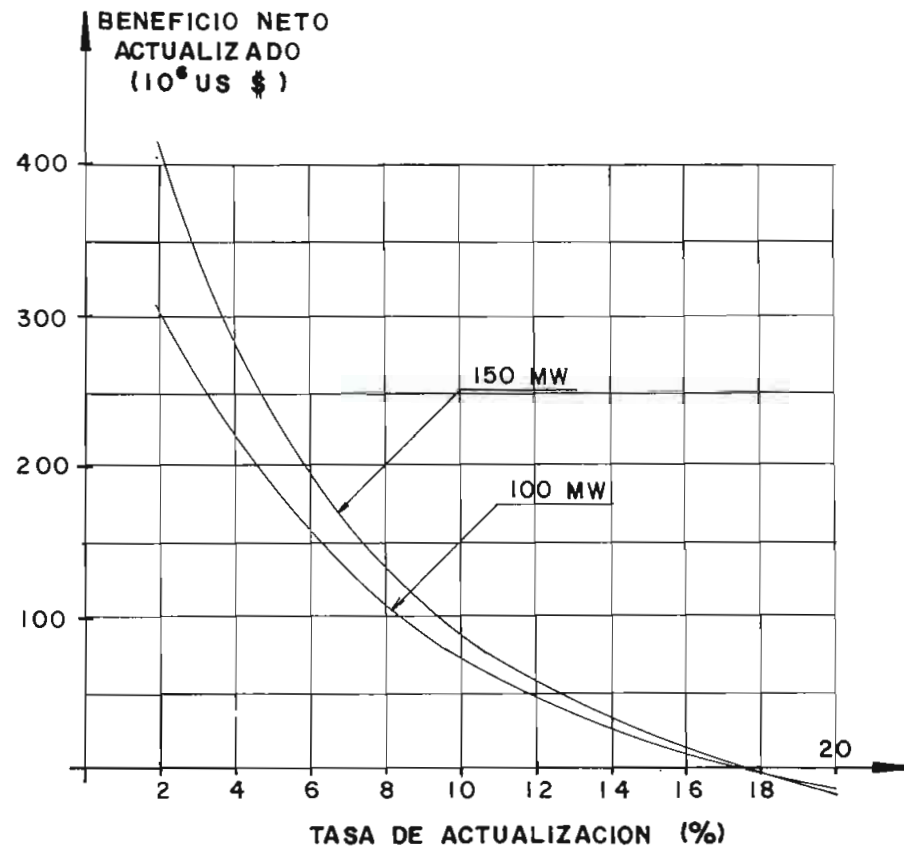
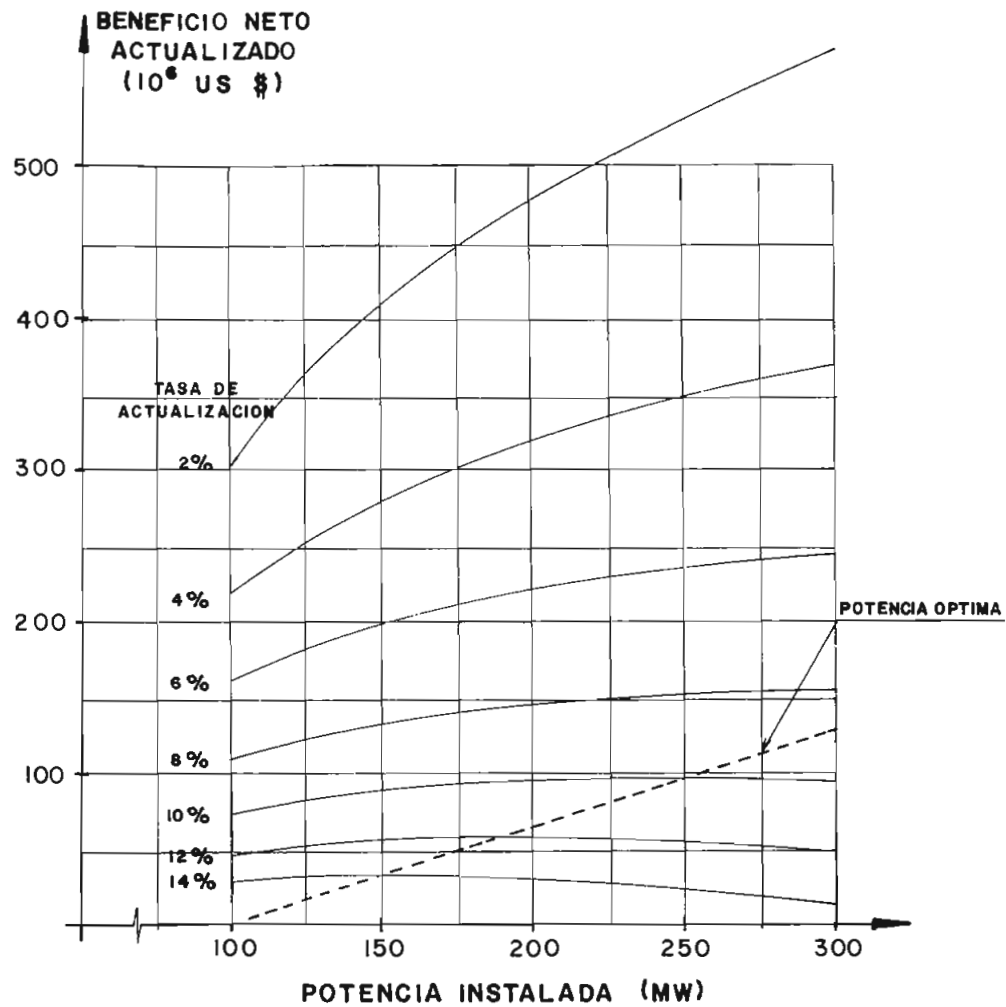


INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
PROYECTO MONTUFAR
PLANTA Y PERFIL DEL APROVECHAMIENTO

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO: 8 - 11

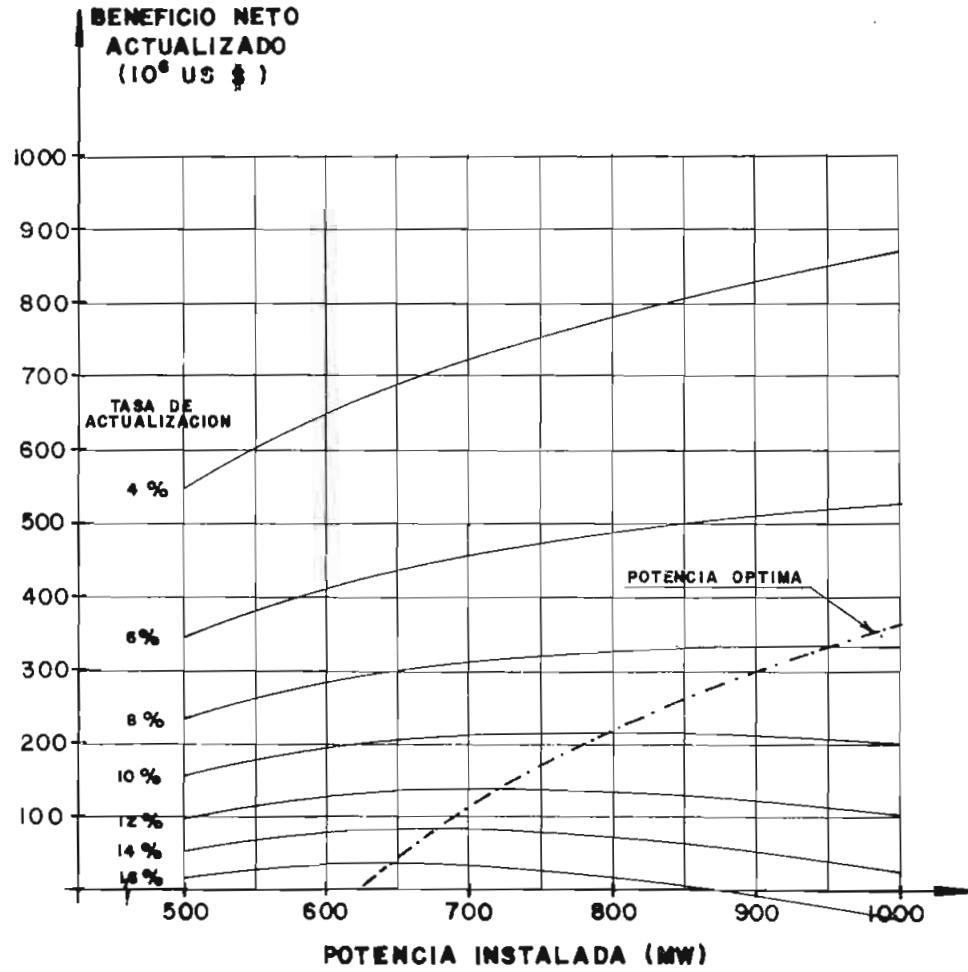


INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

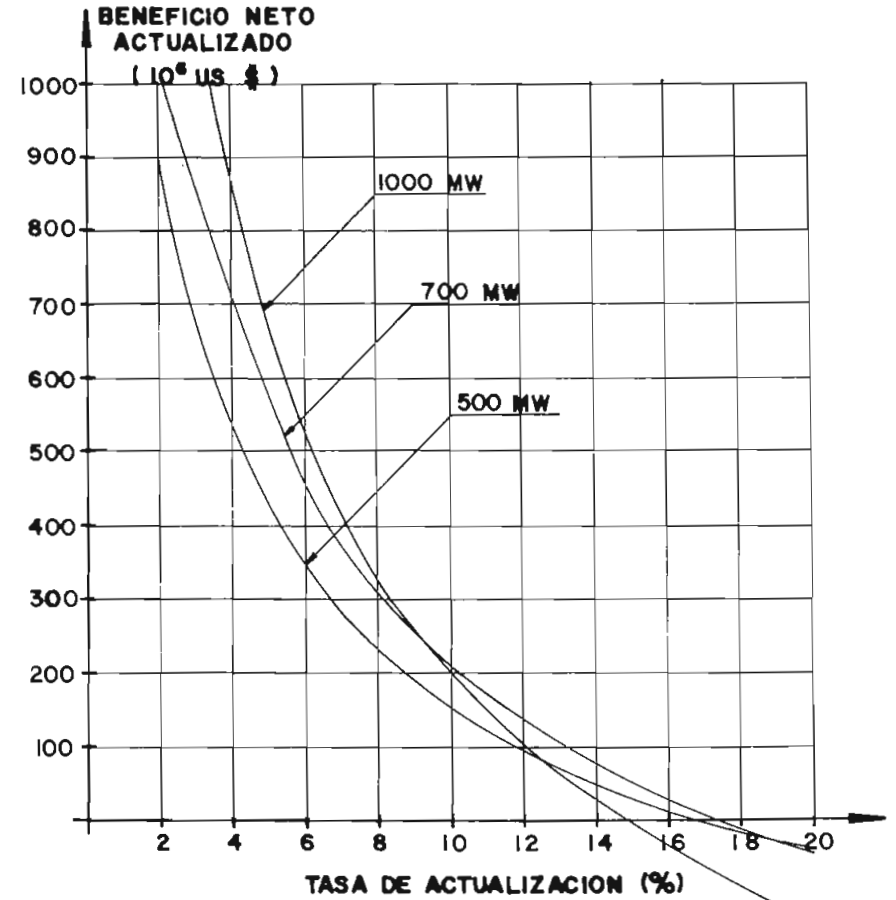
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
PROYECTO HIDROELECTRICO PASTAZA - AGOYAN
BENEFICIO NETO ACTUALIZADO
POTENCIA OPTIMA Y TIR

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO: 8.12



NOTA:
CON INFLUENCIA DEL EMBALSE MAZAR



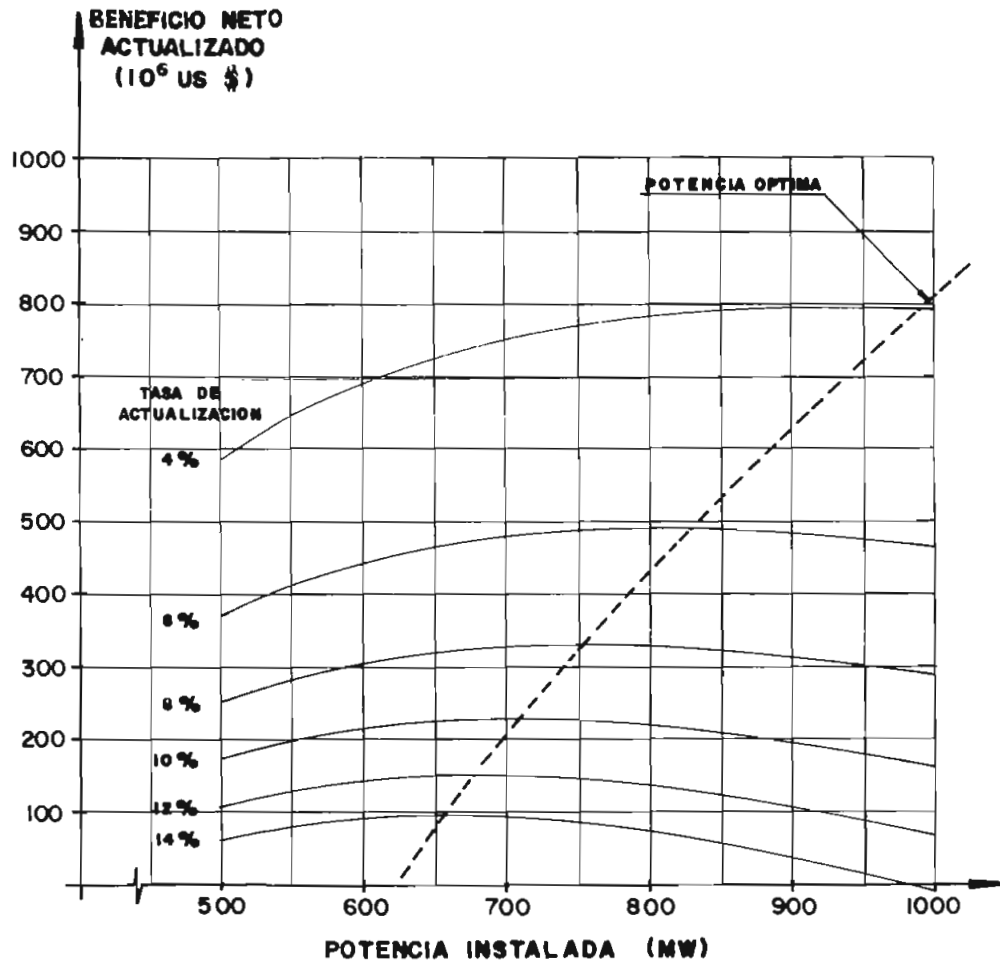
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
PROYECTO HIDROELECTRICO PAUTE I FASE C
BENEFICIO NETO ACTUALIZADO
POTENCIA OPTIMA Y TIR

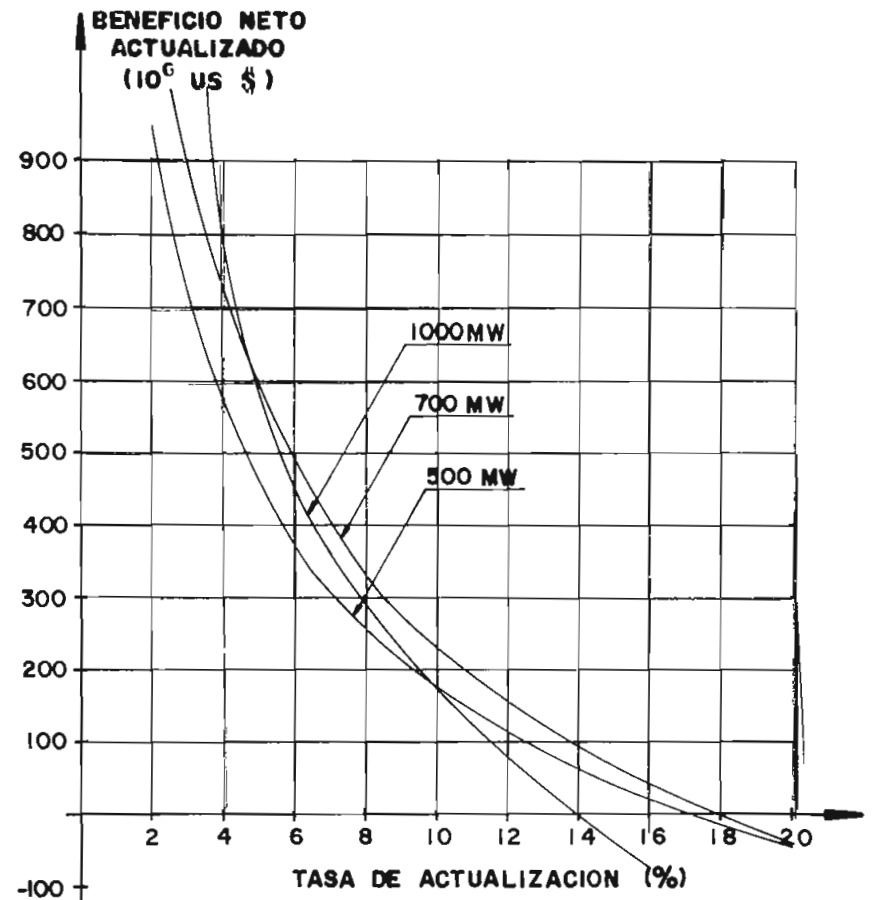
FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO: 8.13

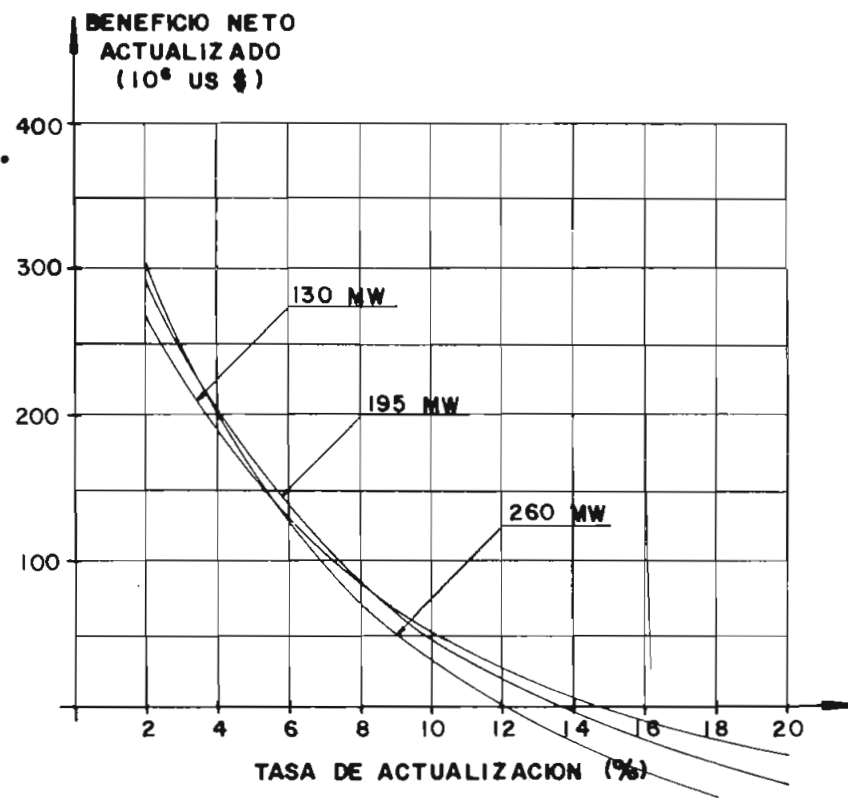
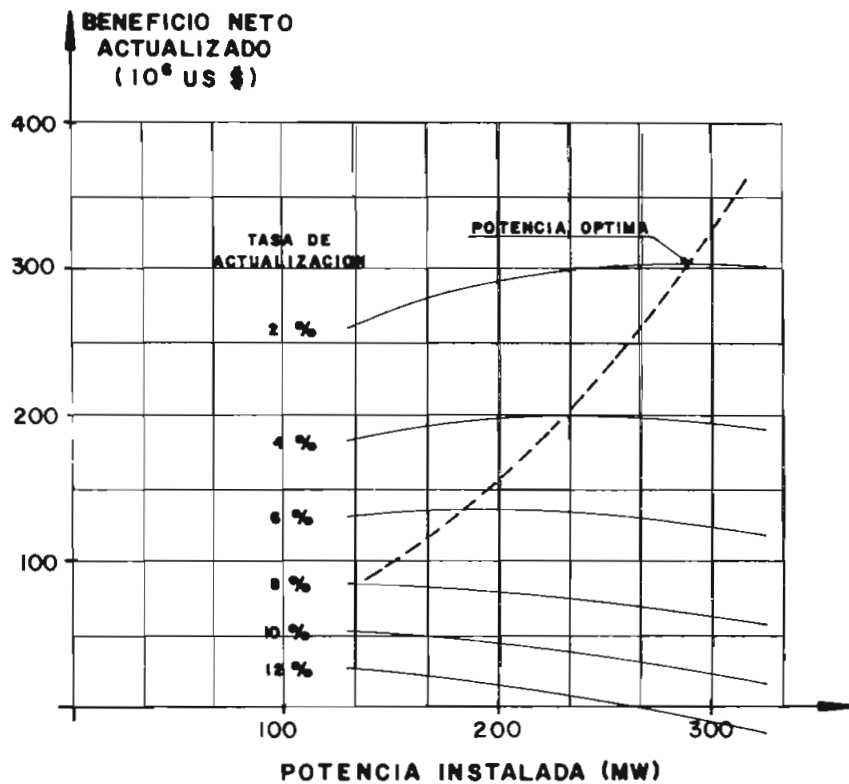
8-100



NOTA:
SIN INFLUENCIA DEL EMBALSE MAZAR



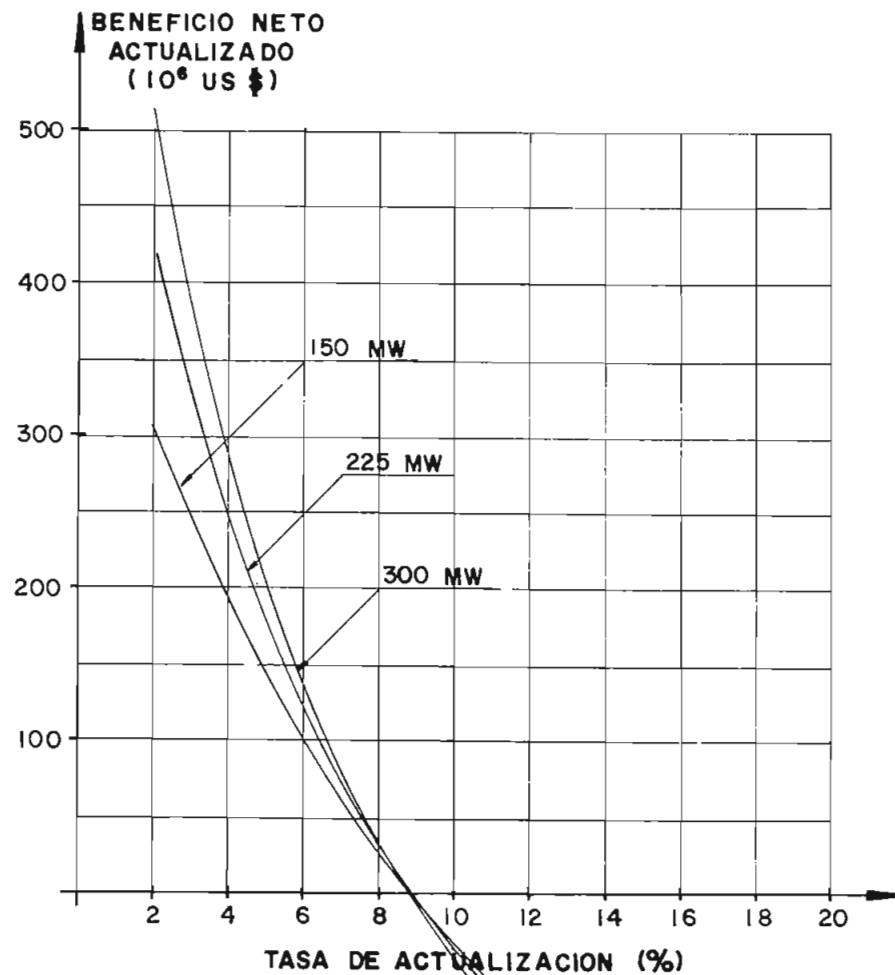
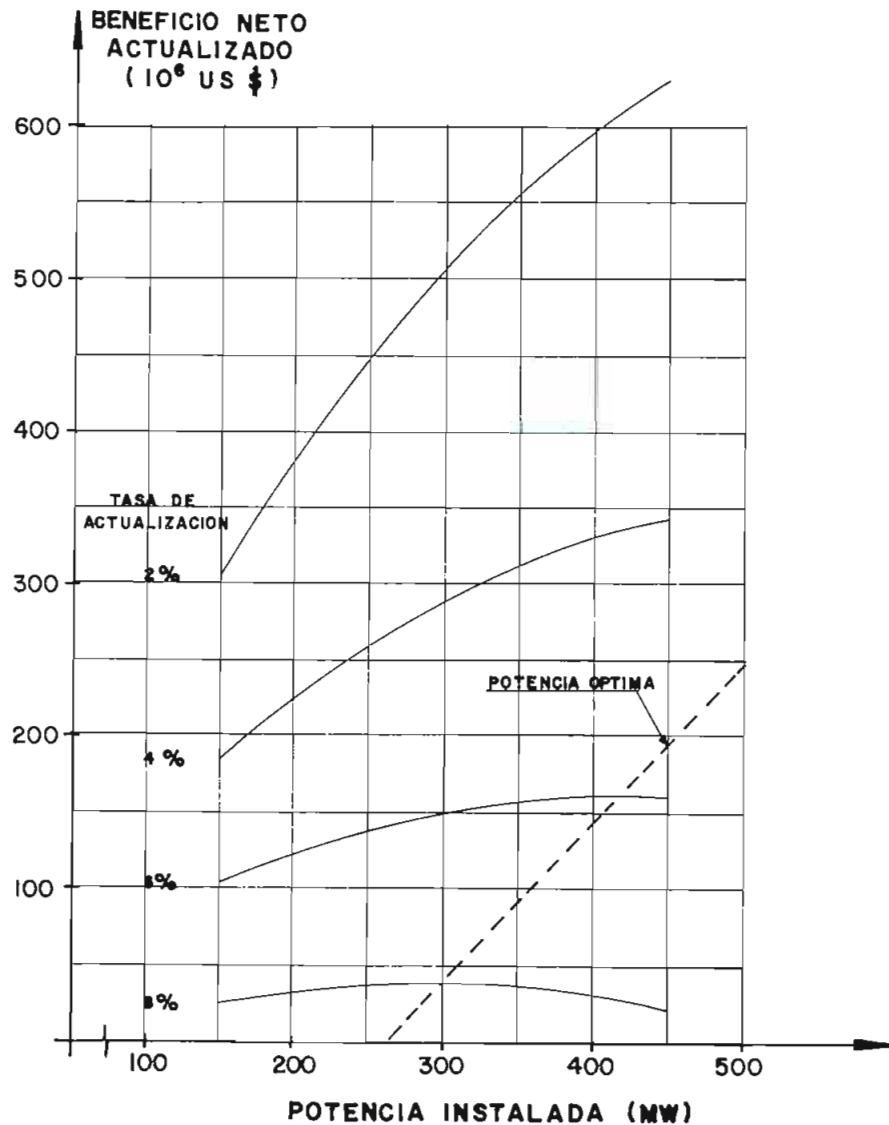
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR	
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO PROYECTO HIDROELECTRICO PAUTE I FASE C BENEFICIO NETO ACTUALIZADO POTENCIA OPTIMA Y TIR	
FECHA: ABRIL 1980	GRAFICO: 8.14



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
PROYECTO HIDROELECTRICO DAULE - PERIPA
 BENEFICIO NETO ACTUALIZADO
 POTENCIA OPTIMA Y TIR

FECHA: ABRIL - 1980 GRAFICO: 8.15

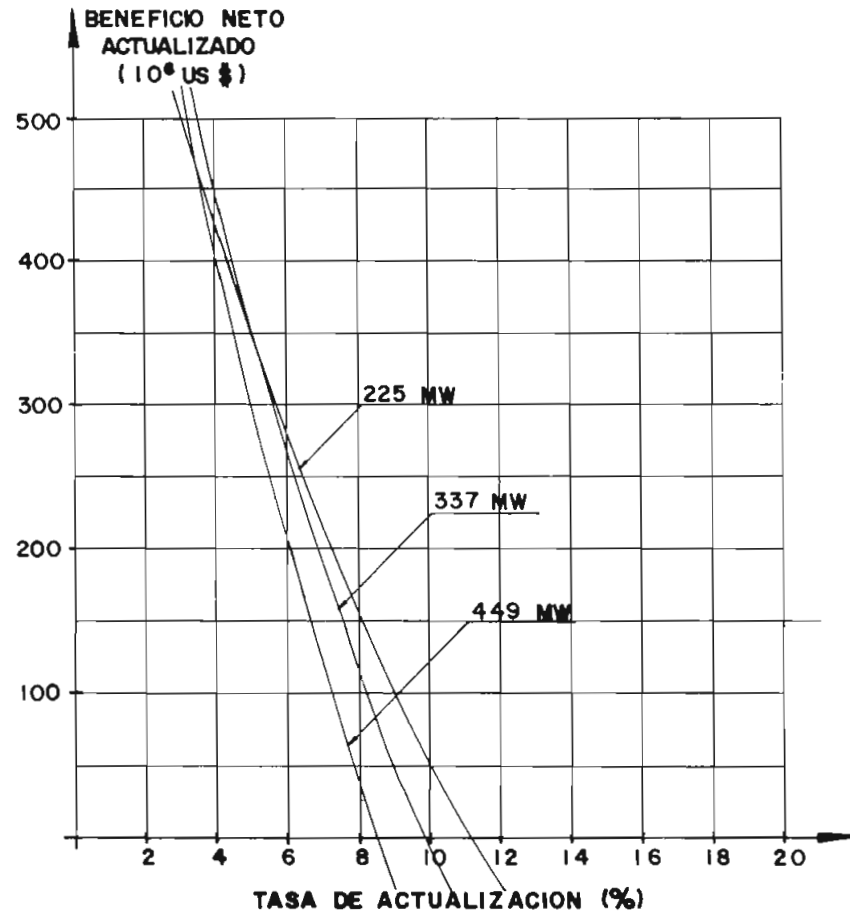
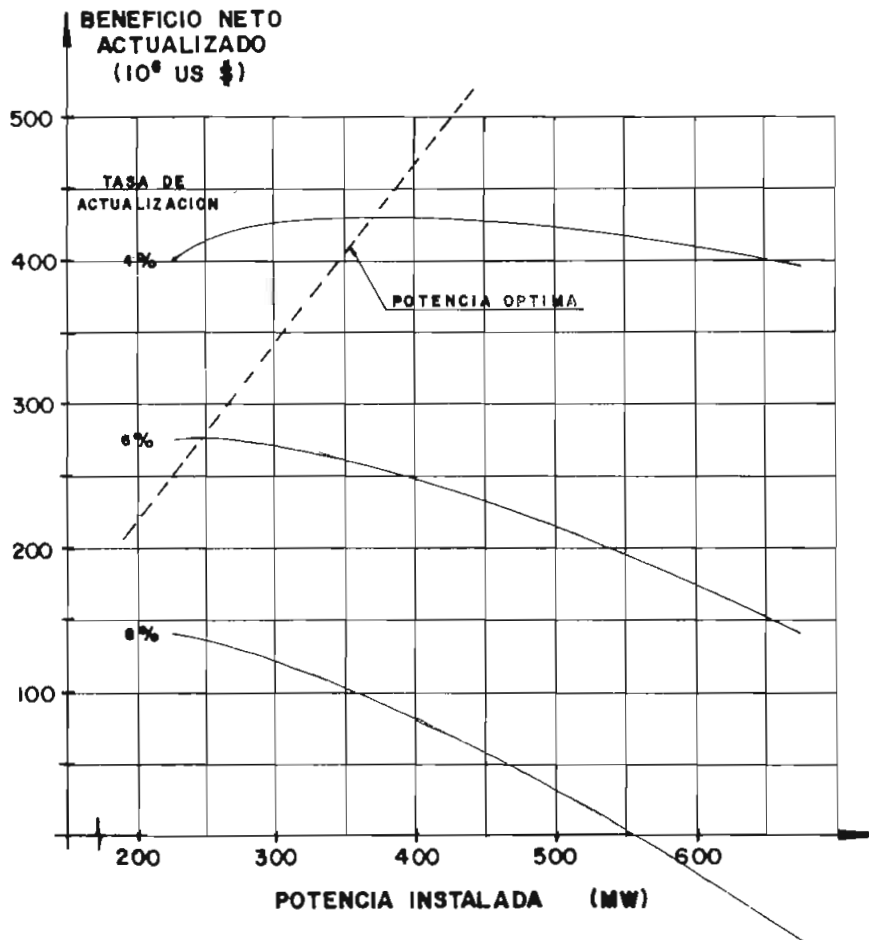


INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
PROYECTO HIDROELECTRICO TOACHI-PILATON
BENEFICIO NETO ACTUALIZADO
POTENCIA OPTIMA Y TIR

FECHA: ABRIL 1980

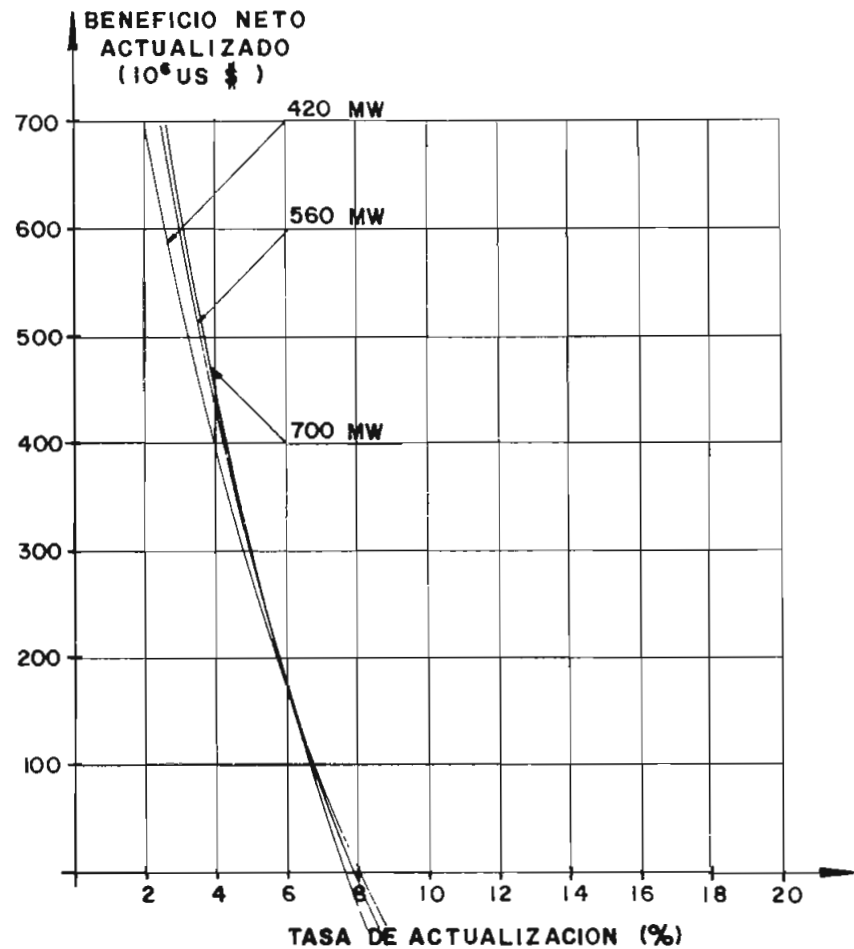
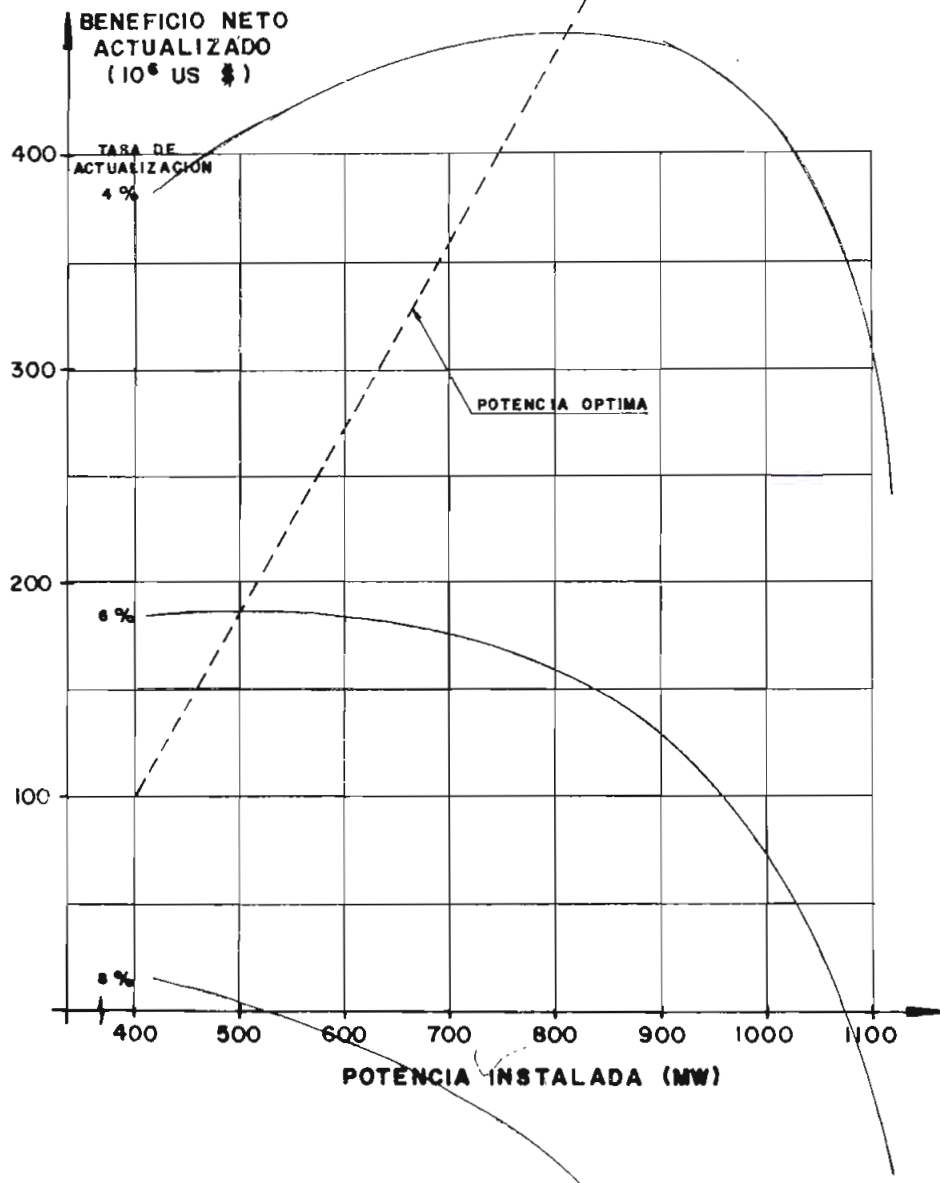
GRAFICO: 8.16



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO - ECUADOR
 PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
 PROYECTO HIDROELECTRICO JUBONES
 BENEFICIO NETO ACTUALIZADO
 POTENCIA OPTIMA Y TIR

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO: 8.17

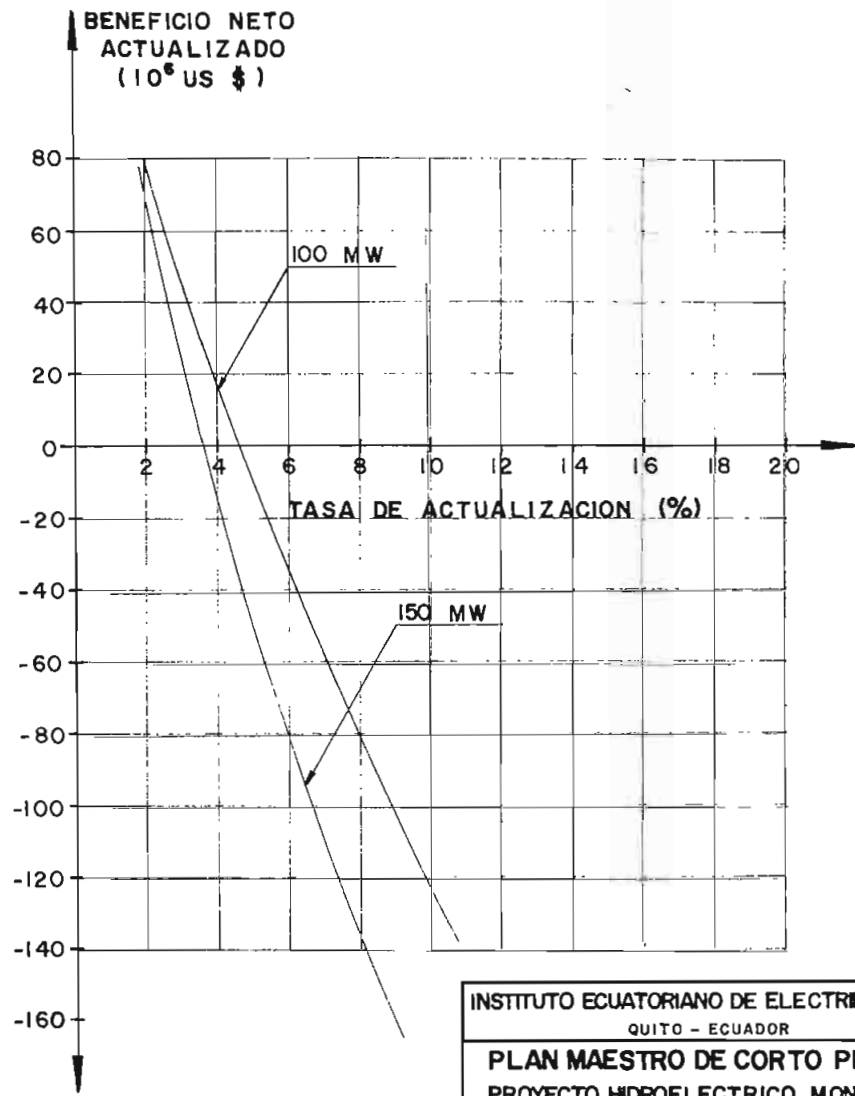
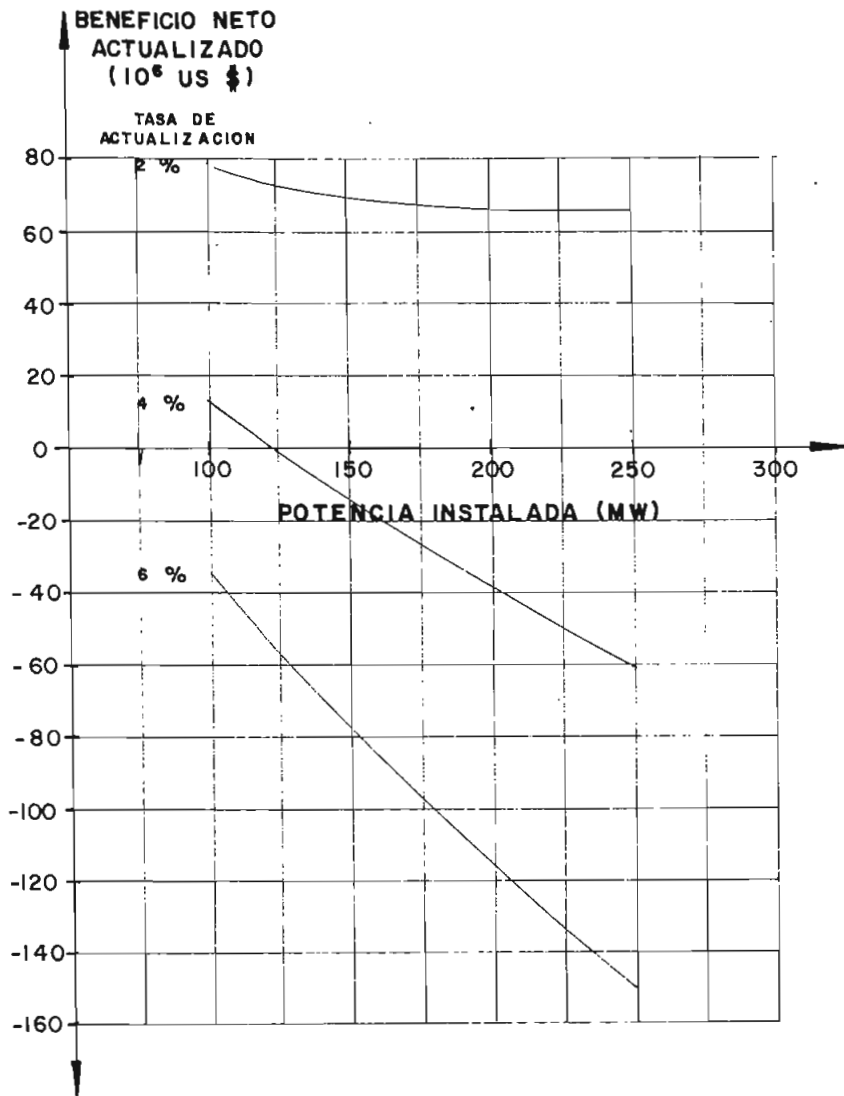


INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
PROYECTO HIDROELECTRICO COCA-SALADO
BENEFICIO NETO ACTUALIZADO
POTENCIA OPTIMA Y TIR

FECHA: ABRIL - 1980

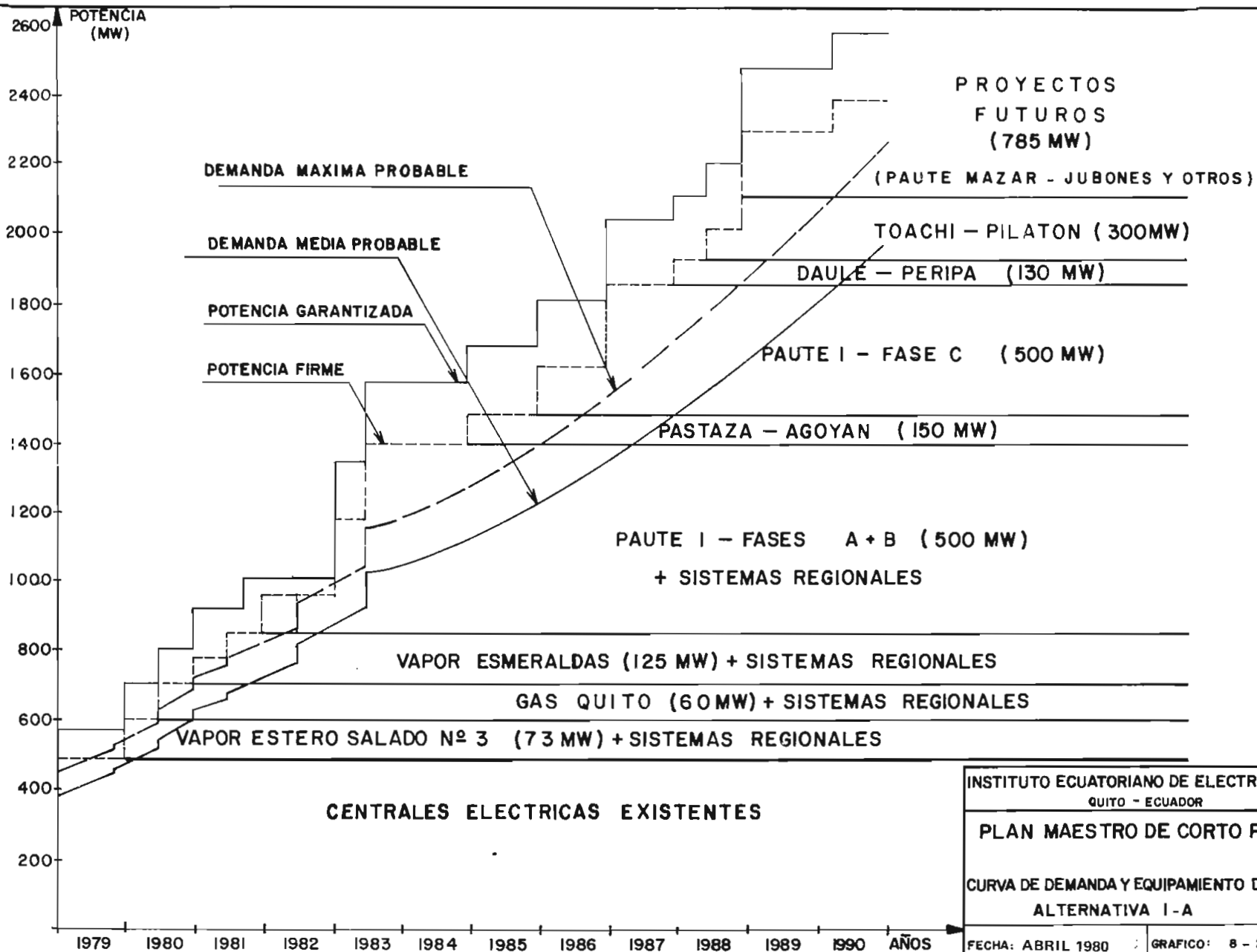
GRAFICO: 8.18

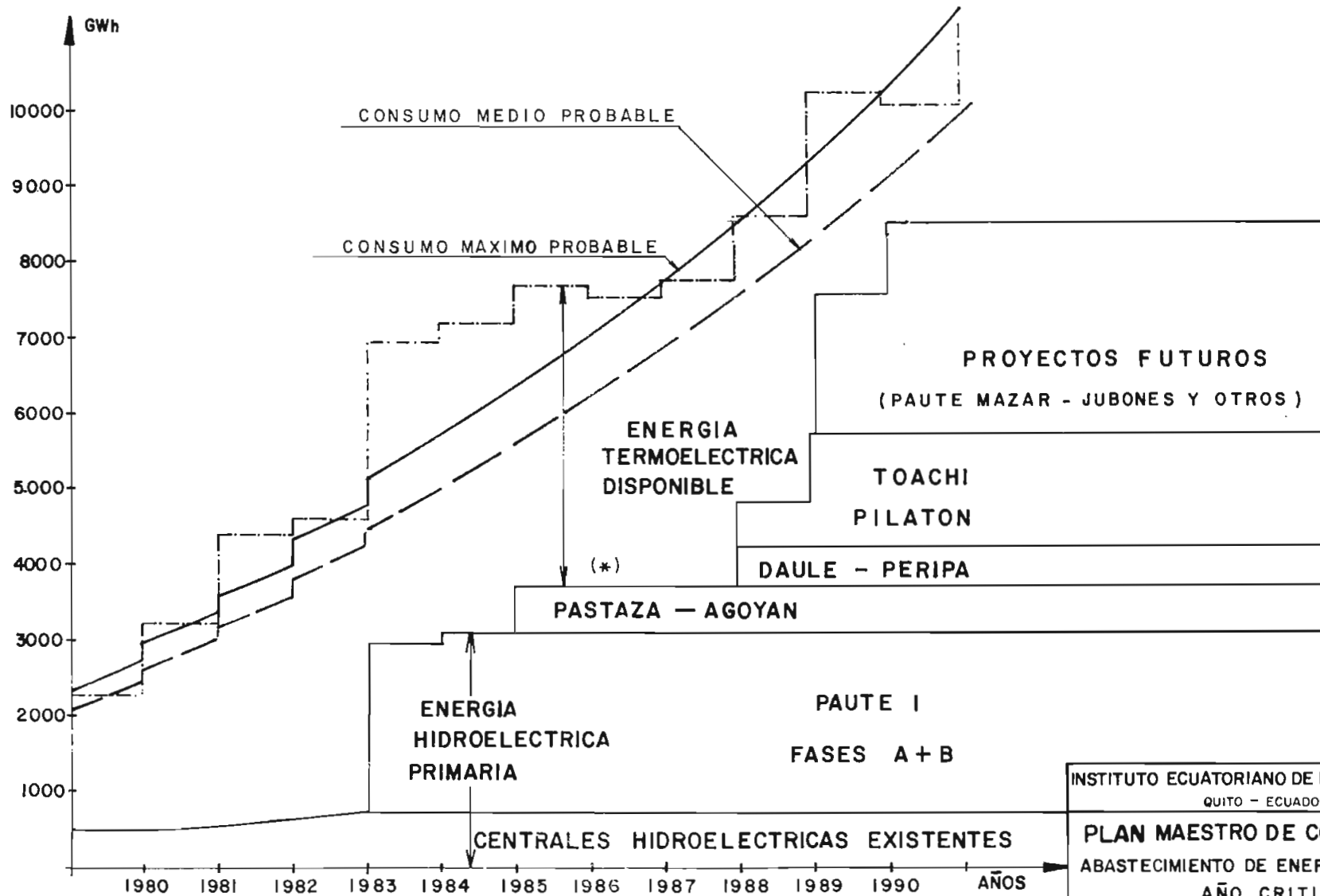


INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO - ECUADOR
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
PROYECTO HIDROELECTRICO MONTUFAR
 BENEFICIO NETO ACTUALIZADO
 POTENCIA OPTIMA Y TIR

FECHA: ABRIL 1980

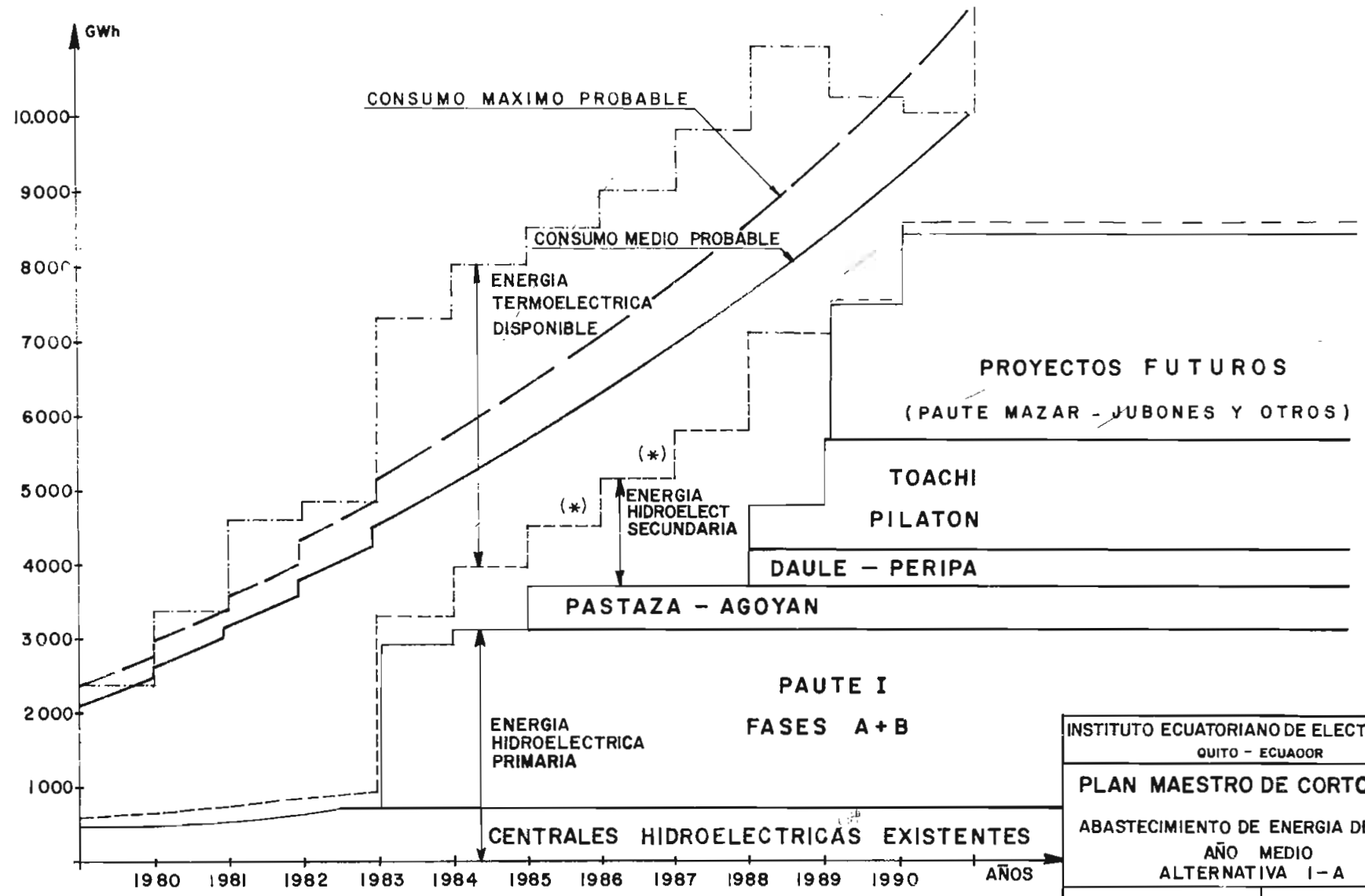
GRAFICO: 8.19





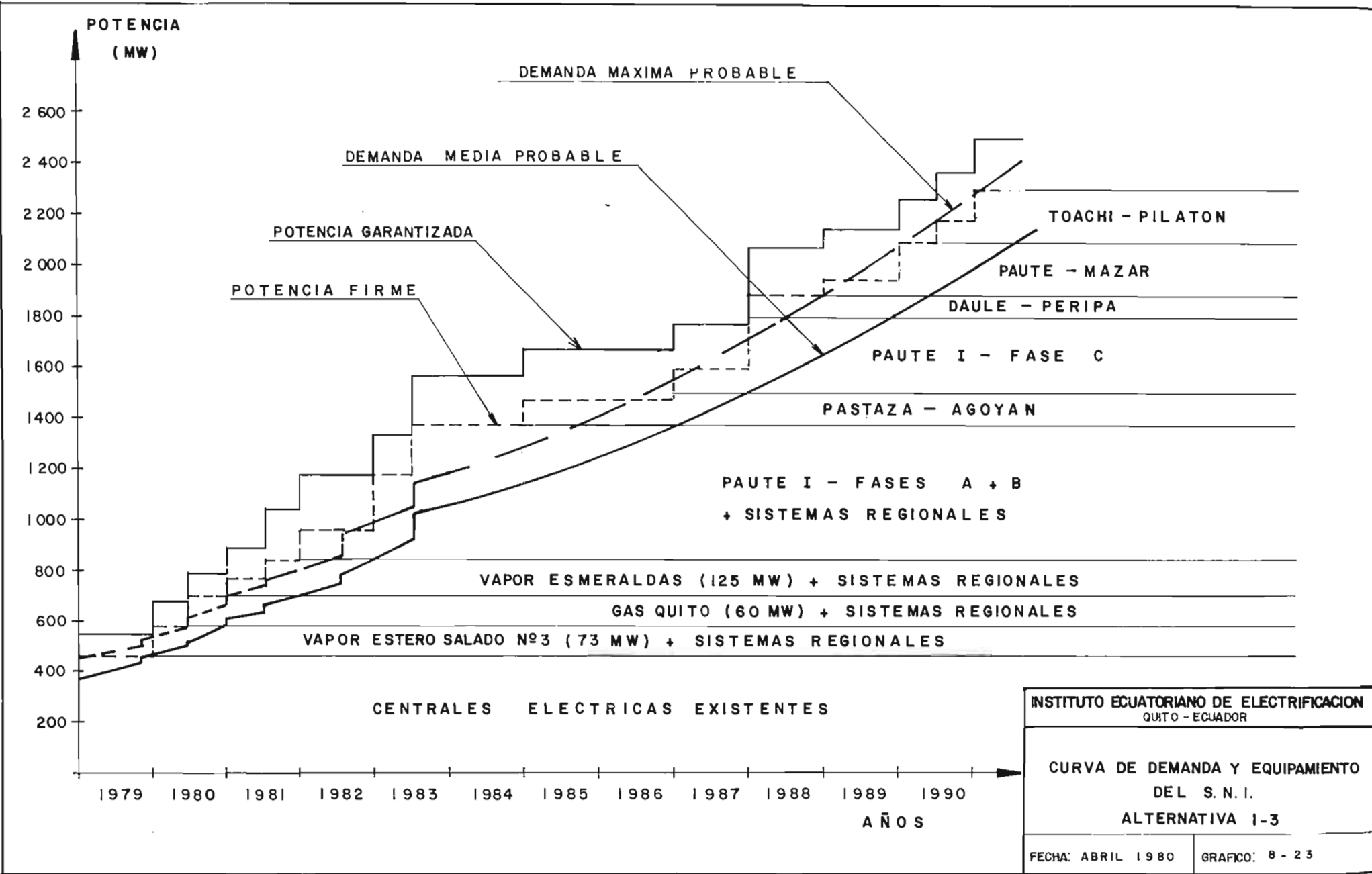
(*) En el año 1986 se instalará el Proyecto Paste I - Fase C, el cual no tiene energía primaria

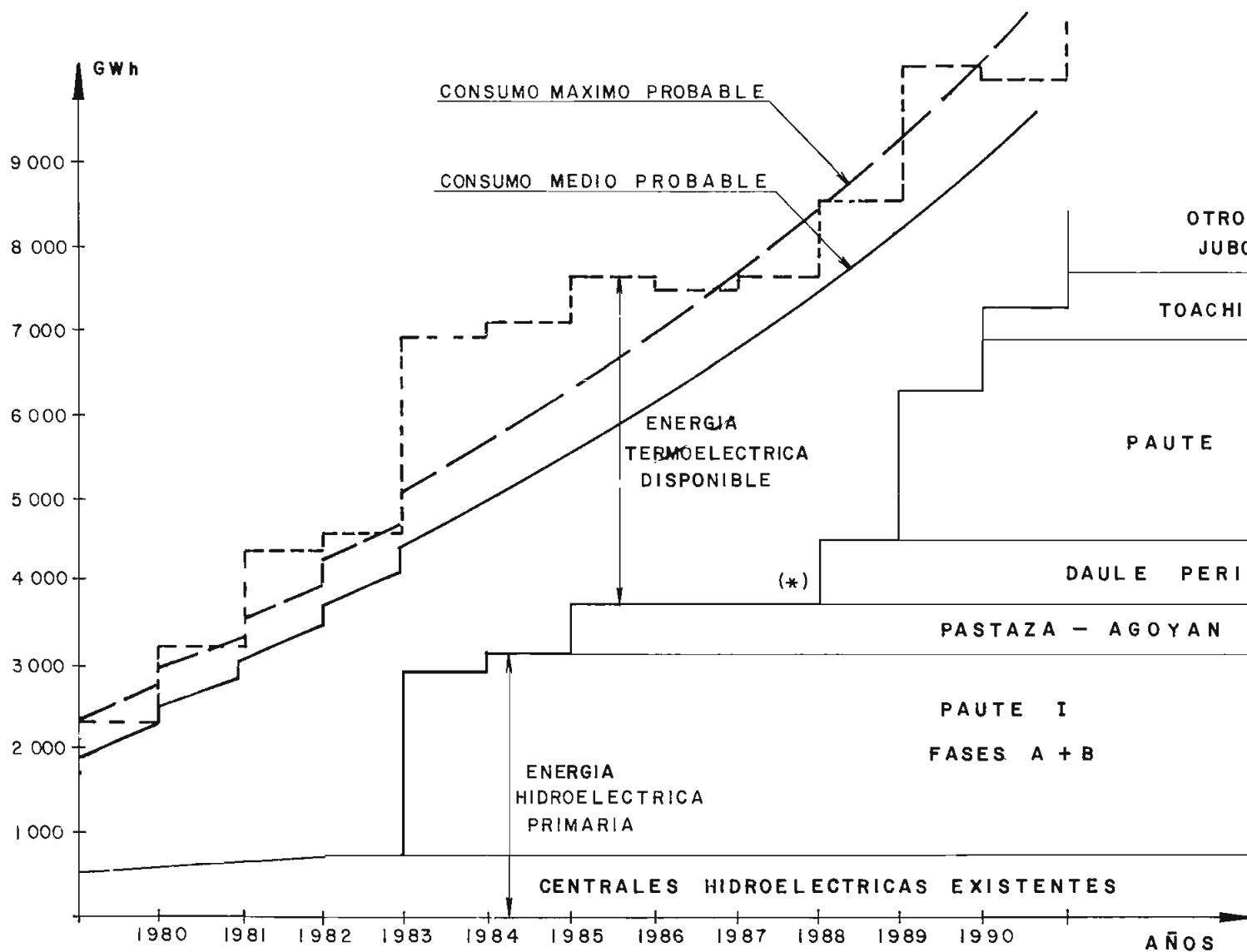
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR	
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO ABASTECIMIENTO DE ENERGIA DEL S.N.I AÑO CRITICO ALTERNATIVA I - A	
FECHA: ABRIL 1980	GRAFICO: 8 - 21



(*) Corresponde a la energía secundaria del Proyecto Paute I- Fase C, el cual no tiene energía primaria

8-109

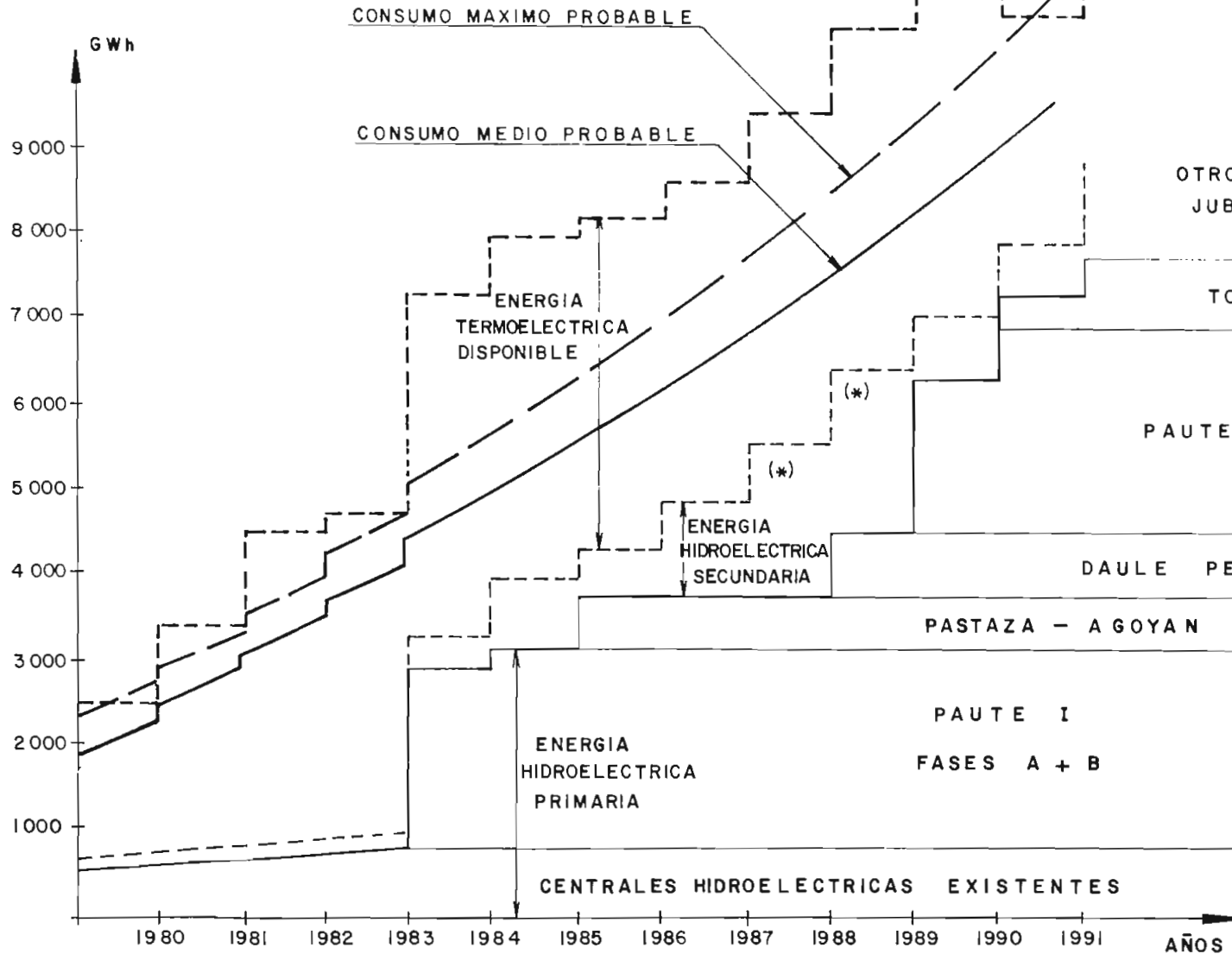




(*) En el año 1987 se instalará el Proyecto Paute I - Fase C, el cual no tiene energía primaria.

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR	
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA DEL S.N.I AÑO CRITICO ALTERNATIVA 1-3	
FECHA: ABRIL 1980	GRAFICO: 8 - 24

III - 111

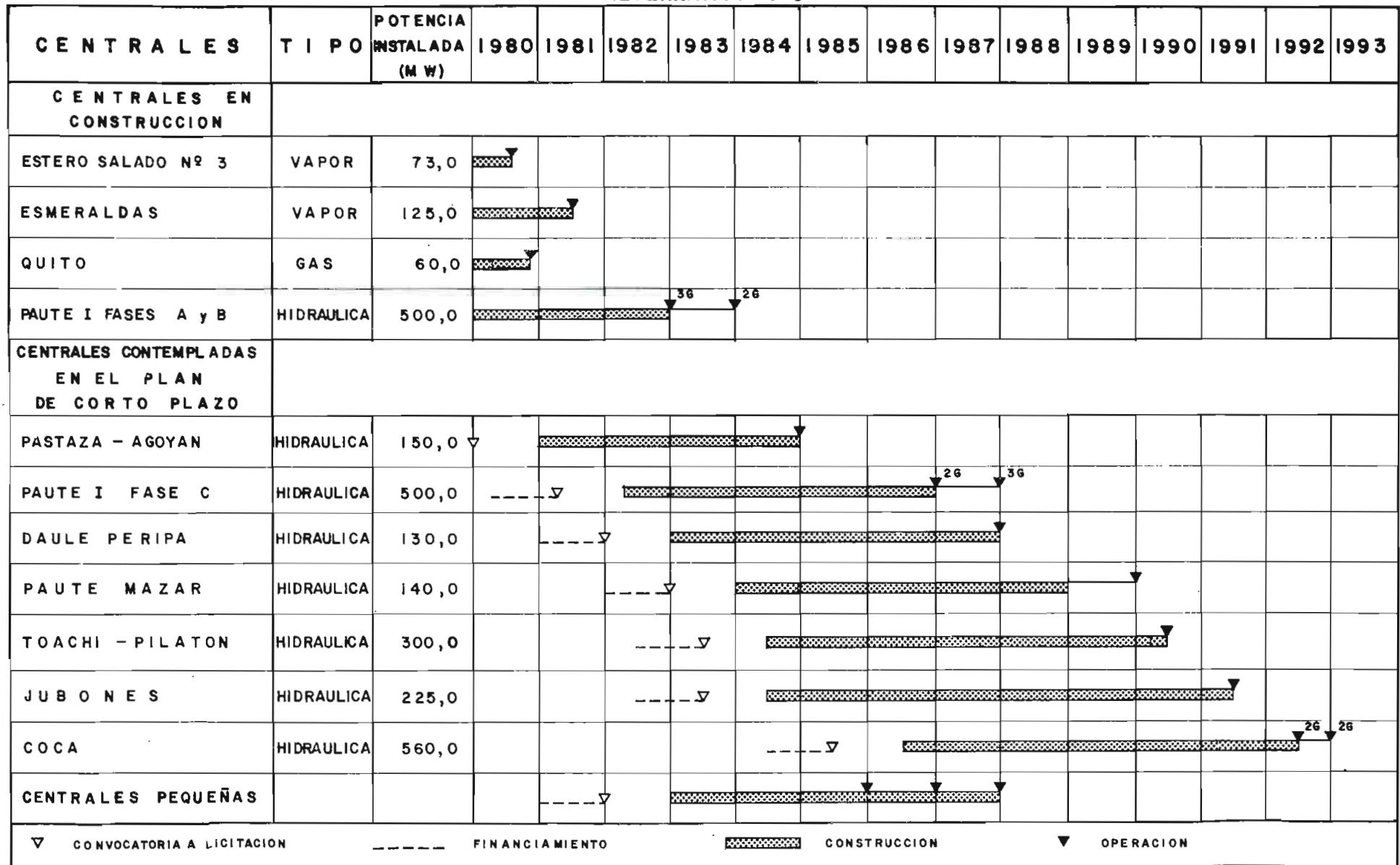


(*) Corresponde a la energía secundaria del Proyecto Paute I - Fase C, el cual no tiene energía primaria.

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR	
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA DEL S.N.I. AÑO MEDIO ALTERNATIVA 1-3	
FECHA: ABRIL 1980	GRAFICO: 8 - 25

**PROGRAMA DE EJECUCION DE GENERACION
DEL SISTEMA INTERCONECTADO
ALTERNATIVA 1-3**

GRAFICO 8-26



8-112

PROGRAMA DE EJECUCION DE GENERACION DE CENTRALES REGIONALES

GRAFICO 8-27

CENTRALES	UBICACION	TIPO	POTENCIA INSTALADA (MW)	1980	1981	1982	1983
SAN MIGUEL DE CAR	TULCAN	HIDROE.	3.09				
ILLUCHI IV	LATACUNGA	HIDROE.	5.20				
CHIMBO III	GUARANDA	HIDROE.	0.90				
SAYMIRIN (III-IV)	CUENCA	HIDROE.	8.00			4.0 MW	4.0 MW
SAUCAY II	CUENCA	HIDROE.	16.00				
GUANGOPOLO	QUITO	DIESEL	34.02				
STO. DOMINGO	STO. DOMINGO	DIESEL	5.00	2.5 MW	2.5 MW		
PUYO	PUYO	DIESEL	1.46				
CUENCA	CUENCA	DIESEL	32.50	2.5 MW	10.0 MW	20.0 MW	
CATAMAYO	LOJA	DIESEL	2.50				
PROPICIA	ESMERALDAS	DIESEL	2.50				
MANTA	MANTA	DIESEL	15.00	2.5 MW	2.5 MW		
LIBERTAD	LIBERTAD	DIESEL	8.88				
MILAGRO	MILAGRO	DIESEL	10.00				
BABAHOYO	BABAHOYO	DIESEL	7.50	2.5 MW	5.0 MW		
QUEVEDO	QUEVEDO	DIESEL	2.50				
MACHALA	MACHALA	DIESEL	13.58	8.18 MW	5.4 MW		

8-113

2 198
a secu

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION

P R O Y E C T O	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
FASE D							
L I N E A S							
L/T PAUTE - RIOBAMBA 230 kV 163 km		-----▽		▽ XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	
L/T TOTORAS - QUITO 230 kV 105 km		-----▽		▽ XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	
L/T PAUTE - GUASMO 230 kV 200 km			-----▽		▽ XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
L/T ABOYAN-TOTORAS-AMBATO 138 kV 53 km			-----▽		▽ XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	
S U B E S T A C I O N E S							
S/E TOTORAS 230/138 kV 100 MVA		-----▽		▽ XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	
S/E GUASMO 230/138 kV 225 MVA			-----▽		▽ XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
S/E LATACUNGA 138/69 kV 53 MVA			-----▽	▽	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
S/E IBARRA (AMPLIACION) 138/69 kV 20 MVA		-----▽	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	▽	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX		

▽ LICITACION

----- FINANCIACION

XXXXXXXXX SUMINISTRO EQUIPOS Y MATERIALES

XXXXXXXXX CONSTRUCCION

6. PRESUPUESTO DE OBRAS DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION PROGRAMADO HASTA 1985

6.1. Alcance

Para el desarrollo del presente trabajo se ha considerado que el Sistema de Transmisión comprende lo siguiente:

- a) Líneas de Transmisión a 230 kV y 138 kV
Subestaciones de acoplamiento con el Sistema Nacional de Transmisión.
- c) Subestaciones de reducción para servir a los Sistemas Regionales.
- d) Ampliaciones de las subestaciones.

Las subestaciones de elevación desde el voltaje de generación al voltaje de transmisión no se los ha considerado en este Capítulo por hallarse incluidas en el presupuesto de las respectivas centrales generadoras.

6.2. Bases para la Estimación de Costos

Los presupuestos se elaboraron preliminarmente con precios a nivel de Enero de 1978, con datos que INECEL tenía a esa fecha. Para la presentación de los presupuestos que se encuentran más adelante se han escalado esos precios anualmente con 15% la parte de Moneda Local y el 9% la parte de **Divisas**. Los criterios para estimar los costos de las obras son los siguientes:

6.2.1. Obras en construcción.— Para las obras de las fases A y B que están en construcción y cuyo financiamiento es definitivo, los presupuestos que aquí se establecen corresponden a las “Ordenes de Trabajo” de INECEL.

6.2.2 Obras programadas.— La elaboración de los presupuestos de las obras de las fases C y D se hicieron en base a:

a) Costos Directos

Incluye el costo total de líneas y subestaciones con todas sus instalaciones necesarias para operar, en base a los siguientes costo unitarios:

Subestaciones

MILES DE DOLARES (NIVEL MONETARIO : 1978)				
	Unidad	Moneda Local	Moneda Extranjera	Total
— Obras Civiles	Global	90%/oA	10%/oA	A (*)
--- Transformadores de potencia.				E (*****)
— Transformadores servicios auxiliares.	c/u	0,06	4,63	4,69
— Instalación de transformadores.	Global	50%/oB	50%/oB	B (**)
— Equipo de alta tensión. Posición de 230 kV	c/u	7,29	364,62	371,92
Posición de 138 kV	c/u	3,84	116,64	120,48
Posición de 69 kV	c/u	0,68	33,80	34,48
— Instalación de equipos.	Global	50%/oC	50%/oC	C (***)
— Equipo de control Posición de 230 kV	c/u	2,34	64,22	66,56
Posición de 138 kV	c/u	1,69	48,45	50,14
Posición de 69 kV	c/u	0,34	16,88	17,22
— Instalación de equipos.	Global	50%/oD	50%/oD	D (****)
— Equipo eléctrico auxiliar.	Global			
— Suministro e instalación de grupos diesel	1	9,0	70,8	79,82
— Estructuras, aisladores, conductores, etc.	Global			

(*) A, es el costo total proporcionado por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Dirección Ejecutiva de Ingeniería y Construcción.

(**) B, esta cantidad representa el 29,42% del costo total de los transformadores de potencia más los transformadores auxiliares,

(***) C, esta cantidad representa el 27,30% del costo total de la suma del equipo de alta tensión, necesarios para cada una de las posiciones de: 230 kV, 138 kV y 69 kV.

(****) D, esta cantidad representa el 25,21% del costo total del equipo de control, que representa la suma de los costos de los paneles para posición de 230 kV, 138 kV y 69 kV.

(*****) Para transformadores se han empleado costos unitarios por kVA que dependen del nivel básico de aislamiento, de la capacidad del transformador, del número de fases y de accesorios.

Estos valores han sido obtenidos de las curvas de costos proporcionados por fabricantes de equipos. Se han actualizado estos valores para Enero de 1978 mediante un factor igual a 1,26, obtenido por comparación de precios de transformadores ofrecidos a INECEL por algunas firmas proveedoras.

Líneas de Transmisión: Para líneas de transmisión se han empleado los siguientes costos unitarios promedios, obtenidos en base a los contratos suscritos por INECEL. Los valores siguientes están en nivel monetario de 1978.

Líneas de 230 kV doble circuito	64.000 US\$ km
Líneas de 230 kV simple circuito	44.800 US\$ km
Líneas de 138 kV doble circuito	40.000 US\$ km
Líneas de 138 kV simple circuito	28.800 US\$ km

Estos costos se descomponen en 30% para moneda local y 70% para moneda extranjera y corresponden a costos directos.

b) Costos indirectos

El valor correspondiente a Ingeniería y Administración fue tomado con un porcentaje igual al 15% de los Costos Directos. El costo señalado para imprevistos, se estima igual al 10% de la cifra determinada para Costos Directos.

6.3. Presupuesto de Obras por Sistemas

Los valores establecidos a continuación incluyen: costos directos, ingeniería y administración e imprevistos.

10³ DOLARES
NIVEL DE PRECIOS: ENERO 1980

	Moneda	Moneda extranjera	Total
— Sistema Quito—Ibarra	3362,2	6003,4	9365,6
L/T Quito—Ibarra 138 kV			
S/E Ibarra 138/34,5 kV			
a) Ingeniería y Administración.	723,7		723,7
b) Costos Directos	2411,0	6003,4	8414,4
c) Imprevistos	227,5		227,5
Fase A			
— Sistema Quito—Guayaquil	30347,6	31355,4	61703,0
L/T Santa Rosa—Pascuales			
230 kV			
L/T Pascuales—Salitral			
138 kV			
S/E Santa Rosa (seccionamiento).			
S/E Salitral 138/69 kV			
S/E Quevedo 138/69 kV			
a) Ingeniería y Administración.	4705,2	80,7	4785,9
b) Costos Directos	23525,4	29374,6	52900,0
c) Imprevistos	2117,0	1900,1	4017,1

	Moneda Local	Moneda Extranjera	Total
Fase B-1			
— Sistema Santo			
Domingo — Esmeraldas	6212,8	6984,1	13196,9
L/T Esmeraldas- Santo Domingo 138 kV			
a) Ingeniería y Adminis- tración.	666,5	19,0	685,5
b) Costos Directos	5352,7	6851,8	12204,5
c) Imprevistos	193,6	113,3	306,9
— Sistema Quevedo—Porto- viejo.	5183,6	7133,5	12317,1
L/T Quevedo—Portoviejo 138 kV S/E Portoviejo 138/69 kV			
a) Ingeniería y Adminis- tración.	666,5	19,0	685,5
b) Costos Directos	4327,2	7031,2	11358,4
c) Imprevistos	189,9	83,3	273,2
Fase B-2			
— S.N.T.	27029,6	77866,2	104805,8
L/T Paute—Pascuales 230 kV			
L/T Paute—Cuenca 138 kV S/E Santa Rosa 230/138/69 kV			
S/E Santo Domingo 230/138/69 kV			
S/E Quevedo 230/138 kV			
S/E Pascuales 230/138 kV			
S/E Milagro 230/138/69 kV			
S/E Molino 230/128 kV			
a) Ingeniería y Adminis- tración.	4815,4	332,7	5148,1
b) Costos Directos	21078,0	73459,0	94537,0
c) Imprevistos	1136,2	4074,5	5210,7
Fase C			
— Sistema Guayaquil — Sta. Elena	4541,3	7942,2	12483,5
L/T Pascuales - Las Juntas - Sta Elena 138 kV			
L/T Las Juntas - Posorja 138 kV S/E Sta. Elena			
S/E Posorja			
a) Ingeniería y Administración	1498,0	-	1498,0
b) Costos Directos	2766,0	7220,1	9986,8
c) Imprevistos	276,7	722,0	998,7

	Moneda Local	Moneda Extranjera	Total
— Sistema Ambato — Riobamba: L/T Ambato - Riobamba 230 kV S/E Riobamba 230/69 kV	4595,3	9375,9	13971,2
a) Ingeniería y Administración	1676,5	—	1676,5
b) Costos Directos	2653,5	8523,5	11177,0
c) Imprevistos	265,3	852,4	1117,7
— Sistema Milagro - Machala: L/T Milagro - Machala 230 kV S/E Machala 230/69 kV	7021,8	13164,2	20186,0
a) Ingeniería y Administración	2422,3	—	2422,3
b) Costos Directos	4181,4	11967,5	16148,9
c) Imprevistos	418,1	1196,7	1614,8
— Sistema Cuenca - Loja L/T Cuenca - Loja 138 kV S/E Loja	3510,1	6204,8	9714,9
a) Ingeniería y Administración	1165,8	—	1165,8
b) Costos Directos	2131,2	5640,7	7771,9
c) Imprevistos	213,1	564,1	777,2
Ampliación S/E Ambato 138/69 kV	412,4	1250,0	1662,4
a) Ingeniería y Administración	49,5	150,0	199,5
b) Costos Directos	329,9	1000,0	1529,9
c) Imprevistos	33,0	100,0	133,0
— S/E Babahoyo (*)	1055,6	2024,6	3080,2
a) Ingeniería y Administración	126,7	242,9	369,6
b) Costos Directos	844,5	1619,7	2464,2
c) Imprevistos	84,4	162,0	246,4
— L/T Milagro - Babahoyo 138 kV	33,7	1472,9	1506,6
a) Ingeniería y Administración	4,1	176,8	180,9
b) Costos Directos	26,9	1178,1	1205,0
c) Imprevistos	2,7	118,0	120,7
Fase D			
— Sistema Paute—Quito L/T Paute—Riobamba 230 kV L/T Totoras—Quito 230 kV Ampliación S/E Molino Ampliación S/E Santa Rosa	10753,3	23808,1	34561,4

(*) Estas obras las construirá la Empresa Eléctrica Los Ríos.

	Moneda Local	Moneda Extranjera	Total
-- Ampliación S/E Molino			
a) Ingeniería y Administración.	1290,4	2856,9	4147,3
b) Costos Directos	8602,7	19046,6	27649,3
c) Imprevistos	860,2	1904,6	2764,8
— Sistema Agoyán—Ambato			
L/T Agoyán—Totoras 138 kV L/T Totoras—Ambato 138 kV. S/E Totoras 230/138 kV.	3737,7	11435,4	15173,1
a) Ingeniería y Administración.	448,5	1372,3	1820,8
b) Costos Directos	2990,2	9148,3	12138,5
c) Imprevistos	299,0	914,8	1213,8
— Sistema Paute—Guasmo			
L/T Paute—Guasmo 230 kV S/E Guasmo Ampliación S/E Molino	10437,8	25150,9	35588,7
a) Ingeniería y Administración.	1252,5	3018,1	4270,6
b) Costos Directos	8350,3	20120,7	28471,0
c) Imprevistos	835,0	2012,1	2847,1
— Ampliación S/E Ibarra 138/69 kV			
a) Ingeniería y Administración.	42,8	155,6	198,4
b) Costos Directos	285,4	1937,4	1322,8
c) Imprevistos	28,5	103,7	132,2
— S/E Latacunga 138/69 kV			
a) Ingeniería y Administración.	83,5	288,9	372,4
b) Costos Directos	556,4	1926,0	2482,4
c) Imprevistos	55,6	192,6	248,2
— Capacitores			
a) Ingeniería y Administración	662,7	5410,8	6073,5
b) Costos Directos	79,5	649,3	728,8
c) Imprevistos	530,2	4328,6	4858,8
	53,0	432,9	485,9

7. CALENDARIO DE INVERSIONES (Cuadro 9 - 1)

7.1. Obras en Construcción

El calendario de inversiones de las obras de las fases A y B se tomó de las "Ordenes de Trabajo" ya que estas se elaboraron considerando los contratos y compromisos reales adquiridos por INECCEL.

7.2. Obras Programadas

El calendario de inversiones de estas obras se lo determinó en base a porcentajes anuales de inversión, tanto para la adquisición de equipos y materiales como para la construcción de la obra.

En las líneas de 138 kV, se consideró el costo directo de la obra dividido en 39% para construcción y el 61% para suministro de equipos y materiales.

El tiempo considerado para el suministro de equipos y materiales es de 18 meses y su distribución porcentual de inversión es la siguiente:

10% se desembolsa a la firma del contrato
70% se desembolsa en el transcurso de 1 año
20% se desembolsa al momento de la entrega del equipo

El tiempo estimado para la construcción de las líneas de 138 kV, es de 6 a 15 meses, dependiendo de la longitud de la línea, siendo su distribución porcentual de inversiones la siguiente:

15% se desembolsa al momento de la firma del contrato.
85% se desembolsa en una forma prorrateada con relación al tiempo de construcción.

En las líneas de 230 kV se consideró el costo directo de la obra dividido en 41% para construcción y montaje, y el 59% para suministro de equipos y materiales.

El tiempo estimado para el suministro de materiales y equipos es de 18 meses, período en el cual se realiza un desembolso repartido de la siguiente manera:

El 10% se desembolsa al momento de la firma del contrato.
El 85% se desembolsa en el transcurso del año.
El 5% se desembolsa al momento de la entrega final del equipo.

Para la construcción de las líneas de 230 kV, se estimó un período de 2 años, durante el cual se realizó una inversión desglosada de la siguiente manera:

El 15% se desembolsó al momento de la firma del contrato.
El 85% restante se invierte en una forma prorrateada para el tiempo que demora la construcción.

En las subestaciones de 138/69 kV se consideró el costo directo de la obra dividido en 37% para construcción y montaje y el 63% para suministro de equipos y materiales.

Los criterios aplicados para determinar los porcentajes anuales de desembolso son los mismos que los especificados para líneas de 138 kV.

En las subestaciones de 230/138 kV el costo directo de la obra se consideró dividido en 30% para construcción y montaje y 70% para suministro de equipos y materiales.

Los porcentajes anuales de inversión para la subestaciones 230/138 kV, fueron determinados con los mismos criterios que se aplicó para las líneas de transmisión de 230 kV.

A continuación se detallan las cantidades estimadas para construcción y montaje y suministro de equipos y materiales, expresados en porcentaje con respecto al total de los costos directos de las obras y su respectivo calendario de inversiones, también expresado con respecto al total de costos directos.

Obra	Construcción y Montaje	Materiales y Equipos	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Líneas 138 kV	39 o/o	61 o/o	6 o/o	66 o/o	28 o/o	—
Líneas 230 kV	41 o/o	59 o/o	6 o/o	50 o/o	23 o/o	21 o/o.
Subest. 138/69 kV	37 o/o	63 o/o	6,3 o/o	70 o/o	23,7 o/o.	—
Subest. 230/138 kV	30 o/o	70 o/o	7,0 o/o	54 o/o	20,0 o/o.	19,0 o/o

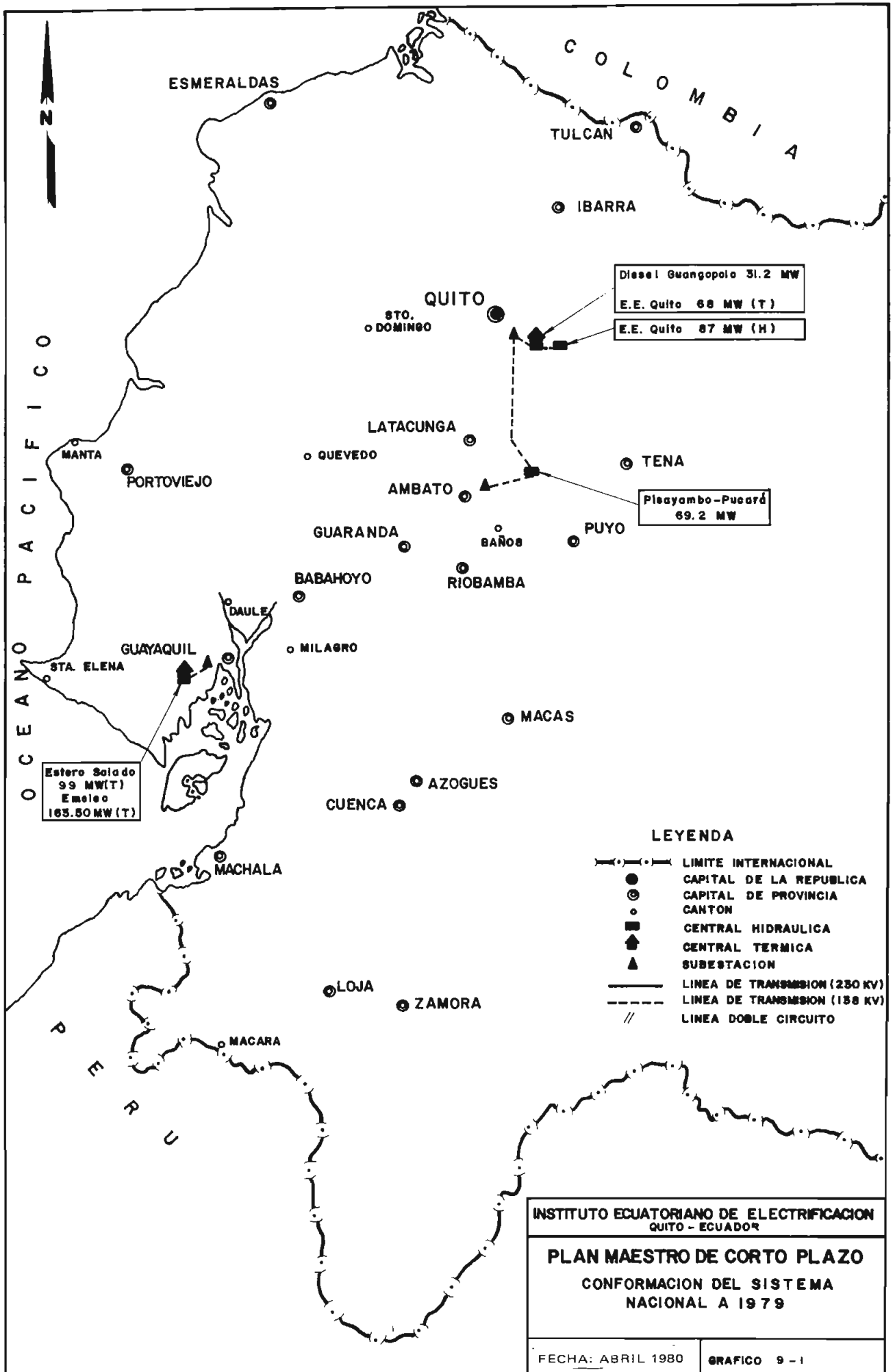
PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES

COSTO EN US\$ x 10³

NIVEL DE PRECIOS: ENERO 1980

CALENDARIO DE INVERSIONES

	PRESUPUESTO			HASTA 1979		1980		1981		1982		1983		1984		1985		Después 1985	
	ML	ME	TOTAL	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME
1. INGENIERIA Y ADMINISTRAC.	21351	10792	32143	4217	64	3179	162	5863	1068	3440	3310	2712	3220	1232	1427	451	1125	257	416
- FASE A	4705	81	4786	3633	24	1072	57												
- FASE B	6147	374	6521	584	40	2107	105	3129	206	327	23								
- FASE C	6942	568	7510					2701	327	2771	241	1470							
- FASE D	3197	8341	11538					22	442	335	2992	1207	2928	1221	1309	412	670		
CAPACITORES	80	650	730					11	93	7	54	35	292	10	77	17	134		
OTROS	280	778	1058											1	41	22	321	257	416
2. COSTOS DIRECTOS	90920	218977	309897	25488	42490	16505	38884	14092	57517	8567	34092	13347	26207	9208	10512	3002	7501	1711	2774
- FASE A	23525	29375	52900	20045	27462	3480	1913												
- FASE B	30758	87343	118101	5443	15028	13025	36971	12290	35344										
- FASE C	12930	37137	50067					1577	18607	6291	13791	5062	4739						
- FASE D	21315	55608	76923					149	2949	2232	19944	8049	19520	9139	9725	2746	4470		
CAPACITORES	531	4329	4860					76	617	44	357	236	1948	64	514	111	893		
OTROS	1861	5185	7046											5	273	145	2138	1711	2774
3. IMPREVISTOS	7306	16412	23718	791	1922	2475	1845	556	4637	856	3409	1335	2621	821	951	301	750	171	277
- FASE A	2117	1900	4017	489	1880	1628	20												
- FASE B	1520	4271	5791	302	42	847	1825	371	2404										
- FASE C	1298	3729	5027					163	1876	629	1379	506	474						
- FASE D	2132	5561	7693					15	295	223	1994	805	1952	814	873	275	447		
CAPACITORES	52	433	485					7	62	4	36	24	195	6	51	11	89		
OTROS	187	518	705											1	27	15	214	171	277
4. SUMAN (1+2 +3)	119577	246181	365758	30496	44476	22159	40891	20511	63222	12863	40811	17394	32048	11261	11890	3754	9376	2139	3467



ESMERALDAS

COLOMBIA
TULCAN

IBARRA

Diesel Guangopala 31.2 MW
E.E. Quito 68 MW (T)
E.E. Quito 87 MW (H)

QUITO

STO. DOMINGO

LATACUNGA

QUEVEDO

AMBATO

TENA

Playambo-Pucard
69.2 MW

PUYO

GUARANDA

BAÑOS

BABAHOYO

RIOBAMBA

MILAGRO

MACAS

AZOGUES

CUENCA

LEYENDA

- LIMITE INTERNACIONAL
- CAPITAL DE LA REPUBLICA
- ⊙ CAPITAL DE PROVINCIA
- CANTON
- CENTRAL HIDRAULICA
- ▲ CENTRAL TERMICA
- ▲ SUBESTACION
- LINEA DE TRANSMISION (230 KV)
- - - LINEA DE TRANSMISION (138 KV)
- // LINEA DOBLE CIRCUITO

Estero Salado
99 MW(T)
Emileo
165.50 MW(T)

GUAYAQUIL

STA. ELENA

DAULE

MACHALA

LOJA

ZAMORA

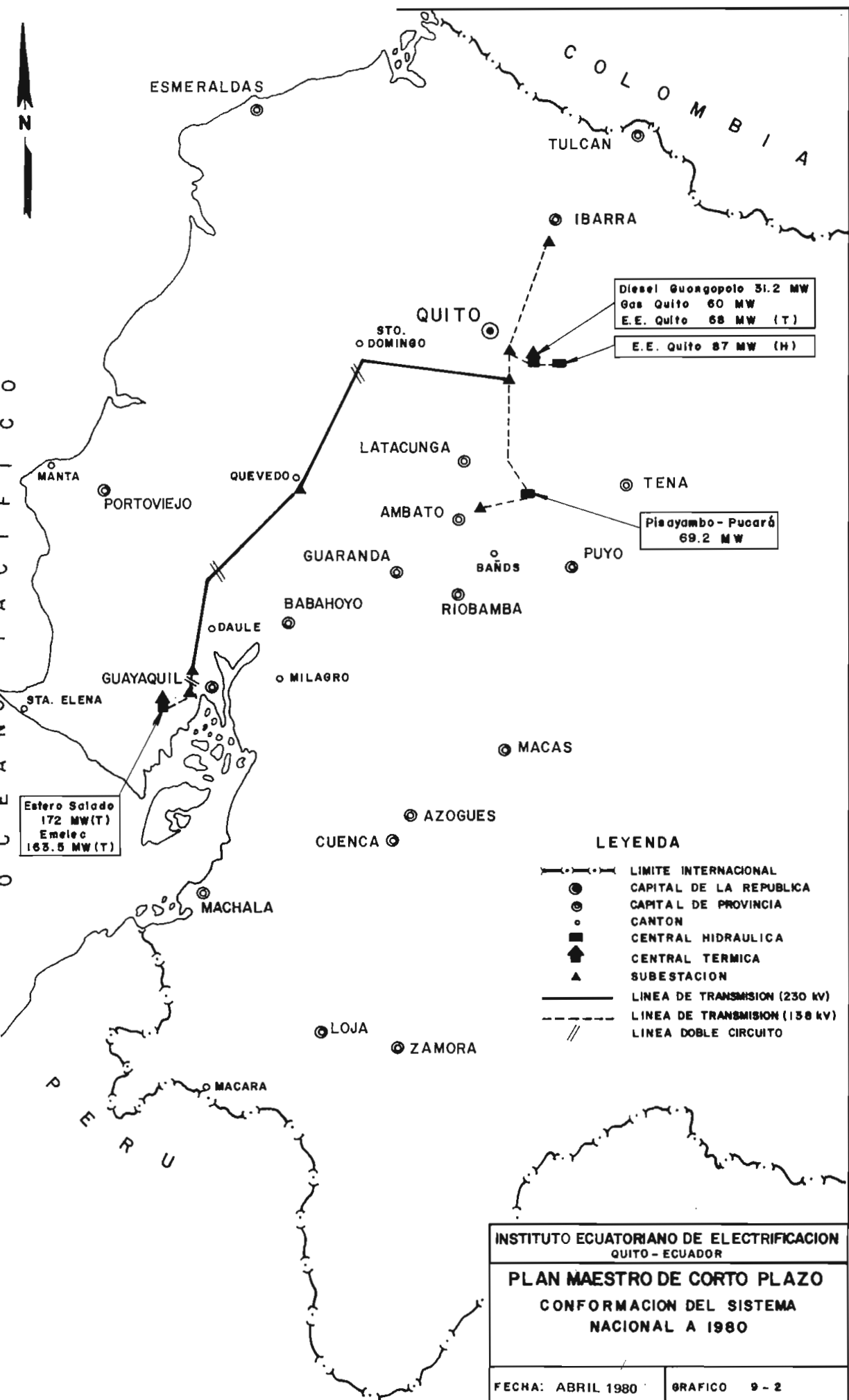
MACARA

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
CONFORMACION DEL SISTEMA
NACIONAL A 1979

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 9 - 1



Estero Salado
172 MW(T)
Emelec
168.5 MW(T)

Diesel Guangopolo 31.2 MW
Gas Quito 60 MW
E.E. Quito 68 MW (T)
E.E. Quito 87 MW (H)

Pisayambo - Pucará
69.2 MW

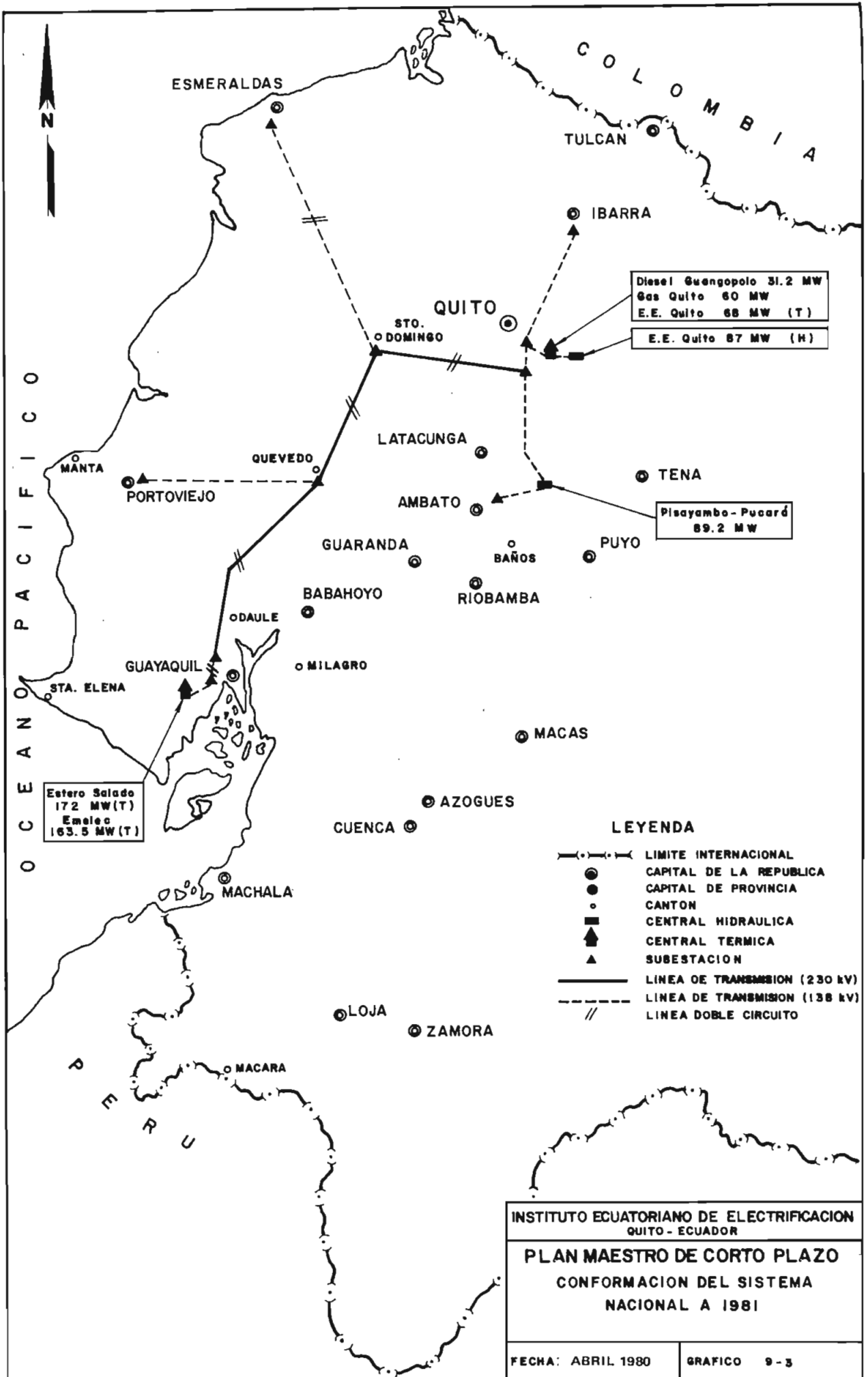
LEYENDA

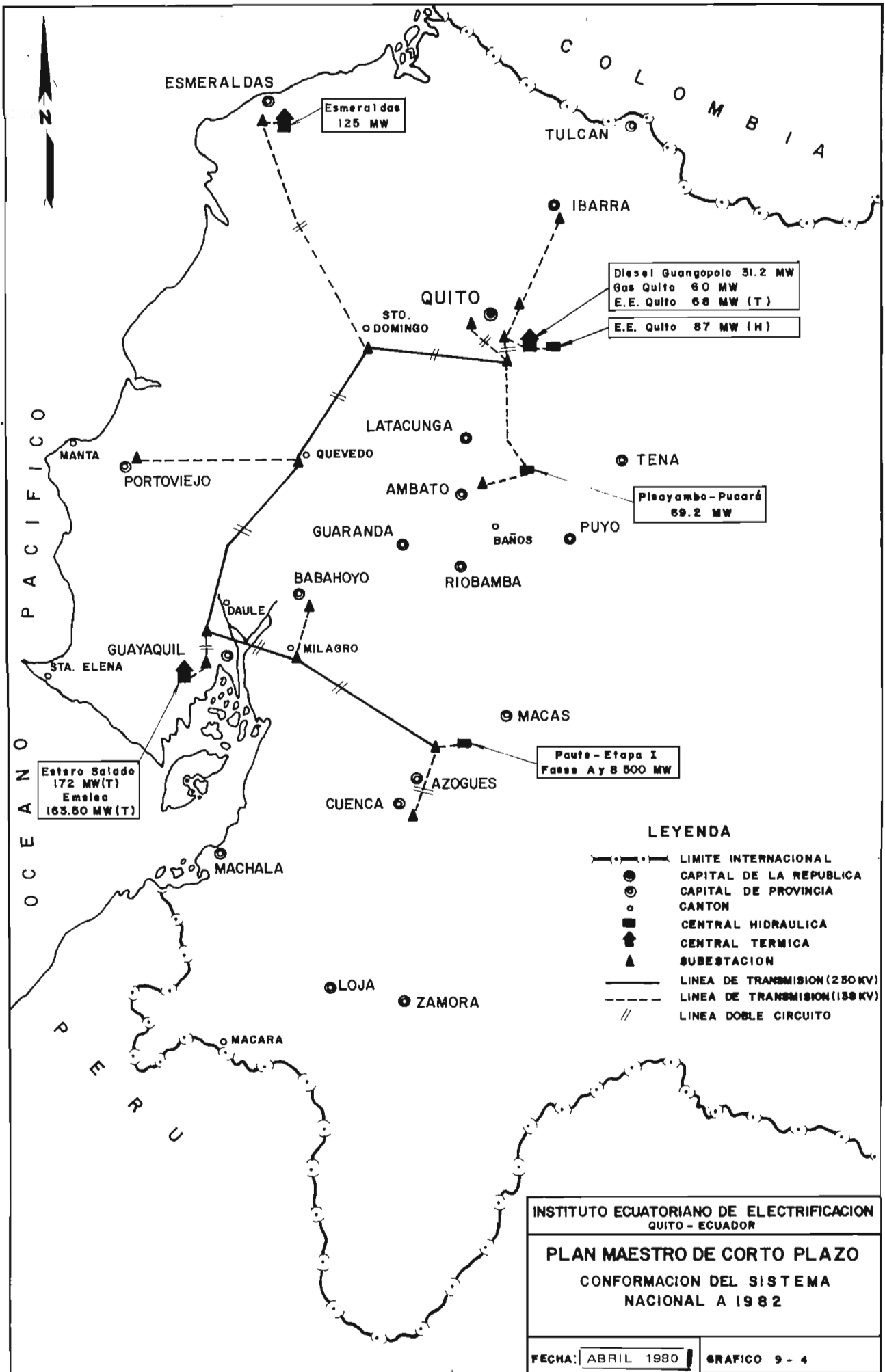
- LIMITE INTERNACIONAL
- CAPITAL DE LA REPUBLICA
- ⊙ CAPITAL DE PROVINCIA
- CANTON
- CENTRAL HIDRAULICA
- ▲ CENTRAL TERMICA
- ▲ SUBESTACION
- LINEA DE TRANSMISION (230 kv)
- - - LINEA DE TRANSMISION (138 kv)
- // LINEA DOBLE CIRCUITO

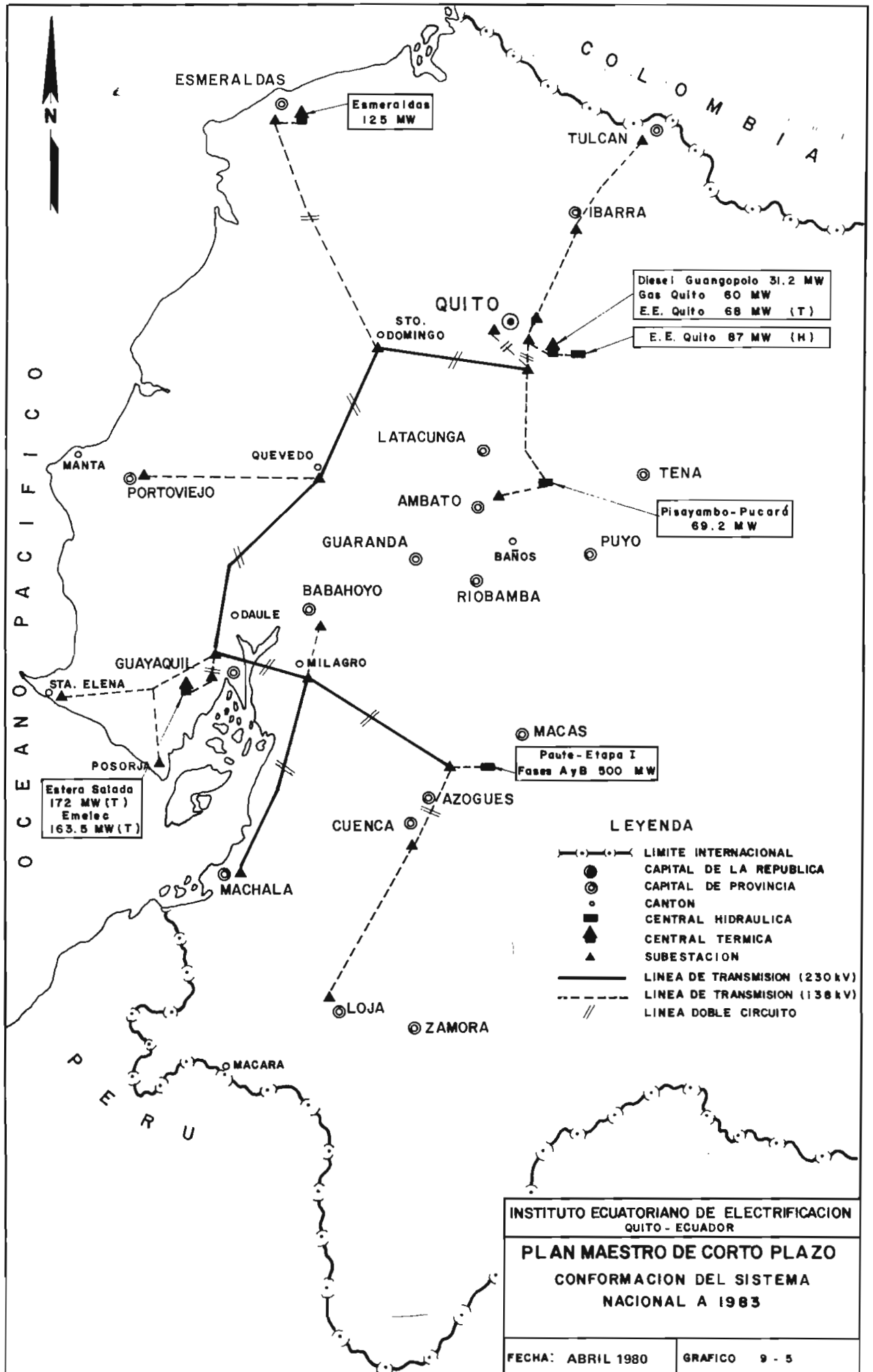
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

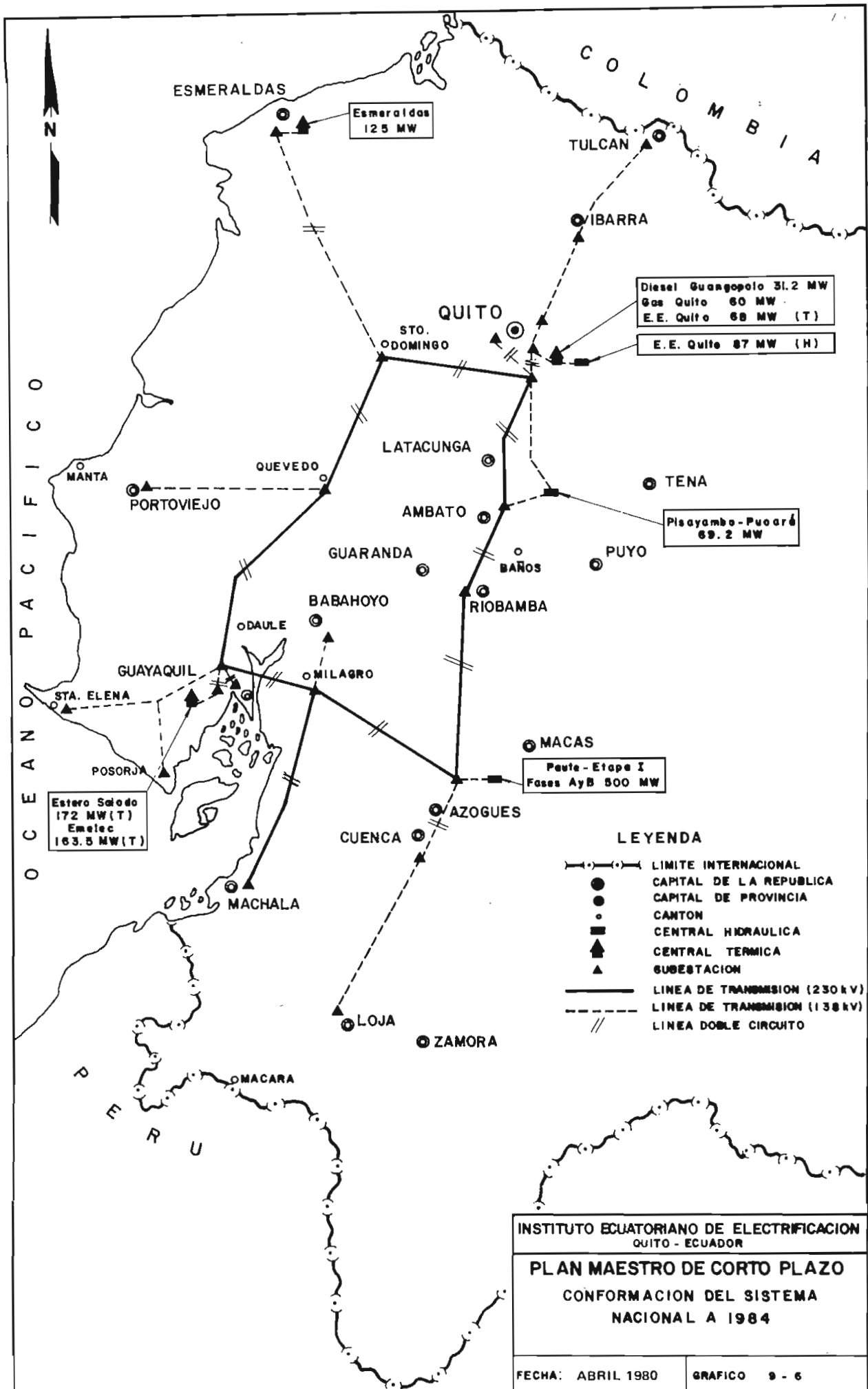
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
CONFORMACION DEL SISTEMA
NACIONAL A 1980

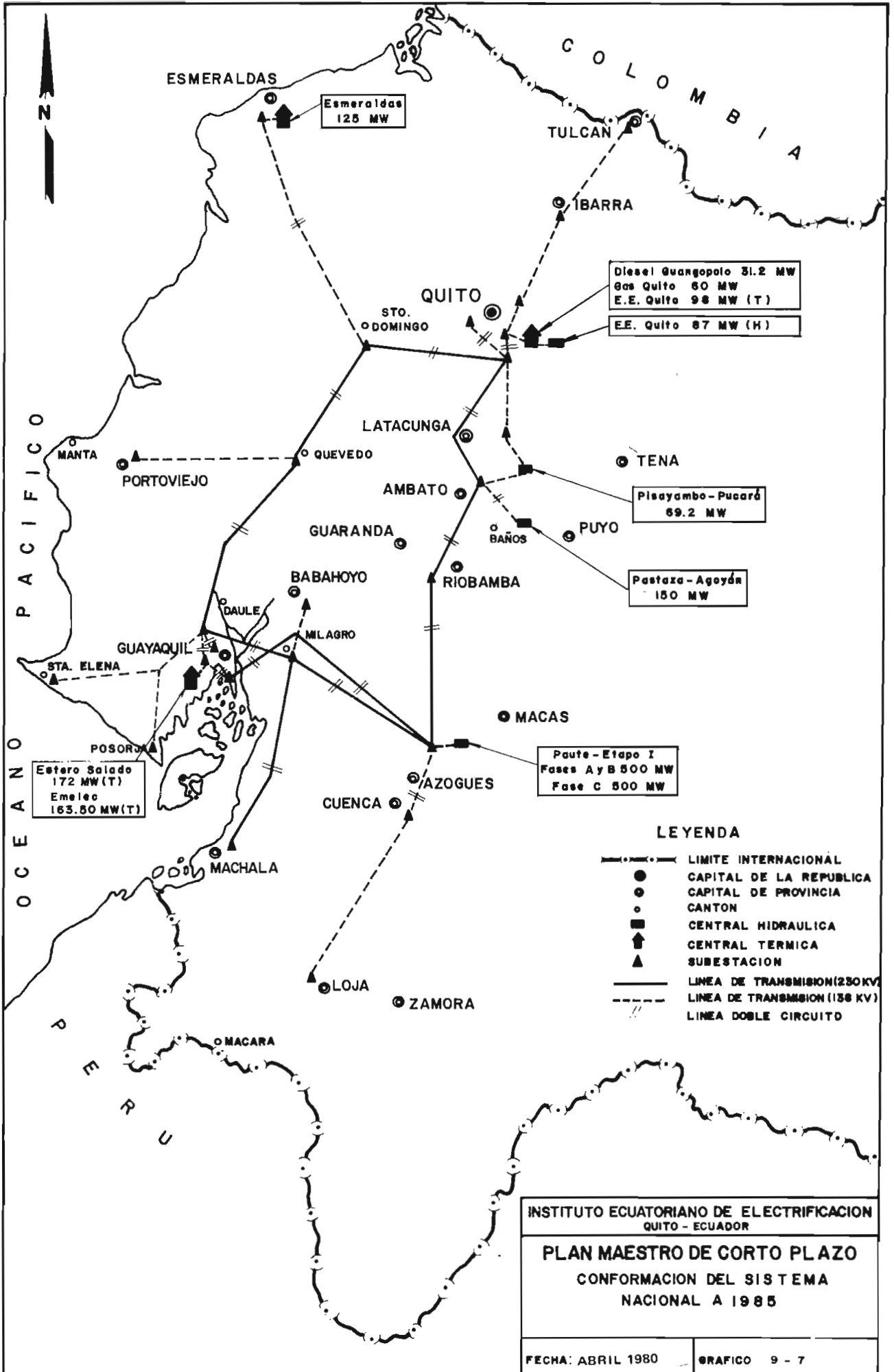
FECHA: ABRIL 1980 GRAFICO 9 - 2











CAPITULO 10

PROGRAMA DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION

1. Sistema Actual
2. Desarrollo Futuro
3. Descripción del Programa de Obras
4. Programa de Ejecución
5. Presupuesto de Obras
6. Calendario de Inversiones
7. Características principales de cada sistema

CAPÍTULO 10.

PROGRAMA DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION

1. SISTEMA ACTUAL

A 1979, el servicio eléctrico de subtransmisión y distribución público del País está a cargo de 16 Empresas Eléctricas y una Cooperativa de Electrificación Rural que prestan servicio en sus respectivas áreas de concesión, a una población algo mayor a 3.2 millones de personas (40.5% de población total), por medio de unos 630 mil abonados aproximadamente. (*) (cuadro 10.1).

Estas Empresas han tenido también bajo su responsabilidad la instalación de Centrales de Generación para atender la demanda de sus áreas de concesión.

Habiéndose dado paso a la conformación del Sistema Nacional Interconectado, que permita el desarrollo de los recursos hidroeléctricos del País en forma optimizada, para utilización en todas las regiones, el Plan contempla que las Empresas Eléctricas Regionales asuman a partir de la fecha de interconexión al Sistema Nacional, exclusivamente las actividades de distribución y comercialización, funciones claves para el buen servicio al usuario, y que requerirán de un enorme esfuerzo en estudios, construcción y operación para poder atender en forma eficiente las considerables ampliaciones de servicio requeridas para los próximos años.

Adicionalmente, estas Empresas deberán mantener y continuar operando las instalaciones de generación locales de su propiedad, para la cual será necesario, en varios casos reacondicionar algunas de ellas.

El servicio de subtransmisión y distribución primaria se lo efectúa mediante líneas cuyos voltajes oscilan entre 6.3 kV y 69kV. Los sistemas son de tipo radial en la mayoría de los casos, existiendo algunos centros de consumo como Quito y Guayaquil entre otros, cuyas instalaciones tienen algunas conformaciones completas como anillos o mallas.

En el cuadro 10-1 se presenta un resumen por Empresa de la potencia instalada, demanda de energía y población servida.

Las Empresas mencionadas están organizadas como sociedades anónimas, en 15 de las

(*) Incluye Abonados Residenciales y Comerciales.

cuales el Estado, actuando a través de INECEL, es el mayor accionista; mientras que la restante está constituida por capitales privados norteamericanos.

En el siguiente cuadro se presenta el listado de las diecisiete entidades mencionadas con sus respectivas áreas de influencia.

NOMBRE	AREA DE INFLUENCIA
E. Regional Norte	Provincias: Carchi-Imbabura y el Norte de Pichincha.
E. Quito	Cantón Quito-Provincia Pichincha
Sistema Latacunga	Provincia del Cotopaxi
E. Ambato-Puyo (*)	Provincias de Tungurahua y Zona del Puyo
E. Riobamba	Provincia del Chimborazo
E. Bolívar	Provincia de Bolívar
E. Regional Centro Sur	Provincias: Azuay-Cañar-Morona Santiago.
E. Regional Sur	Provincias: Loja y Zamora
E. Regional Esmeraldas	Provincia de Esmeraldas
E. Regional Manabí	Provincia de Manabí
E. Sta. Elena	Península de Sta. Elena-Provincia del Guayas
E. Eléctrica del Ecuador	Cantón Guayaquil-Provincia del Guayas.
Sistema Daule-Durán-Balzar	Areas de Durán-Daule y Balzar
E. Milagro	Zonas de Milagro y Naranjal Provincia del Guayas.
E. Los Ríos	Provincia de Los Ríos
E. Regional El Oro	Provincia de El Oro
Cooperativa de Electrificación Sto. Domingo	Cantón Sto. Domingo-Provincia del Pichincha

2. DESARROLLO FUTURO

A partir del estudio de mercado se determinaron los nuevos abonados que se incorporarán al servicio eléctrico, habiéndolos desglosado en abonados urbanos y rurales (*), y determinándose las líneas de subtransmisión, distribución primaria y las redes de distribución secundarias requeridas.

El Plan prevé la incorporación al servicio eléctrico de algo más de 2'000.000 habitantes, lo que representa alrededor de 300.000 abonados residenciales (**) adicionales durante el período 1980-1985. Con la incorporación de estos abonados se habría logrado que el 55 por ciento de la población del País tenga servicio eléctrico.

Adicionalmente otro de los aspectos considerados para la definición del programa de obras ha sido lograr conformaciones eléctricas de cada uno de los sistemas, que permi-

(*) Se conformará en la integración de E.E. Ambato y Municipio del Puyo.

(*) Los abonados rurales fueron obtenidos a partir del estudio de Electrificación Rural, cuyo detalle se muestra en el Capítulo 11 del Plan Maestro de Electrificación.

(**) Entre abonados urbanos y rurales.

TOMO I

tan reducir las pérdidas de energía por distribución desde un valor de 14.4% (promedio del País a XII-79) hasta un 12% (promedio del País a XII-85), representando entonces una reducción de 2.4% en las pérdidas a nivel nacional.

Esta reducción se ha previsto lograrla a base de construir adecuados esquemas de subtransmisión y distribución primaria que alimentan a cada zona, así como mejorar los sistemas actuales en servicio.

Un resumen de la variación de población servida así como de las pérdidas de energía para cada zona en el Período 1979-85 es la siguiente:

SISTEMA	% Pob. Servida 1979	% Pob. Servida 1985	Incremento de Población servida	% de Pérdidas 1979	% de Pérdidas 1985	% de Reducción de Pérdidas
Norte	38.5	49.1	75.800	13.2	11.0	2.2
Pichincha	66.7	76.0	417.200	16.8	14.1	2.7
Centro Norte	29.4	42.3	196.900	17.3	15.0	2.3
Centro Sur	36.6	49.4	115.700	16.9	13.5	3.4
Sur	18.6	31.9	85.400	19.2	17.4	1.8
Esmeraldas	21.3	33.9	59.700	9.6	10.3	
Manabí	23.0	43.0	257.600	17.5	16.6	0.9
Guayas-Los Ríos	47.2	61.2	747.400	12.0	11.0	1.0
El Oro	33.8	46.3	90.200	18.0	5.5	12.5
TOTAL	40.5	54.6	2045.900	14.4	12.0	2.4

3. DESCRIPCION DEL PROGRAMA DE OBRAS

De acuerdo a la explicación del numeral anterior, el plan de obras previsto para cada una de las empresas les permitirá suministrar el servicio eléctrico en sus áreas de concesión, en forma autónoma, hasta las respectivas interconexiones al Sistema Nacional y posteriormente operar en forma coordinada con INECEL los sistemas de suministro de energía.

El programa a ejecutarse en el período de 1980-1985 cubre las etapas de generación local, transformación, subtransmisión y distribución.

Un resumen del programa de obras se presenta en el cuadro No. 10-2 y cuya síntesis es la siguiente:

— Generación	184 MW
— Transformación	1.674 MVA
— Subtransmisión	1864 Km
Líneas a 34.5 kV	52 km
Líneas a 46 kV	57 km
Líneas a 69 kV	1688 km

Líneas a 138 kV
 — Distribución Urbana

67 km
 235.000 abonados

4. PROGRAMA DE EJECUCION

Para efectos de ejecución del Programa, las obras fueron agrupadas de tal forma de conformar programas a efectuarse aproximadamente en forma bianual, a los cuales se les definió como "Programa de Obras por Fases", y cuya finalidad es la de estructurar paquetes de obras que permitan obtener financiamiento adecuado.

Con este criterio las fases establecidas y los años que corresponden a cada una fueron las siguientes:

FASES	AÑOS
A	1978-1979
B	1980-1981
C	1982-1983
D	1984-1985

5. PRESUPUESTO DE OBRAS

El programa resumido de ejecución de las obras de subtransmisión y distribución, consta en el cuadro No. 10-2. Los programas detallados de obras para cada uno de los Sistemas Regionales, constan en el Tomo VII: PLAN DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION.

Para cada Empresa se ha preparado un presupuesto total de todo el programa 1980-1985, así como los presupuestos de las obras que conforman cada fase, esto último con la finalidad de que se identifiquen claramente, las obras que son incluidas dentro de tales fases.

Debido a que las zonas alimentadas por los Sistemas Regionales del País son, en la mayoría de los casos, mercados en desarrollo, la planificación de la expansión de sus obras de Subtransmisión y Distribución pueden quedar generalmente cortas ya que únicamente es factible definir con bastante precisión expansiones a dos o tres años adelante. Por esta razón se ha previsto a partir de 1982, un monto de inversiones a base de índices.

El costo total del programa de obras se muestran en el Cuadro No. 10-3 y 10-3-A y su resumen es el siguiente:

MILLONES DE DOLARES

Obras	Divisas	M. Local	TOTAL	%o		
				Divisas	M. Local	TOTAL
— Ingeniería y						
Administración	5.91	15.94	21.85	2	6	4
— Costos Directos	188.64	165.02	353.66	74	58	65
Generación	56.52	32.73	89.25	22	11	16
Subtransmisión	59.49	35.77	95.26	23	13	17

TOMO I

MILLONES DE DOLARES

OBRAS	Divisas	M. Local	TOTAL	%		
				Divisas	M. Local	TOTAL
Distribución	20.68	33.19	53.87	8	12	10
Inversiones G.	7.67	11.58	19.25	3	4	4
Obras por Definir	44.28	51.75	96.03	18	18	18
— Imprevistos	19.90	17.55	37.45	8	6	7
— SUBTOTAL	214.45	198.57	412.96	84	70	76
— Escalamiento (*)	41.08	86.18	127.26	16	30	24
— TOTAL	255.53	284.69	540.22	100	100	100

El costo total del programa de obras alcanza a 540.2 millones de dólares, de los cuales 255.5 corresponden a divisas (47%) y 284.7 a moneda local (53%).

El costo directo de las obras definidas representan el 47% del costo total del programa.

La reserva de inversiones para obras por definir alcanza el 18% del costo total.

Dentro de las obras definidas, la etapa funcional que más incidencia tiene en el costo total es la subtransmisión, que representa el 17% del costo total; seguida por la generación que alcanza el 16%.

El escalamiento estimado incrementaría el costo previsto en moneda de 1980 en un 24%.

El presupuesto ha sido desglosado en los rubros de Ingeniería y Administración, Costo Directo e Imprevistos, añadiéndose el escalamiento previsto tanto para moneda local como para divisas. La Ingeniería y administración se estimó como un porcentaje del costo directo (3% DIV; 10% ML), mientras que los imprevistos, se calcularon como porcentaje de la suma del costo directo más Ingeniería y Administración (10% para DIV y ML).

En cuanto al presupuesto por fases, un resumen de este se muestra en el cuadro 10-4 y una síntesis es la siguiente:

MILLONES DE DOLARES

FASES	Divisas	M. Local	TOTAL	%		
				DIV	ML	TOTAL
FASE B	105.56	73.13	178.69	41	26	33
FASE C	59.07	63.26	122.33	23	22	22
FASE D	49.82	62.12	111.94	20	22	21
Subtotal	214.45	198.51	412.96	84	70	76
Escalamiento	41.08	86.18	127.26	16	30	24
TOTAL	255.53	284.69	540.22	100	100	100

Analizando este cuadro se observa que la fase que tiene más incidencia por su volumen de inversiones es la B, ya que alcanza al 33% del total. Esto se debe al hecho que dentro de esta fase están concentradas la totalidad de inversiones en generación previstas,

(*) Se ha considerado para cada obra un escalamiento acumulativo anual de: 9% para Divisas. 15% para Moneda Local.

la cual, como se explicó anteriormente, representa el 16% del total de Inversiones del período.

Las restantes fases (C y D) representan en conjunto el 43% del total de inversiones.

6. CALENDARIO DE INVERSIONES

Definidos los presupuestos por fases como queda indicado se elaboraron los respectivos calendarios de inversiones, cuyo resumen está en el cuadro 10-5.

El mencionado calendario de inversiones está desglosado en moneda local y Divisas y por etapa funcional; esto es, generación, transformación y subtransmisión, distribución e inversiones generales dentro del costo directo; se incluyen además los rubros de ingeniería y administración, imprevistos y escalamiento.

7. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE CADA SISTEMA.

7.1 Sistema Norte.

Zona de Influencia.—

- Area geográfica.- Provincia del Carchi e Imbabura; y cantones Cayambe y Pedro Moncayo de la Provincia del Pichincha.
- Población a XII/1979: 447.300 habitantes.
- Centros poblados más importantes: Ibarra, Tulcán, Otavalo, Cayambe y San Gabriel.
- Administración del servicio eléctrico: Empresa Eléctrica Regional Norte en toda el área, con excepción del Cantón Cotacachi.

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979:

— Potencia instalada (*)	Total	13.42 MW
	Hidroeléctrica	8.52 MW
	Termoeléctrica	4.90 MW
— Energía Generada		58.40 GWh
— Población servida		172.200 habitantes
— Indices de electrificación		
· Potencia instalada por habitante		30.00 W
· Energía generada por habitante		130.6 kWh
· Población servida		38.5 %

— Programa Básico de Subtransmisión y Distribución 1980-1985 Proyección de la Demanda Eléctrica

(*) Potencia garantizada de servicio público

TOMO I

<u>AÑO</u>	<u>ENERGIA GENERADA</u> (GWh)	<u>F.C.</u> %	<u>DEMANDA MAXIMA (**)</u> (MW)
1978	50.3	41.0	14.0
1979	58.4	41.2	16.2
1980	111.9	47.2	27.0
1981	165.9	49.8	38.0
1982	174.0	49.4	39.9
1983	183.1	49.0	42.1
1984	192.1	48.7	44.3
<u>1985</u>	<u>202.4</u>	<u>48.4</u>	<u>46.8</u>
1990	269.1	46.9	63.3

Crecimiento (o/o) (***): 15.0

— Programa de Obras

— Generación Local: Hidroeléctrica		3.5 MW
Térmica		0.75 MW
— Transformación:		69.75 MVA
— Subtransmisión: 69 kV		62 km
34.5 kV		52 km
— Distribución: Urbana		7.225 abonados

— Costo Estimado —

	(miles de dólares) <u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Total</u>
Ingeniería y Adm.	301	937	1.238
Gastos Directos	10.021	9.374	19.395
— Generación	3.972	2.736	6.708
— Subtransmisión	3.386	1.626	5.012
— Distribución	465	699	1.164
— Inv. Generales	292	273	565
— Obras futuras por definir	1.906	4.040	5.946
Imprevistos	<u>1.032</u>	<u>1.031</u>	<u>2.063</u>
Subtotal	11.354	11.342	22.696
Escalamiento (*)	<u>2.302</u>	<u>5.351</u>	<u>7.653</u>
TOTAL	13.656	16.693	30.349

(**) Sin reserva

(***) Tasa de crecimiento acumulativa anual en el período 78-90

(*) Para Divisas: 9% acumulativo anual.

Para Moneda Local: 15% Acumulativo Anual

— Presupuesto de inversiones por fases

(Miles de dólares)

<u>Años</u>	<u>Fases</u>	<u>Divisas</u>	<u>M.Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalm.</u>	<u>TOTAL</u>
1980-81	B	6.174	3.973	10.147	694	10.841
1982-83	C	2.462	3.072	5.534	1.891	7.425
1984-85	D	2.718	4.297	7.015	5.068	12.083
TOTAL		11.354	11.342	22.696	7.653	30.349

— Calendario de inversiones por fases

(Miles de dólares)

<u>Años</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Sub-total</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980	1.401	2.212	3.613	—	3.613
1981	4.773	1.761	6.534	694	7.228
1982	1.229	1.533	2.762	725	3.487
1983	1.233	1.539	2.772	1.166	3.938
1984	1.466	2.116	3.582	2.188	5.770
1985	1.252	2.181	3.433	2.880	6.313
TOTAL	11.354	11.342	22.696	7.653	30.349

7.2 Sistema Pichincha.— Area Quito

Zona de Influencia.—

- Area Geográfica.— Cantones Quito, Rumiñahui y Mejía de la Provincia de Pichincha.
- Población a XII-1979: 1'089.800 habitantes
- Centros poblados más importantes: Quito, Sangolquí, Machachi.
- Administración del servicio eléctrico: Empresa Eléctrica Quito S.A., en toda el área excepto en Cantón Mejía.

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979.— (*)

- Potencia instalada (**) Total 114.11 MW
 - Hidroeléctrica 64.61 MW
 - Termoeléctrica 49.50 MW
- Energía Generada 806.70 GWh
- Población servida 816.300 Habitantes
- Indices de electrificación:
- Potencia instalada por habitante 104.71 MW
- Energía generada por habitante 740.23 kWh
- Población servida 74.9 %

(*) Quito, recibe energía del Sistema Nacional Interconectado desde 1977

(**) Potencia garantizada de servicio público

TOMO I

Programa básico de subtransmisión y distribución (1980-1985)

— Proyección de la Demanda

AÑO	ENERGIA GENERADA (GWh)	F.C. (%)	DEMANDA MAXIMA (*) (MW)
1978	724.1	53.7	153.9
1979	806.7	53.7	171.5
1980	896.9	53.7	190.7
1981	988.5	53.7	210.1
1982	1.096.9	53.8	232.7
1983	1.201.1	53.8	254.9
1984	1.333.3	53.9	282.4
<u>1985</u>	<u>1.489.2</u>	<u>53.9</u>	<u>315.4</u>
1990	2.707.5	54.1	571.3
Crecimiento (o/o) (**) 11.6			11.6

— Programa de obras

Generación Local: Termoeléctrica		34.0 MW
Transformación		429 MVA
Subtransmisión:	46 kV	56.9 km
	138 kV	40 km
Distribución:	Urbana	30:300 Abonados

— Costo estimado

(Miles de Dólares)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>TOTAL</u>
Ingeniería y Adm.	1.171	1.548	2.719
Costos Directos:	30.382	21.038	51.420
— Generación	13.516	5.950	19.466
— Subtransmisión	8.085	4.462	12.547
— Distribución	4.221	6.626	10.847
— Inversiones Generales	1.137	2.090	3.227
— Obras futuras por definir	3.423	1.910	5.333
Imprevistos	4.021	1.702	5.723

(*) Sin Reserva

(**) Tasa de crecimiento acumulativa anual para el período 1978-1990

	Divisas	M. Local	TOTAL
Sub Total	35.574	24.288	59.862
Escalamiento (*)	5.134	8.989	14.123
TOTAL	40.708	33.277	73.985

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de dólares)

AÑOS	DIVISAS	M. LOCAL	SUBTOTAL	ESCALAMIENTO	TOTAL
1980	16.787	8.760	25.547	---	25.547
1981	2.468	3.286	5.754	715	6.469
1982	8.566	3.601	12.167	2.772	14.939
1983	1.868	1.845	3.713	1.512	5.225
1984	3.307	1.905	5.212	2.788	8.000
1985	2.578	4.891	7.469	6.336	13.805
TOTAL	35.574	24.288	59.862	14.723	73.985

7.3 Sistema Pichincha.— Area de Sto. Domingo.

Zona de Influencia.—

- Area Geográfica: Cantones Santo Domingo de los Colorados de la Provincia de Pichincha y El Carmen de la provincia de Manabí.
- Población a XII/79: 209.500 habitantes
- Centros poblados más importantes: Santo Domingo de los Colorados y El Carmen.
- Administración del servicio eléctrico: Cooperativa de Electrificación Rural "Santo Domingo" Ltda.

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979

— Potencia instalada (**):	Total	5.10	MW
	Hydroeléctrica	0.00	MW
	Termoeléctrica	5.10	MW
— Energía generada:		28.60	GWh
— Población servida:		48.600	Habitantes
— Indices de Electrificación:			
	Potencia instalada por habitante	24.3	W
	Energía generada por habitante	136.5	kWh
	Población servida:	23.2	%

(*) Para Divisas 9% acumulativo anual
Para Moneda Local 15% acumulativo anual

(**) Potencia garantizada de servicio público.

Programa básico de subtransmisión y distribución 1980-1985
Proyección de la demanda

AÑO	ENERGIA GENERADA (GWh)	F.C. (%)	DEMANDA MAXIMA (*) MW
1978	24.3	46.2	6.0
1979	28.6	43.8	7.5
1980	32.9	43.6	8.6
1981	37.6	43.4	9.9
1982	42.4	43.3	11.2
1983	48.3	43.1	12.8
1984	54.8	43.0	14.6
<u>1985</u>	<u>61.4</u>	<u>42.8</u>	<u>16.4</u>
1990	112.6	42.0	30.6
CRECIMIENTO (%)	13.6 (**)		14.5

Programa de Obras.—

— Generación Local	Termoeléctrica	7.5	MW
— Transformación		37.5	MVA
— Subtransmisión	69 kV	155	km
— Distribución	Urbana	7.440	Abonados
— <u>Costo estimado</u>			

(Miles de dólares)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Total</u>
— Ingeniería y Administ.	231	368	599
— Costos Directos	7.705	3.681	11.386
Generación	1.940	180	2.120
Subtransmisión	2.955	2.346	5.301
Distribución	609	514	1.123
Inv. Generales	224	154	378
Obras futuras/definir	1.977	487	2.464
— Imprevistos	<u>794</u>	<u>405</u>	<u>1.199</u>
— Subtotal	8.730	4.454	13.184
— Escalamiento (***)	<u>1.604</u>	<u>1.667</u>	<u>3.271</u>
TOTAL	10.334	6.121	16.455

(*) Sin Reserva (**) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990

(***) Para Divisas: 9% acumulativo anual

Para Moneda Local: 15% acumulativo anual

— Presupuesto de Inversiones por Fases

(Miles de dólares)

<u>AÑOS</u>	<u>FASES</u>	<u>DIVISAS</u>	<u>M.LOCAL</u>	<u>SUBTOTAL</u>	<u>ESCALM.</u>	<u>TOTAL</u>
1980-81	B	4.610	1.222	5.832	292	6.124
1982-83	C	2.202	2.424	4.626	1.371	5.997
1984-85	D	1.918	808	2.726	1.608	4.334
T O T A L		8.730	4.454	13.184	3.271	16.455

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de dólares)

<u>AÑOS</u>	<u>DIVISAS</u>	<u>M.LOCAL</u>	<u>SUBTOTAL</u>	<u>ESCALM.</u>	<u>TOTAL</u>
1980	2.446	577	3.023	—	3.023
1981	2.164	645	2.809	292	3.101
1982	1.414	1.961	3.375	898	4.273
1983	788	463	1.251	473	1.724
1984	960	457	1.417	737	2.154
1985	958	351	1.309	871	2.180
T O T A L	8.730	4.454	13.184	3.271	16.455

7.4 Sistema Centro Norte.— Area Cotopaxi

Zona de Influencia.—

- Area Geográfica.— Cantones Latacunga, Pujilí, Saquisilí, Salcedo de la Provincia de Cotopaxi.
- Población a XII/1979: 272.200 habitantes
- Centros poblados más importantes.— Latacunga, Saquisilí, Salcedo.
- Administración del servicio eléctrico: Sistema eléctrico INECEL, Municipios de Pujilí y Saquisilí. Está en proceso la formación de una empresa eléctrica de carácter SUBREGIONAL.

Situación del mercado eléctrico a Dic./1979

— Potencia instalada (*)	Total	4.60	MW
	Hidroeléctrico	3.50	MW
	Termoeléctrica	1.10	MW
— Energía generada		36.10	GWh
— Población servida		54.200	habitantes
— Índice de Electrificación			
Potencia instalada por habitante		16.90	W
Energía generada por habitante		132.6	kWh
Población servida		19.9	%

(*) Potencia garantizada de servicio público.

Programa básico de subtransmisión y distribución 1980-1985

— Proyección de la demanda

AÑO	ENERGIA GENERADA (GWh)	F C. %	DEMANDA MAXIMA (**) (MW)
1978	31.2	46.8	7.6
1979	36.1	46.7	8.8
1980	41.0	46.5	10.1
1981	46.3	46.4	11.4
1982	52.2	46.2	12.9
1983	58.6	46.1	14.5
1984	65.4	45.9	16.3
1985	73.0	45.8	18.2
1990	121.9	45.0	30.9
CRECIMIENTO (%/o)12.0 (***)			12.4

— Programa de obras

— Generación Local	Hidroeléctrica	5.2	MW
— Transformación		20	MVA
— Subtransmisión 69kV		60	km
— Distribución: Urbana		3.827	abonados

— Costo estimado

(Miles de dólares)

	Divisas	M. Local	Total
— Ingeniería y Administración	192	319	511
— Costos Directos	6.393	3.193	9.586
Generación	3.000	610	3.610
Subtransmisión	1.123	1.016	2.139
Distribución	170	425	595
Inv. Generales	186	93	279
Obras futuras por definir	1.914	1.049	2.963
— Imprevistos	658	352	1.010
— Subtotal	7.243	3.864	11.107
— Escalamiento (*)	1.475	2.035	3.510
T O T A L	8.718	5.899	14.617

(**) Sin reserva

(***) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990

(*) Para Divisas 9% acumulativo anual
Para Moneda Local 15% acumulativo anual

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de dólares)

<u>AÑOS</u>	<u>FASES</u>	<u>DIVISAS</u>	<u>M. LOCAL</u>	<u>SUBTOTAL</u>	<u>ESCALAM.</u>	<u>TOTAL</u>
1980-81	B	3.531	1.264	4.795	25	4.820
1982-83	C	1.223	718	1.941	591	2.532
1984-85	D	2.489	1.882	4.371	2.894	7.265
T O T A L		7.243	3.864	11.107	3.510	14.617

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de dólares)

<u>Años</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>Total</u>
1980	3.531	1.098	4.629	—	4.629
1981	—	166	166	25	191
1982	664	364	1.028	242	1.270
1983	559	354	913	349	1.262
1984	1.225	742	1.967	1.060	3.027
1985	1.264	1.140	2.404	1.834	4.238
TOTAL	7.243	3.864	11.107	3.510	14.617

7.5 Sistema Centro Norte: Tungurahua-Pastaza

Zona de influencia.—

- Area geográfica: Provincias del Tungurahua y cabecera cantonal de Puyo y Mera de la Provincia de Pastaza.
- Población a XII/1979: 349.400 habitantes
- Centros poblados más importantes: Ambato, Patate, Pelileo, Baños, Píllaro y Puyo.
- Administración del servicio eléctrico: Empresa Eléctrica Ambato S.A. en la Provincia de Tungurahua y Municipio de Puyo en el área correspondiente a la Provincia de Pastaza, a través de un contrato de administración del servicio eléctrico suscrito con la misma empresa.

Situación del mercado eléctrico a Dic./1979

Potencia instalada (*)	Total	12.78	MW
	Hidroeléctrico	3.43	MW
	Termoeléctrica	9.35	MW
— Energía generada		68.10	GWh
— Población servida		174.200	habitantes
— Indices de electrificación			
	Potencia instalada por habitante	37.0	W
	Energía generada por habitante	194.9	kWh
	Población servida	50.0	%

(*) . Potencia garantizada de servicio publico.

Programa básico de subtransmisión y distribución 1980-1985

Proyección de la demanda

<u>AÑO</u>	<u>ENERGIA GENERADA</u> (GWh)	<u>F.C.</u> (o/o)	<u>DEMANDA MAXIMA</u> (MW) (**)
1978	59.95	41.7	16.42
1979	68.08	41.8	18.59
1980	91.73	41.9	24.98
1981	101.00	42.0	27.47
1982	110.81	42.1	30.07
1983	121.84	42.2	32.98
1984	132.20	42.3	35.70
1985	145.19	42.2	39.23
1990	223.37	42.7	59.74

CRECIMIENTO (o/o) 11.6 (**)

11.4

— Programa de obras

— Generación local Termoeléctrica	1.85	MW
— Transformación	32.5	MVA
— Subtransmisión a 69 kV	107	km
— Distribución URBANA 7.748	7.748	abonados

Costo estimado

(Miles de dólares)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Total</u>
Ingeniería y Administración	137	1.353	1.490
Costos Directos	4.557	13.534	18.091
Generación	—	720	720
Subtransmisión	2.781	2.766	5.547
Distribución	495	1.443	1.938
Inv. Generales	193	1.084	1.277
Obras futuras por definir	1.088	7.521	8.609
Imprevistos	469	1.490	1.959
Subtotal	5.163	16.377	21.540
Escalamiento (***)	942	7.935	8.877
TOTAL	6.105	24.312	30.417

(**) Sin reserva

(**) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990

(***) Para Divisas 9% acumulativo anual

Para Moneda Local 15% acumulativo anual

— Presupuesto de Inversiones por Fases

(Miles de dólares)

<u>AÑOS</u>	<u>FASES</u>	<u>DIVISAS</u>	<u>M. LOCAL</u>	<u>SUBTOTAL</u>	<u>ESCALAM.</u>	<u>TOTAL</u>
1980-81	B	2.730	5.661	8.391	440	8.831
1982-83	C	1.409	4.149	5.558	2.103	7.661
1984-85	D	1.024	6.567	7.591	6.334	13.925
T O T A L		5.163	16.377	21.540	8.877	30.417

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de dólares)

<u>AÑOS</u>	<u>DIVISAS</u>	<u>M. LOCAL</u>	<u>SUBTOTAL</u>	<u>ESCALAM.</u>	<u>TOTAL</u>
1980	1.412	3.524	4.936	—	4.936
1981	1.318	2.137	3.455	440	3.895
1982	785	1.966	2.751	782	3.533
1983	624	2.183	2.807	1.321	4.128
1984	480	3.042	3.522	2.476	5.998
1985	544	3.525	4.069	3.858	7.927
TOTAL	5.163	16.377	21.540	8.877	30.417

7.6 Sistema.— Centro Norte: Area-Chimborazo

Zona de influencia

Area geográfica: Provincia del Chimborazo

- Población a XII/1979: 347.300 habitantes
- Centros poblados más importantes: Riobamba, Alausí y Guamote
- Administración del servicio eléctrico: Empresa Eléctrica Riobamba S.A., Sistema Eléctrico Alausí, Municipio de Colta en su jurisdicción.

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979

- Potencia Instalada (*)

Total	14.6	MW
Hidroeléctrica	10.0	MW
Termoeléctrica	4.6	MW
- Energía Generada

	68.1	GWh
--	------	-----
- Población servida

	71.200	habitantes
--	--------	------------
- Indices de electrificación

Potencia Instalada por hab.	42.0	W
Energía generalda por hab.	196.1	kWh
Población servida	20.5	o/o

(*) Potencia garantizada de servicio público.

TOMO I

Programa básico de subtransmisión y distribución — (1980–1985)

— Proyección de la demanda

<u>Año</u>	<u>Energía Generada</u> (GWh)	<u>F.C.</u> (%/o)	<u>Demanda Máxima (*)</u> (MW)
1978	62.5	58.0	12.3
1979	68.1	57.7	13.5
1980	74.4	57.8	14.7
1981	81.0	57.4	16.1
1982	88.1	57.1	17.6
1983	147.6	60.0	28.1
1984	156.6	60.0	29.8
1985	<u>165.5</u>	<u>59.8</u>	<u>31.6</u>
1990	225.2	59.1	43.5
Crecimiento (%)(**) 11.3			11.1

Programa de Obras

— Generación local: Hidroeléctrica	6.3	MW
— Transformación	20	MVA
— Subtransmisión: 69 kV	12	km
— Distribución: Urbana	3.365	abonados

Costo Estimado del Programa de Obras

(Miles de dólares)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Total</u>
— Ingeniería y Administración	250	1116	1366
— Costos Directos	8344	11155	19499
Generación	4345	4397	8742
Subtransmisión	699	225	924
Distribución	380	876	1256
Inv. generales	243	325	568
Obras futuras por definir	2677	5332	8009
— Imprevistos	860	1227	2087
— Subtotal	9454	13498	22952
— Escalamiento (*),	1977	6278	8255
— TOTAL	11431	19776	31207

(*) Sin reserva

(**) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990.

(*) Para Divisas 9% Acumulativo anual Para Moneda Local 15% Acumulativo anual

Presupuesto de Inversiones por fases

<u>Años</u>	<u>Fases</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>Total</u>
1980-81	B	5191	4889	10080	881	10961
1982-83	C	2096	4001	6097	2235	8332
1984-85	D	2167	4608	6775	5139	11914
TOTAL		9454	13498	22952	8255	31207

Calendario de Inversiones por Fases.—

(Miles de Dólares)

<u>Año</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980	493	1836	2329	—	2329
1981	4698	3053	7751	881	8632
1982	972	1835	2807	775	3582
1983	1124	2166	3390	1460	4750
1984	1007	2136	3143	2014	5157
1985	1160	2472	3632	3125	6757
TOTAL	9454	13498	22952	8255	31207

7.7 Sistema Centro-Norte: Area de Bolívar

— Zona de influencia

— Area geográfica: Provincia de Bolívar

— Población a XII/1979 1164.600 habitantes

— Centros poblados más importantes: Guaranda, San José de Chimbo, San Miguel de Bolívar, Chillanes, Echeandía y Caluma.

— Administración del servicio eléctrico: Empresa Eléctrica de Bolívar S.A.

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979

— Potencia instalada (*): Total	4.60	MW
Hidroeléctrica	0.60	MW
Termoeléctrica	4.00	MW
— Energía generada	8.22	GWh
— Población servida	33.200	habitantes
— Indices de electrificación		
Potencia instalada por habitante	27.9	W
Energía generada por habitante	49.9	kWh
Población servida	20.2	%

(*) Potencia garantizada de servicio público.

Programa Básico de Subtransmisión y Distribución (1980-1985)

— Proyección de la Demanda

<u>Año</u>	<u>Energía Generada</u> (GWh)	<u>F.C.</u> (%)	<u>Demanda Máxima (*)</u> (MW)
1978	6.86	39.2	2.00
1979	8.22	33.3	2.82
1980	9.31	33.4	3.18
1981	10.61	33.6	3.61
1982	12.12	33.7	4.11
1983	13.88	33.9	4.67
1984	15.90	34.0	5.34
1985	18.30	34.2	6.11
1990	37.77	35.0	12.32
Crecimiento (%) (**)	15.3		16.4

— Programa de Obras

— Generación local	Hidroeléctrica	0.9 MW
— Transformación		16.5 MVA
— Subtransmisión	69 kV	98 km
— Distribución	Urbana	2.144 abonados

— Costo estimado

(Miles de dólares)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>TOTAL</u>
— Ingeniería y Administración	59	311	370
— Costos Directos	1961	3115	5076
Generación	20	182	202
Subtransmisión	1413	1322	2735
Distribución	218	378	596
Inv. generales	57	91	148
Obras futuras por definir	253	1142	1395
— Imprevistos	202	343	545
— Subtotal	2222	3769	5991
— Escalamiento (*)	504	1650	2154
— TOTAL	2726	5419	8145

(*) Sin reserva

(**) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990.

(*) Para Divisas 9% Acumulativo anual
Para Moneda Local 15% Acumulativo anual

— Presupuesto de Inversiones por fases

<u>Años</u>	<u>Fases</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980-81	B	1216	1374	2590	228	2818
1982-83	C	245	1195	1440	509	1949
1984-85	D	761	1200	1961	1417	3378
TOTAL		2222	3769	5991	2154	8145

— Calendario de Inversiones por fases

(Miles de dólares)

<u>Año</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980	183	472	655	—	655
1981	1033	902	1935	228	2163
1982	164	852	1016	306	1322
1983	81	343	424	203	627
1984	425	580	1005	609	1614
1985	336	620	956	808	1764
TOTAL	2222	3769	5091	2144	8145

7.8 Sistema Centro-Sur:

Zona de influencia

- Area geográfica: Provincias de Cañar y Azuay
- Población a XII/1979: 591300 habitantes
- Centros poblados más importantes: Cuenca, Azogues, Girón, Gualaceo, Sigsig, Biblián y Cañar.
- Administración del Servicio Eléctrico: Empresa Eléctrica Centro-Sur (**)

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979

— Potencia Instalada (*):	Total	29.93 MW
	Hidroeléctrica	14.93 MW
	Termoeléctrica	15.00 MW
— Energía generada		136.9 GWh
— Población servida		216400 habitantes
— Indices de electrificación		
	Potencia instalada por habitante	50.6 W
	Energía generada por habitante	231.5 kWh
	Población servida	36.6 %

(*) Potencia garantizada de servicio público.

(**) Empresa Eléctrica en formación con la integración de las Empresas Eléctricas Cuenca y Azogues, así como con el Sistema Eléctrico INECEL-Gualaceo y varios Municipios.

Programa Básico de Subtransmisión y Distribución (1980-1985)— Proyección de la Demanda

<u>Año</u>	<u>Energía Generada</u> (GWh)	<u>F.C.</u> (%)	<u>Demanda Máxima (*)</u> (MW)
1978	112.3	45.1	28.4
1979	136.9	44.5	35.1
1980	162.1	44.1	42.0
1981	237.0	45.2	59.8
1982	257.4	45.2	65.0
1983	275.5	45.4	69.2
1984	296.9	46.2	73.4
1985	318.0	46.4	78.3
1990	445.8	47.4	107.3
Crecimiento (%) (**)	12.2		11.7

— Programa de Obras

— Generación local	Hidroeléctrica	24.0	MW
	Termoeléctrica	30.0	MW
— Transformación		131.2	MVA
— Subtransmisión	69 kV	95	km
— Distribución	Urbana	13034	abonados

— Costo Estimado del Programa de Obras

(Miles de Dólares)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>TOTAL</u>
— Ingeniería y Administración	1065	2558	3623
— Costos Directos	35488	25583	61071
Generación	16046	13967	30013
Subtransmisión	3010	1092	4102
Distribución	762	1344	2106
Inv. Generales	1360	745	2105
Obras futuras por definir	14310	8435	22745
— Imprevistos	3655	2815	6470
— Subtotal	40208	30956	71164
— Escalamiento (*)	7841	12272	20113
— TOTAL	48049	43228	91277

(*) Sin reserva

(**) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990

(*) Para Divisas 9% Acumulativo anual Para Moneda Local 15% Acumulativo anual

— Presupuesto de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Años</u>	<u>Fases</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980-81	B	21792	11587	33379	1602	34981
1982-83	C	6540	11556	18096	5867	23963
1984-85	D	11876	7813	19689	12644	32333
TOTAL		40208	30956	71164	20113	91277

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Año</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980	16066	4338	20404	—	20404
1981	5726	7249	12975	1602	14577
1982	2826	8972	11798	3425	15223
1983	3714	2584	6298	2442	8740
1984	5494	3642	9136	4989	14125
1985	6382	4171	10553	7655	18208
TOTAL	40208	30956	71164	20113	91277

7.9 Sistema Sur

Zona de Influencia:

- Area Geográfica: Provincia de Loja y Cantón Zamora de la Provincia de Zamora-Chinchipec.
- Población a XII/1979: 452600 habitantes
- Centros poblados más importantes: Loja, Catamayo, Macará y Zamora.
- Administración del servicio eléctrico: Empresa Eléctrica Regional del Sur.

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979

— Potencia Instalada (*):	Total	13.50	MW
	Hidroeléctrica	2.00	MW
	Termoeléctrica	11.50	MW
— Energía Generada		32.20	GWh
— Población servida		84200	habitantes
— Índices de electrificación			
	Potencia Instalada por habitante	29.8	W
	Energía generada por habitante	71.1	kWh
	Población servida	18.6	%

(*) | Potencia garantizada de servicio público.

Programa Básico de Subtransmisión y Distribución (1980-1985)— Proyección de la Demanda

<u>Año</u>	<u>Energía Generada</u> (GWh)	<u>F.C.</u> (%)	<u>Demanda Máxima (*)</u> (MW)
1978	28.7	42.0	7.8
1979	32.2	42.1	8.7
1980	36.3	42.2	9.8
1981	41.4	42.2	11.2
1982	46.8	42.3	12.6
1983	52.7	42.4	14.2
1984	60.3	42.5	16.2
1985	68.8	42.6	18.4
1990	134.8	43.0	35.8
Crecimiento (%) (**)	13.8		13.5

— Programa de Obras

— Generación local	Termoeléctrica	2.5	MW
— Transformación		35.3	MVA
— Subtransmisión		—	
— Distribución	Urbana	5.452	abonados

— Costo Estimado del Programa de Obras

(Miles de Dólares)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>TOTAL</u>
— Ingeniería y Administración	115	192	307
— Costos Directos	3827	1921	5748
Generación	2490	306	2796
Subtransmisión	260	134	394
Distribución	667	895	1562
Inv. Generales	111	160	271
Obras futuras por definir	299	426	725
— Imprevistos	394	211	605
— Subtotal	4336	2324	6660
— Escalamiento (*)	659	1008	1667
— TOTAL	4995	3332	8327

(*) Sin reserva

(**) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990

(*) Para Divisas, 9% Acumulativo anual Para Moneda Local 15% Acumulativo anual

— Presupuesto de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Años</u>	<u>Fases</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980-81	B	2303	799	3102	151	3253
1982-83	C	1526	789	3215	623	2938
1984-85	D	507	736	1243	893	2136
TOTAL		4336	2324	6660	1667	8327

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Año</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam</u>	<u>TOTAL</u>
1980	1105	515	1620	—	1620
1981	1198	284	1482	151	1633
1982	1318	490	1808	406	2214
1983	208	299	507	217	724
1984	245	354	599	366	965
1985	262	382	644	527	1171
TOTAL	4336	2324	6660	1667	8327

7.10 Sistema Esmeraldas

Zona de Influencia

Area Geográfica: Provincia de Esmeraldas

- Población a XII/1979: 266200 habitantes.
- Centros poblados más importantes: Esmeraldas, Quinindé, San Lorenzo, Atacames.
- Administración del Servicio Eléctrico: Empresa Eléctrica Esmeraldas y Municipios de Esmeraldas y Muisne.

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979

— Potencia Instalada (*):	Total	12.86	MW
	Hidroeléctrica	0.00	MW
	Termoeléctrica	12.86	MW
— Energía Generada		97.6	GWh
— Población Servida		56700	habitantes
— Indices de Electrificación			
	Potencia Instalada por habitante	48.3	W
	Energía Generada por habitante	366.6	kWh
	Población Servida	21.3	%

(*) Potencia garantizada de servicio público.

Programa Básico de Subtransmisión y Distribución (1980-1985)— Proyección de la Demanda

<u>Año</u>	<u>Energía Generada</u> (GWh)	<u>F.C.</u> (%)	<u>Demanda Máxima (*)</u> (MW)
1978	92.0	49.8	21.1
1979	97.6	48.2	23.1
1980	103.3	48.3	24.4
1981	109.7	48.5	25.8
1982	116.9	48.5	27.5
1983	124.3	48.6	29.2
1984	132.6	48.7	31.1
1985	142.1	48.7	33.1
1990	205.6	48.7	48.2
Crecimiento (%) (**)	6.9		7.1

— Programa de Obras

— Generación Local: Termoeléctrica		8.0	MW
— Transformación		45.6	MVA
— Subtransmisión	69 kV	278.5	km
— Distribución:	Urbana	10.549	abonados

— Costo Estimado del Programa de Obras

(Miles de Dólares)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>TOTAL</u>
— Ingeniería y Administración	124	758	882
— Costos Directos	4129	7576	11705
Generación	518	615	1133
Subtransmisión	2698	3199	5897
Distribución	639	959	1598
Inv. Generales	256	260	516
Obras futuras por definirse	18	2543	2561
— Imprevistos	424	833	1257
— Subtotal	4677	9167	13844
— Escalamiento(*)	669	3877	4546
— TOTAL	5346	13044	18390

(*) Sin reserva

(**) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990.

(*) Para Divisas 9% Acumulativo anual
Para Moneda Local 15% Acumulativo anual

— Presupuesto de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Años</u>	<u>Fases</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980-81	B	2531	3299	5830	409	6239
1982-83	C	1894	3415	5309	1837	7146
1984-85	D	252	2453	2705	2300	5005
TOTAL		4677	9167	13844	4546	18390

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Año</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980	1213	1368	2581	—	2581
1981	1318	1931	3249	409	3658
1982	1211	1873	3084	832	3916
1983	683	1542	2225	1005	3230
1984	124	1146	1270	909	2179
1985	128	1307	1435	1391	2826
TOTAL	4677	9167	13844	4546	18390

7.11 Sistema Manabí

Zona de Influencia

- Area Geográfica: Provincia de Manabí, excepto la cabecera cantonal de El Carmen.
- Población a XII/79: 934.700 habitantes.
- Centros poblados más importantes: Portoviejo, Manta, Chone, Calceta, Bahía, etc.
- Administración del Servicio Eléctrico: Sistema Eléctrico Regional de Manabí.

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979

— Potencia Instalada (*):	Total	23.50 MW
	Hidroeléctrica	0.0 MW
	Termoeléctrica	23.50 MW
— Energía Generada		146 GWh
— Población Servida		215000 habitantes

Índice de Electrificación

Potencia Instalada por habitante	25.1 W
Energía Generada por habitante	156.2 kWh
Población Servida	23.0 %

(*) Potencia garantizada de servicio público.

Programa Básico de Subtransmisión y Distribución (1980-1985)Proyección de la Demanda

<u>Año</u>	<u>Energía Generada</u> (GWh)	<u>F.C.</u> (%)	<u>Demanda Máxima (*)</u> (MW)
1978	110.2	50.5	24.9
1979	146.3	50.6	33.0
1980	185.9	50.7	41.8
1981	219.9	50.9	49.3
1982	249.2	51.0	55.8
1983	276.9	51.1	61.9
1984	309.1	51.2	68.9
1985	340.5	51.4	75.6
1990	554.9	52.0	121.8
Crecimiento (‰) (**)	14.4	—	14.1

— Programa de Obras

— Generación Local: Termoeléctrica	12.50 MW
— Transformación	30.75 MVA
— Subtransmisión 69 kV	91.00 km
— Distribución: Urbana	22223 abonados

— Costo Estimado del Programa de Obras

(Miles de Dólares)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>TOTAL</u>
— Ingeniería y Administración	112	910	1022
— Costos Directos	4103	9105	13208
Generación	1014	100	1114
Subtransmisión	1175	1501	2676
Distribución	1294	2166	3460
Inv. Generales	620	2609	3229
Obras futuras por definirse	—	2729	2729
— Imprevistos	—	1002	1002
— Subtotal	4215	11017	15232
— Escalamiento (***)	734	4861	5595
— TOTAL	4949	15878	20827

(*) Sin reserva

(**) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990.

(***) Para Divisas 9‰ Acumulativo anual

Para Moneda Local 15‰ Acumulativo anual

— Presupuesto de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Años</u>	<u>Fases</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980-81	B	1783	3868	5651	254	5905
1982-83	C	1783	3695	5478	1969	7447
1984-85	D	649	3454	4103	3372	7475
TOTAL		4215	11017	15232	5595	20827

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Año</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980	1719	2216	3935	—	3935
1981	64	1652	1716	254	1970
1982	1005	1888	2893	798	3691
1983	778	1807	2585	1171	3756
1984	325	1641	1966	1363	3329
1985	324	1813	2137	2009	4146
TOTAL	4215	11017	15232	5595	20827

7.12 Sistema Guayas-Los Ríos.— Area: Guayaquil

Zona de Influencia.—

Area Geográfica: Ciudad de Guayaquil y Parroquias de Chongón y Pascuales de la Provincia del Guayas.

- Población a XII/1979: 1'087200 habitantes
- Centros poblados más importantes: Guayaquil
- Administración del Servicio Eléctrico: Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. (EMELEC).

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979 (**)

— Potencia Instalada (*)	Total	174.16	MW
	Hidroeléctrica	0.00	MW
	Termoeléctrica	174.16	MW
— Energía Generada		1073.4	GWh
— Población Servida		858900	habitantes
— Índice de Electrificación			
	Potencia Instalada por habitante	160.20	W
	Energía Generada por habitante	987.31	kWh
	Población Servida	79.00	%

(*) Potencia garantizada de servicio público.

(**) Guayaquil recibe energía del Sistema Nacional Interconectado desde 1977.

Programa Básico de Subtransmisión y Distribución (1980-1985)

— Proyección de la Demanda

<u>Año</u>	<u>Energía Generada</u> (GWh)	<u>F.C.</u> (%)	<u>Demanda Máxima (*)</u> (MW)
1978	975.1	57.0	195.3
1979	1073.4	53.6	228.6
1980	1195.5	53.7	254.1
1981	1337.8	53.7	284.4
1982	1494.6	53.8	317.1
1983	1654.3	53.9	350.4
1984	1828.7	54.0	386.6
1985	2016.1	54.1	425.4
1990	3217.9	54.1	679.0
Crecimiento (%) (**)	10.5		10.9

— Programas de Obras

—	Generación Local	
—	Transformación	592 MVA
—	Subtransmisión	138 kV 69 kV
		27 km 19.4 km
—	Distribución: Urbana	72.600 abonados

Costo Estimado del Programa de Obras

(Miles de Dólares)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>TOTAL</u>	
—	Ingeniería y Administración	715	1958	2673
—	Costos Directos	23830	19577	43407
	Generación	—	—	—
	Subtransmisión	15318	6497	21815
	Distribución	7448	11627	19075
	Inv. Generales	694	582	1276
	Obras futuras por definir	370	871	1241
—	Imprevistos	2455	2154	4609
—	Subtotal	27000	23689	50689
—	Escalamiento (***)	6228	10194	16422
—	TOTAL	33228	33883	67111

(*) Sin reserva

(**) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990.

(*) Para Divisas 9% Acumulativo anual Para Moneda Local 15% Acumulativo anual

— Presupuesto de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Años</u>	<u>Fases</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980-81	B	6935	7792	14727	1000	15727
1982-83	C	14486	9439	23925	6785	30710
1984-85	D	5579	6458	12037	8637	20674
TOTAL		27000	23689	50689	16422	67111

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Año</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980	3042	3456	6498	—	6498
1981	3893	4336	8229	1000	9229
1982	11127	6132	17259	4971	21330
1983	3359	3307	6666	2714	9380
1984	1661	2624	4285	2649	6934
1985	3918	3835	7752	5988	13740
TOTAL	27000	23689	50689	16422	67111

7.13 Sistema Guayas-Los Ríos: Area Salinas-Santa Elena

Zona de Influencia

Area Geográfica: Península de Santa Elena

- Población a XII/1979: 172900 habitantes
- Centros poblados más importantes: La Libertad, Salinas, Playas, Santa Elena.
- Administración del Servicio Eléctrico: Empresa Eléctrica de Santa Elena S.A.

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979

— Potencia Instalada (*):	Total	13.43	MW
	Hidroeléctrica	0.00	MW
	Termoeléctrica	13.43	MW
— Energía Generada		61.60	GWh
— Población Servida		77800	habitantes
— Indices de Electrificación:			
	Potencia Instalada por habitante	77.67	W
	Energía Generada por habitante	356.28	kWh
	Población Servida	45.0	%

() Potencia garantizada de servicio público.

Programa Básico de Subtransmisión y Distribución (1980-1985)

Proyección de la Demanda

<u>Año</u>	<u>Energía Generada</u> (GWh)	<u>F.C.</u> (%)	<u>Demanda Máxima (*)</u> (MW)
1978	57.2	43.3	15.1
1979	61.6	43.0	16.4
1980	66.2	42.7	17.7
1981	71.5	42.5	19.2
1982	77.7	42.2	21.0
1983	83.5	41.9	22.7
1984	90.2	41.6	24.8
1985	97.2	41.3	26.9
1990	144.4	40.0	41.2
Crecimiento(%) (**)	8.0	—	8.7

— Programa de Obras

— Generación local:	Termoeléctrica	8.88 MW
— Transformación		51.25 MVA
— Subtransmisión	69 kV	128 km
— Distribución:	Urbana	6417 abonados

— Costo Estimado

	(Miles de Dólares)		
	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>TOTAL</u>
— Ingeniería y Administ.	121	735	856
— Costos Directos	4040	7352	11392
Generación	—	583	583
Subtransmisión	2773	2323	5096
Distribución	638	957	1595
Inv. Generales	346	624	970
Obras futuras por definir	283	2865	3148
— Imprevistos	416	809	1225
— Subtotal	4577	8896	13473
— Escalamiento (***)	880	4059	4939
— TOTAL	5457	12955	18412

(*) Sin reserva

(**) Tasa de crecimiento anual para el período 1978-1990.

(***) Para Divisas 9% Acumulativo anual Para Moneda Local 15% Acumulativo anual

— Presupuesto de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Años</u>	<u>Fases</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980-81	B	1879	3228	5107	388	5495
1982-83	C	2032	2763	4795	1706	6501
1984-85	D	666	2905	3571	2845	6416
TOTAL		4577	8896	13473	4939	18412

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Año</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980	977	1182	2159	—	2159
1981	902	2046	2948	388	3336
1982	943	1161	2104	551	2655
1983	1089	1602	2691	1155	3846
1984	456	1504	1960	1315	3275
1985	210	1401	1611	1530	3141
TOTAL	4577	8896	13473	4939	18412

7.14 Sistema Guayas-Los Ríos: Area Milagro-Naranjal

Zona de Influencia

- Area Geográfica: Cantones Milagro, Naranjal y Naranjito de la Provincia del Guayas; y las poblaciones de La Troncal, Cochancay y Manuel J. Calle de la Provincia del Cañar.
- Población a XII/1979: 293700 habitantes
- Centros poblados más importantes: Milagro, Naranjal, El Triunfo, Yaguachi y Naranjito.
- Administración del Servicio Eléctrico: Empresa Eléctrica Milagro S.A.

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979

— Potencia Instalada (*):	Total	12.7	MW
	Hidroeléctrica	0.0	MW
	Termoeléctrica	12.7	MW
— Energía Generada		99.2	GWh
— Población Servida		69000	habitantes
— Índice de Electrificación			
	Potencia Instalada por habitante	43.2	W
	Energía Generada por habitante	337.8	kWh
	Población Servida	23.5	%

(*) Potencia garantizada de servicio público.

Programa Básico de Subtransmisión y Distribución (1980-1985)— Proyección de la Demanda

<u>Año</u>	<u>Energía Generada</u> (GWh)	<u>F.C.</u> (%)	<u>Demanda Máxima (*)</u> (MW)
1978	88.7	46.0	22.0
1979	99.2	42.9	26.4
1980	110.8	45.2	28.0
1981	137.7	47.5	33.1
1982	146.1	47.8	34.9
1983	186.7	49.0	43.5
1984	197.3	49.2	45.3
1985	208.9	49.5	48.2
1990	290.7	50.4	65.8
Crecimiento (%) (**)	10.4		9.6

— Programa de Obras

— Generación Local	Termoeléctrica	15 MW
— Transformación		20 MVA
— Subtransmisión	69 kV	104 km
— Distribución	Urbana	15.154 abonados

— Costo Estimado

(Miles de Dólares)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>TOTAL</u>
— Ingeniería y Administración	144	717	861
— Costos Directos	4805	7174	11979
Generación	960	337	1297
Subtransmisión	1268	1240	2508
Distribución	968	1452	2420
Inv. Generales	350	676	1026
Obras Futuras por definir	1259	3469	4728
— Imprevistos	495	790	1285
— Subtotal	5444	8681	14125
— Escalamiento (***)	1017	4187	5204
— TOTAL	6461	12868	19329

(*) Sin reserva

(**) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990.

(***) Para Divisas 9% Acumulativo anual

Para Moneda Local 15% Acumulativo anual

— Presupuesto de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Años</u>	<u>Fases</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980-81	B	2769	3061	5830	272	6102
1982-83	C	1323	2243'	3566	1284	4850
1984-85	D	1352	3377	4729	3648	8377
TOTAL		5444	8681	14125	5204	19329

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Año</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980	2180	1598	3778	—	3778
1981	589	1463	2052	272	2324
1982	685	1014	1699	456	2155
1983	638	1229	1867	828	2695
1984	637	1578	2215	1444	3659
1985	715	1799	2514	2204	4718
TOTAL	5444	8681	14125	5204	19329

7.15 Sistema Guayas-Los Ríos: Area: Durán-Daule-Balzar

Zona de Influencia

- Area Geográfica: Cantones: Daule, Balzar, Samborondón, Urbina Jado y Guayaquil (Durán) de la Provincia del Guayas.
- Población a XII/1979: 312200 habitantes
- Centros poblados más importantes: Durán, Daule, Balzar y Samborondón.
- Administración del Servicio Eléctrico: INECEL

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979

— Potencia Instalada (*)	Total	3.0 MW
	Hydroeléctrica	0.0 MW
	Termoeléctrica	3.0 MW
— Energía Generada		44.2 GWh (**)
— Población Servida		643000 habitantes
— Indices de Electrificación		
	Potencia Instalada por habitante	9.6 W
	Energía Generada por habitante	141.6 kWh
	Población Servida	20.6 %

(*) Potencia garantizada de servicio público.

(**) INECEL compra energía a EMELEC para suministrar el servicio a esta área.

Programa Básico de Subtransmisión y Distribución (1980-1985)— Proyección de la Demanda

<u>Año</u>	<u>Energía Generada</u> (GWh)	<u>F.C.</u> (%)	<u>Demanda Máxima (*)</u> (MW)
1978	38.6	45.5	9.7
1979	44.2	45.5	11.1
1980	50.5	45.5	12.7
1981	57.5	45.6	14.4
1982	64.8	45.6	16.2
1983	72.7	45.7	18.2
1984	81.5	45.7	20.4
1985	91.0	45.8	22.7
1990	160.2	46.0	39.8
Crecimiento (%) (**)	12.6	—	12.5

— Programa de Obras

— Generación Local		—
— Transformación		20.0 MVA
— Subtransmisión	69 kV	105 km
— Distribución	Urbana	8836 abonados

— Costo Estimado

(Miles de Dólares)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>TOTAL</u>
— Ingeniería y Administración	79	316	395
— Costos Directos	2648	3159	5807
Generación	—	—	—
Subtransmisión	1558	1727	3285
Distribución	400	750	1150
Inv. Generales	77	92	169
Obras futuras por definir	613	590	1203
— Imprevistos	273	348	621
— Subtotal	3000	3823	6823
— Escalamiento (***)	692	1539	2231
— TOTAL	3692	5362	9054

(*) Sin reserva

(**) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990.

(***) Para Divisas 9% Acumulativo anual

Para Moneda Local 15% Acumulativo anual

— Presupuesto de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Años</u>	<u>Fases</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1981-81	B	951	1379	2330	172	2502
1982-83	C	1359	1606	2965	987	3952
1984-85	D	690	838	1528	1072	2600
TOTAL		3000	3823	6823	2231	9054

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

<u>Año</u>	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Subtotal</u>	<u>Escalam.</u>	<u>TOTAL</u>
1980	429	547	976	—	976
1981	522	832	1354	172	1526
1982	800	828	1628	417	2045
1983	559	778	1337	570	1907
1984	328	402	730	436	1166
1985	362	436	798	636	1434
TOTAL	3000	3823	6823	2231	9054

7.16 Sistema Guayas-Los Ríos: Area: Babahoyo-Quevedo

Zona de Influencia

- Area Geográfica. Provincia de Los Ríos
- Población a XII/1979 : 571000 habitantes
- Centros poblados más importantes: Babahoyo, Quevedo, Ventanas y Vincas.
- Administración del Servicio Eléctrico: Empresa Eléctrica Los Ríos S.A. y Sistema Eléctrico INECEL-Quevedo.

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979

— Potencia Instalada (*):	Total	20.3	MW
	Hidroeléctrica	0.0	MW
	Termoeléctrica	20.3	MW
— Energía Generada		57.6	Wh
— Población Servida		84600	habitantes
— Indices de Electrificación			
	Potencia Instalada por habitante	35.6	W
	Energía Generada por habitante	100.9	kWh
	Población Servida	14.8	%

(*) Potencia garantizada de servicio público.

Programa Básico de Subtransmisión y Distribución (1980-1985)- Proyección de la Demanda

<u>Año</u>	<u>Energía Generada</u> (GWh)	<u>F.C.</u> (%)	<u>Demanda Máxima (*)</u> (MW)
1978	51.3	44.4	13.8
1979	57.6	44.4	14.8
1980	72.1	43.8	18.8
1981	81.1	43.9	21.1
1982	120.6	44.7	30.8
1983	132.8	44.9	33.8
1984	146.5	45.0	37.2
1985	162.0	45.0	41.1
1990	291.1	45.4	73.2
Crecimiento (%) (**)	15.6	—	15.3

- Programa de Obras

— Generación Local	Termoeléctrica	5.00 MW
— Transformación		64.73 MVA
— Subtransmisión	69 kV	227.00 km
— Distribución	Urbana	9572 abonados

- Costo Estimado

(Miles de Dólares)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>TOTAL</u>
— Ingeniería y Administración	202	766	968
— Costos Directos	6748	7663	14411
Generación	1258	903	2161
Subtransmisión	3319	2747	6066
Distribución	645	1118	1763
Inv. Generales	376	223	599
Obras futuras por definir	1150	2672	3822
— Imprevistos	695	843	1538
— Subtotal	7645	9272	16917
— Escalamiento (***)	1309	4094	5403
— TOTAL	8954	13366	22320

(*) Sin reserva

(**) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990.

(***) Para Divisas 9% Acumulativo anual
Para Moneda Local 15% Acumulativo anual

— Presupuesto de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

Años	Fases	Divisas	M. Local	Subtotal	Escalam.	TOTAL
1980-81	B	3961	3321	7282	397	7679
1982-83	C	2323	3108	5431	1865	7296
1984-85	D	1361	2843	4204	3141	7345
TOTAL		7645	9272	16917	5403	22320

— Calendario de inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

Año	Divisas	M. Local	Subtotal	Escalam.	TOTAL
1980	2654	1463	4117	—	4117
1981	1307	1858	3165	397	3562
1982	1240	1548	2788	732	3520
1983	1083	1560	2643	1133	3776
1984	748	1418	2166	1370	3536
1985	613	1425	2038	1771	3809
TOTAL	7645	9272	16917	5403	22320

7.17 Sistema El Oro

Zona de Influencia

- Area Geográfica: Provincia de El Oro.
- Población total a XII/1979 342700 habitantes
- Centros poblados más importantes: Machala, Santa Rosa, Pasaje, Zaruma, Piñas, y El Guabo.
- Administración del Servicio Eléctrico: Empresa Eléctrica El Oro S.A. y Municipios de Piñas y Zaruma.

Situación del Mercado Eléctrico a Dic/1979

— Potencia Instalada (*):	Total	19.87	MW
	Hidroeléctrica	0.00	MW
	Termoeléctrica	19.87	MW
— Energía Generada		68.90	GWh
— Población Servida		115800	habitantes
— Indices de Electrificación			
	Potencia Instalada por habitante	57.98	W
	Energía Generada por habitante	201.05	kWh
	Población Servida	33.80	%

(*) Potencia garantizada de servicio público.

Programa Básico de Subtransmisión y Distribución (1980-1985)— Proyección de la Demanda

<u>Año</u>	<u>Energía Generada</u> (GWh)	<u>F.C.</u> (%)	<u>Demanda Máxima (*)</u> (MW)
1978	60.2	46.2	14.8
1979	68.9	46.1	17.1
1980	78.4	46.0	19.4
1981	87.9	45.9	21.9
1982	97.8	45.8	24.4
1983	323.3(***)	34.4	107.2
1984	550.1	56.9	110.3
1985	565.8	56.8	113.7
1990	668.3	56.0	136.3
Crecimiento (%) (**)	22.2		20.3

— Programa de Obras

— Generación Local:	Termoeléctrica	18.18	MW
— Transformación		57.50	MVA
— Subtransmisión	69 kV	146	km
— Distribución	Urbana	9150	abonados

— Costo Estimado

	(Miles de Dólares)		
	Divisas	M. Local	TOTAL
— Ingeniería y Administración	890	1081	1971
— Costos Directos	29656	10814	40470
Generación	7436	1144	8580
Subtransmisión	7664	1544	9208
Distribución	664	957	1621
Inv. Generales	1148	1501	2649
Obras futuras por definir	12744	5668	18412
— Imprevistos	3054	1190	4244
— Subtotal	33600	13085	46685
— Escalamiento (****)	7110	6188	13298
— TOTAL	40710	19273	59983

(*) Sin reserva

(**) Tasa de crecimiento acumulativo anual para el período 1978-1990.

(***) Integración de ECUASIDER 80 MW.

(****) Para Divisas 9% Acumulativo anual Para Moneda Local 15% Acumulativo anual

— Presupuesto de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

Años	Fases	Divisas	M. Local	Subtotal	Escalam.	TOTAL
1980-81	B	17944	4363	22307	1064	23371
1982-83	C	5728	3639	9367	2947	12314
1984-85		9928	5083	15011	9287	24298
TOTAL		33600	13085	46685	13298	59983

— Calendario de Inversiones por Fases

(Miles de Dólares)

Año	Divisas	M. Local	Subtotal	Escalam.	TOTAL
1980	7662	3438	11100	—	11100
1981	10282	925	11207	1064	12271
1982	2519	1863	4382	1075	5457
1983	3209	1776	4985	1872	6857
1984	4588	2356	6944	3653	10597
1985	5340	2727	8067	5634	13701
TOTAL	33600	13085	46685	13298	59983

SITUACION DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS

A Diciembre de 1979

	Potencia Eléctr. Garantiz. (MW)			Demanda de Energ. Grda. (GWh)	Población Serv.	
	Hidrául.	Térm.	Total		Miles h.	%
NORTE	10.59	6.28	16.87	58.4	172.2	38.5
PICHINCHA	64.61	54.60	119.21	835.3	864.9	66.7
QUITO	64.61	49.50	114.11	806.7	816.3	74.9
STO. DOMINGO	—	5.10	5.10	28.6	48.6	23.2
CENTRO NORTE	17.53	19.18	36.71	180.5	333.3	29.4
COTOPAXI	3.50	1.10	4.60	36.1	54.2	19.9
TUNGURAHUA-PASTAZA	3.43	9.48	12.91	68.1	174.7	50.0
CHIMBORAZO	10.00	4.60	14.60	68.1	71.2	20.5
BOLIVAR	0.60	4.00	4.60	8.2	33.2	20.2
CENTRO SUR	14.90	17.10	32.00	136.9	216.4	36.6
SUR	2.00	11.50	13.50	32.2	84.2	18.6
ESMERALDAS	—	9.50	9.50	97.6	56.7	21.3
MANABI	—	35.10	35.10	146.3	215.0	23.0
GUAYAS-LOS RIOS	—	227.99	227.99	1336.0	1154.5	47.2
GUAYAQUIL	—	178.56	178.56	1073.4	858.9	79.0
BABAHOYO-QUEVEDO	—	20.30	20.30	57.6	84.5	14.8
SALINAS-STA. ELENA	—	13.43	13.43	61.6	77.8	45.0
MILAGRO-NARANJAL	—	12.70	12.70	99.2	69.0	23.5
DAULE-DURAN	—	3.00	3.00	44.2	64.3	20.6
EL ORO	—	19.87	19.87	68.9	115.8	33.8
AUTO PRODUCTORES (*)	8.52	40.00	48.52	—	—	—
TOTAL	118.15	441.12	559.27	2892.1	3213.0	40.5

(*) Potencia que cubre demanda de autoprodutores.

PROGRAMA DE OBRAS

Período 1980-1985

	Generación (MW)		Transformación (MVA)	Subtransmisión (km)				Distribución Urbana (Ab.)
	Hidrául.	Térmica.		138kV	69kV	46kV	34.5kV	
Norte	3.50	0.75	69.75	—	62.0	—	52.0	7225
Quito	—	34.00	429.00	40	—	56.9	—	30300
Sto. Domingo	—	7.50	37.50	—	155.0	—	—	7440
Cotopaxi	5.20	—	20.00	—	60.0	—	—	3827
Tung. Pastaza	—	1.85	32.50	—	107.0	—	—	7748
Chimborazo	6.30	—	20.00	—	12.0	—	—	3365
Bolívar	0.90	—	16.50	—	98.0	—	—	2114
Centro-Sur	24.00	30.00	131.20	—	95.0	—	—	13034
Sur	—	2.50	35.30	—	—	—	—	5452
Esmeraldas	—	8.00	45.60	—	278.5	—	—	10546
Manabí	—	12.50	30.75	—	91.0	—	—	22223
Guayaquil	—	—	592.00	27	19.4	—	—	72600
Sal.-Sta. Elena	—	8.88	51.25	—	128.0	—	—	6417
Mil.-Naranjal	—	15.00	20.00	—	104.0	—	—	15154
Daule-Durán	—	—	20.00	—	105.0	—	—	8836
Bab.-Quevedo	—	5.00	64.73	—	227.0	—	—	9572
El Oro	—	18.18	57.50	—	146.0	—	—	9150
TOTAL	39.90	144.16	1673.60	67	1687.9	56.9	52.0	235003

COSTOS DIRECTOS DEL PROGRAMA DE OBRAS (*)
PERIODO 1980-1985
(Miles de Dólares)

SISTEMA	GENERACION		TRANSFORMACION y SUBTRANSMISION		DISTRIBUCION		INVERSIONES GENERALES		OBRAS POR DEFINIR		T O T A L COSTOS DIRECTOS		T O T
	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	
Norte	3972	2736	3386	1626	465	699	292	273	1906	4040	10021	9374	19
Quito	13516	5950	8085	4462	4221	6626	1137	2090	3423	1910	30382	21038	51
Sto. Domingo.	1940	180	2955	2346	609	514	224	154	1977	487	7705	3681	11
Cotopaxi	3000	610	1123	1016	170	425	186	93	1914	1049	6393	3193	9
Tung.-Pastaza	—	720	2781	2766	495	1443	193	1084	1088	7521	4557	13534	18
Chimborazo	4345	4397	699	225	380	876	243	325	2677	5332	8344	11155	19
Bolívar	20	182	1413	1322	218	378	57	91	253	1142	1961	3115	5
Centro Sur	16046	13967	3010	1092	762	1344	1360	745	14310	8435	35488	25583	61
Sur	2490	306	260	134	667	895	111	160	299	426	3827	1921	5
Esmeraldas	518	615	2698	3199	639	959	256	260	18	2543	4129	7516	11
Manabí	1014	100	1175	1501	1294	2166	620	2609	—	2729	4103	9105	13
Guayaquil	—	—	15318	6497	7448	11627	694	582	370	871	23830	19577	43
Sal. Sta. Ele.	—	583	2773	2323	638	957	346	624	283	2865	4040	7352	11
Mil. Naran.	960	337	1268	1240	968	1452	350	676	1259	3469	4805	7174	11
Daule-Durán	—	—	1558	1727	400	750	77	92	613	590	2648	3159	5
Bab. Quev.	1258	903	3319	2747	645	1118	376	223	1150	2672	6748	7663	14
El Oro	7436	1144	7664	1544	664	957	1148	1501	12744	5668	29656	10814	40
TOTAL	56515	32730	59485	35767	20683	33186	7670	11582	44284	51749	188637	165014	353

(*) No incluye electrificación rural, ni Oriente y Galápagos.

COSTO ESTIMADO TOTAL DEL PROGRAMA DE OBRAS
PERIODO 1980-1985
(Miles de Dólares)

SISTEMA	INGENIERIA Y ADMINISTRACION		COSTOS DIRECTOS		IMPREVISTOS		SUB TOTAL		ESCALAMIENTO		T O T A L		T O T A L
	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	
Norte	301	937	10021	9374	1032	1031	11354	11342	2302	5351	13656	16693	30349
Quito	1171	1548	30382	21038	4021	1702	35574	24288	5134	8989	40708	33277	73985
Sto. Domingo.	231	368	7705	3681	794	405	8730	4454	1604	1667	10334	6121	16455
Cotopaxi	192	319	6393	3193	658	352	7243	3864	1475	2035	8718	5899	14617
Tung.-Pastaza	137	1353	4557	13534	469	1490	5163	16377	942	7935	6105	24312	30417
Chimborazo	250	1116	8344	11155	860	1227	9454	13498	1977	6278	11431	19776	31207
Bolívar	59	311	1961	3115	202	343	2222	3769	504	1650	2726	5419	8145
Centro Sur	1065	2558	35488	25583	3655	2815	40208	30956	7841	12272	48049	43228	91277
Sur	115	192	3827	1921	394	211	4336	2324	659	1008	4995	3332	8327
Esmeraldas	124	758	4129	7576	424	833	4677	9167	669	3877	5346	13044	18390
Manabí	112	910	4103	9105	—	1002	4215	11017	734	4861	4949	15878	20827
Guayaquil	715	1958	23830	19577	2455	2154	27000	23689	6228	10194	33228	33883	67111
Sta. Elena-Sal	121	735	4040	7352	416	809	4577	8896	880	4059	5457	12955	18412
Mil. Naranjal	144	717	4805	7174	495	790	5444	8681	1017	4187	6461	12868	19329
Daule-Durán	79	316	2648	3159	273	348	3000	3823	692	1539	3692	5362	9054
Bab. -Quev.	202	766	6748	7663	695	843	7645	9272	1309	4094	8954	13366	22320
El Oro	890	1081	29656	10814	3054	1190	33600	13085	7110	6188	40710	19273	59983
TOTAL	5908	15943	188637	165014	19897	17545	214442	198502	41077	86184	255519	284686	540205

PRESUPUESTO DE INVERSIONES PARA FASES (*)
(Miles de Dólares)

SISTEMA	FASE B		FASE C		FASE D		SUB TOTAL		ESCALAMIENTO		TOTAL		TOTAL
	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	
Norte	6174	3973	2462	3072	2718	4297	11354	11342	2302	5351	13656	16693	30349
Quito	19255	12046	10434	5446	5885	6796	35574	24288	5134	8989	40708	33277	73985
Sto. Domingo.	4610	1222	2202	2424	1918	808	8730	4454	1604	1667	10334	6121	16455
Cotopaxi	3531	1264	1223	718	2489	1882	7245	3864	1475	2035	8718	5899	14617
Tung.-Pastaza	2730	5661	1409	4149	1024	6567	5163	16377	942	7935	6105	24312	30417
Chimborazo	5191	4889	2096	4001	2167	4608	4454	13498	1977	6278	11431	19776	31207
Bolívar	1216	1374	245	1195	761	1200	2222	3769	504	1650	2726	5419	8145
Centro Sur	21792	11587	6540	11556	11876	7813	40208	30956	7841	12272	48049	43228	91277
Sur	2303	799	1526	789	507	736	4336	2324	659	1008	4995	3332	8327
Esmeraldas	2531	3299	1894	3415	252	2453	4677	9167	669	3877	5346	13044	18390
Manabí	1783	3868	1783	3695	649	3454	4215	11017	734	4861	4949	15878	20827
Guayaquil	6935	7792	14486	9439	5579	6458	27000	23689	6228	10194	33228	33883	67111
Sta. Elena-Salin	1879	3228	2032	2763	666	2905	4577	8896	880	4059	5457	12955	18412
Mil.-Naran.	2769	3061	1323	2243	1352	3377	5444	8681	1017	4187	6461	12868	19329
Daule - Durán	951	1379	1359	1606	690	838	3000	3823	692	1539	3692	5362	9054
Bab. Quev.	3961	3321	2323	3108	1361	2843	7645	9272	1309	4094	8954	13366	22320
El Oro	17944	4363	5728	3639	9928	5083	33600	13085	7110	6188	40710	19273	59983
TOTAL	105555	73126	59065	63258	49822	62118	214442	198502	41077	86184	255519	284686	540205

* No incluye electrificación rural ni Oriente y Galápagos.

CALENDARIO TOTAL DE INVERSIONES PARA SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION
(Miles de Dólares)

	1 9 8 0			1 9 8 1			1 9 8 2			1 9 8 3			1 9 8 4			1 9 8 5			T O T A L		
	Divisas	M. Local	Total	Divisas	M. Local	Total	Divisas	M. Local	Total	Divisas	M. Local	Total	Divisas	M. Local	Total	Divisas	M. Local	Total	Divisas	M. Local	
1. Ingeniería y Administrac.	--	--	--	1527	3406	4933	1533	3746	5279	833	2537	3370	966	2783	3749	1049	3471	4520	5908	15943	284686
2. Costos Directos:	63300	38600	101900	35500	27373	62873	30826	30012	60838	18017	20048	38065	19237	21797	41034	21757	27184	48941	188637	165014	35515
Generación	37394	15942	53336	17426	9981	27407	1323	6249	7572	372	558	930	--	--	--	--	--	--	56515	32730	89245
Subtransmisión	17039	8014	25053	12756	8158	20914	19326	10786	30112	5248	3922	9170	2404	1046	3450	2712	3841	6553	59485	35767	95252
Distribución	4329	8257	12586	3582	5770	9352	3186	4784	7970	3188	4785	7973	3197	4791	7988	3201	4799	8000	20683	33186	56372
Inv. generales	4538	6387	10925	1736	3464	5200	346	431	777	350	433	783	351	433	784	349	434	783	7670	11582	19252
Obras por denifir	--	--	--	--	--	--	6645	7762	14407	8859	10350	19209	13285	15527	28812	15495	18110	33605	44284	51749	93494
3. Imprevistos	--	--	--	5228	3747	8975	5109	4123	9232	2747	2792	5539	3273	3063	6336	3540	3820	7360	19897	17545	37442
4. Subtotal	63300	38600	101900	42255	34526	76781	37468	37881	75349	21597	25377	46974	23476	27643	51119	26346	34475	60821	214442	198502	416994
5. Escalamiento	--	--	--	3804	5180	8984	7048	12215	19263	6373	13218	19591	9662	20704	30366	14190	34867	49057	41077	86184	127262
6. TOTAL	63300	38600	101900	46059	39706	85765	44516	50096	94612	27970	38595	66565	33138	48347	81485	40536	69342	109878	255519	284686	540205

CAPITULO 11

PROGRAMA DE ELECTRIFICACION RURAL

1. Estudios Realizados
2. Evaluación económica de los Subproyectos Identificados
3. Selección de los subproyectos que integran la Primera Fase
4. Descripción del Proyecto
5. Programa de Ejecución
6. Presupuesto de Obras
7. Calendario de inversiones

CAPITULO 11

PROGRAMA DE ELECTRIFICACION RURAL

1. ESTUDIOS REALIZADOS

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, conciente de la necesidad de elaborar programas que permitan un desarrollo armónico de los diversos sectores del País, conforme lo establece el Plan Nacional de Desarrollo, y considerando que el sector agropecuario constituye una de sus mayores fuentes de producción y riqueza, ha procedido a elaborar el Programa Nacional de Electrificación Rural, el cual permitirá ir incorporando a la población rural ecuatoriana dentro de los beneficios sociales y económicos derivados del Sector Eléctrico.

Dicho Programa persigue los siguientes objetivos principales:

- Elevar el nivel de vida de la población rural y contribuir a la orientación adecuada de las corrientes migratorias en el País.
- Propiciar el aumento de la productividad del sector agropecuario y estimular el establecimiento de la agroindustria.
- Sustituir el consumo de ciertos recursos energéticos que actualmente se utilizan en el agro, por energía eléctrica.

El desarrollo económico del País se ve impulsado desde 1972 a través de la explotación y comercialización del petróleo oriental. El auge económico promovido por este recurso natural permite, en primera instancia, una expansión de ciertos sectores productivos del País. Esta situación, de hecho presiona sobre la necesidad de la implementación de las obras básicas de infraestructura, capaces de promover y crear condiciones de desarrollo.

El Programa de Electrificación Rural nace, entonces, como una respuesta a las necesidades de la población y producción de los sectores rurales (campesinos) del Ecuador.

La primera definición del programa fue realizada con la colaboración de las Escuelas Politécnicas de Quito y Guayaquil y las Empresas Eléctricas, durante los años 1976 y 1977. Posteriormente se conformó la Unidad Ejecutora del Programa de Electrificación Rural (UNEPER), la misma que está actualizando todos los estudios mencionados.

Como primer paso se realizó un diagnóstico de la situación de los Sistemas Eléctricos existentes y de los aspectos socio-económicos más relevantes relacionados con la

electrificación del País. Concluida la fase del diagnóstico, se identificaron las posibles áreas que se electrificarían.

La identificación de tales áreas responde a una metodología donde se propuso un análisis de las variables consideradas más importantes dentro del contexto rural ecuatoriano. Estas variables tratadas y analizadas individualmente y sobrepuestas posteriormente, señalaron con bastante precisión los sectores que podrían ser sujetos de electrificación.

Las variables consideradas fueron las siguientes:

- a) Concentración de la población.
- b) Existencia de vías de comunicación, especialmente carreteras.
- c) Concentración de zonas productivas, por cultivos principales.
- d) Existencia de servicios de infraestructura básica como agua potable, alcantarillado y equipamiento de salud.
- e) Red eléctrica existente, en construcción y proyectada.
- f) División política.

En las áreas susceptibles de electrificación se realizaron estudios colaterales tales como: Investigación de ingresos rurales, proyecciones de agro—industrias y producción, determinación de gastos en iluminación y pilas usando elementos tradicionales, estudio del equipamiento social básico (educación, salud, etc.), experiencias sobre electrificación rural en el País y su incidencia en la vida de los pueblos, diseño eléctrico, proyecciones de demanda, estudios sobre factores de carga, costo e inversiones, etc; resultados que, a su vez, fueron utilizados en el modelo de jerarquización de los subproyectos, diseñado tal como se observa en el Diagrama de Actividades, que se incluye (ver Gráfico No. 11.1).

Cada variable se graficó en un plano provincial, procediendo enseguida a la superposición de todas ellas en un plano síntesis por provincias. Este método ilustró el conocimiento de la situación de las poblaciones, su grado de concentración, la capacidad económica y productiva de sus tierras, de la infraestructura básica que poseen, de las vías que las conectan con los principales centros poblados y la ubicación o distancia del servicio de energía eléctrica existente.

Con estos criterios que permitieron identificar la problemática del área, se procedió a elegir los sectores que serían sujetos de electrificación, que dieron cuerpo a los subproyectos de electrificación rural, llegándose a determinar alrededor de 200 subproyectos en todo el País. Los subproyectos identificados constituyen básicamente los poblados que tienen una población mayor de 500 habitantes, pero queda implícita la electrificación de todos aquellos asentamientos humanos que se encuentran localizados al paso de las líneas.

2. EVALUACION ECONOMICA DE LOS SUBPROYECTOS IDENTIFICADOS

2.1. Metodología.

La evaluación económica de los subproyectos se ha realizado en dos fases y con dos criterios distintos:

- a) La optimización y jerarquización de los subproyectos de electrificación ru-

ral mediante la relación beneficios netos sociales sobre inversión, desarrollada en el modelo de optimización y jerarquización.

- b) La evaluación económica a base del criterio de la tasa interna de retorno económica aplicada a las etapas jerarquizadas en el modelo mencionado anteriormente.

La evaluación económica final ha consistido en realizar un análisis considerando la introducción de precios sociales en las inversiones y costos. Por otro lado, se han valorado los beneficios directos e indirectos obtenidos por los usuarios, el Estado, el sector privado, los atribuibles a la atención de poblaciones de bajos ingresos y a la atención de escuelas, centros de salud y alumbrado público.

2.2. Costos.

Los costos de inversión y gastos de operación y mantenimiento se han evaluado aplicando los correspondientes precios sombra a los factores básicos: componente en divisas, componente de mano de obra y componente de capital nacional.

2.3. Beneficios.

2.3.1. Beneficios Directos de Explotación.

Se ha entendido por Beneficio Directo los ingresos netos que se obtienen de la venta de energía a los diversos usuarios.

Para la determinación de la tarifa que se utilice en la evaluación económica y financiera de los subproyectos, se han considerado los actuales precios medios de venta de energía a nivel de Sistemas Regionales.

La tarifa media se ha obtenido ponderando la tarifa de cada sistema estimada para 1980, por la proyección de la venta de energía en el mismo año.

SIERRA:

SISTEMA	TARIFA	PROYECCION DE
	A 1980	VENTA DE ENERGIA
	(S/.kWh)	A 1980
		(MWh)
Norte	1.28	97.398
Pichincha	1.38	618.116
Centro Norte	1.48	204.903
Centro Sur	1.93	116.993
Sur	2.65	36.849

De esta manera se ha obtenido una tarifa básica de S/. 1.5/kWh.

COSTA

SISTEMA	TARIFA A 1980 (S./kWh)	PROYECCION DE
		VENTA DE ENERGIA EN 1980 (MWh)
Esmeraldas	2.28	54.476
Manabí	1.36	104.861
Guayas--Los Ríos	1.51	1.167.893
El Oro	1.91	52.357

Tarifa Media = S/. 1,54 /kWh

2.3.2. Beneficios Indirectos.

a. Beneficios de los Usuarios

Comprende el ahorro neto de los consumidores domésticos y comerciales, derivado de la sustitución de sus actuales fuentes energéticas (leña, kerosene, pilas, etc) por energía eléctrica, de costo inferior.

b. Beneficio Agroindustrial

La constituyen los ahorros por sustitución de energía en las actividades agroindustriales. Similar al caso anterior, la sustitución de la energía utilizada para operar motores que consumen combustible por energía eléctrica, representa un ahorro económico considerable en la actividad agroindustrial del campesino, además de que se motiva el aumento de su productividad.

Para cuantificar dichos ahorros, por sustitución, se han tomado varias muestras para los diferentes tipos de agroindustrias tales como: paneleras, molinos, lecherías, desfibradoras de abacá, queserías, piladoras, destilerías de aguardiente, desfibradoras de cabuya etc., que existen en la Sierra y en Costa Ecuatoriana.

c. Beneficios Netos del Estado

Recogen los tributos directos e indirectos percibidos en la venta de los elementos necesarios a ser usados por los beneficiarios de la electrificación rural más los subsidios que deja de pagar a los combustibles sustituidos por la energía eléctrica y menos los tributos dejados de percibir por la discriminación en los consumos energéticos actuales.

El cálculo de los beneficios netos obtenidos por el Estado se basa en la recaudación de los impuestos a las ventas, realizadas por el sector privado comercial a los usuarios rurales, de aquellos artículos tales como: electrodomésticos, materiales eléctricos para instalaciones interiores, equipos eléctricos agroindustriales, etc.

El total de estos impuestos es la sumatoria de los siguientes items:

1. Derechos Arancelarios: El arancel de aduana se paga según la lista a la

que pertenecen los artículos.

2. Tasa de Servicio: Los importadores pagan el 10% de importación de artículos tanto en la lista I como en la lista II, sobre el valor CIF.
3. Recargo a la lista II: Los artículos de lista II tienen un recargo del 30% sobre el CIF.
4. Impuesto a las Transacciones Mercantiles: Es el 5% sobre el precio de venta de los artículos.
5. Intereses Congelados por Depósitos Previos: Es el interés calculado a la tasa oficial 12% a seis meses (duración del permiso de importación). Los artículos de la lista I, depositan el 10% sobre el CIF y los artículos de lista II depositan el 30% sobre el CIF.

Obtenida la sumatoria de impuestos para cada artículo, se encontró el porcentaje que representa frente al precio de venta, y se llegó a determinar que este porcentaje, en promedio, es el 28%. Es decir que, por cada sucre que gaste el usuario doméstico, comercial y agroindustrial en electrodomésticos, materiales eléctricos y motores eléctricos, el Gobierno recibe, en promedio, por concepto de impuestos, la cantidad de S/. 0,28.

d. Beneficios Netos por Necesidades Meritorias:

Comprende la asignación de un beneficio derivado de la prestación del servicio de energía eléctrica de las escuelas y centros de salud.

Estos beneficios tienen como finalidad tratar de ubicar el equipamiento social básico (salud y educación), y relacionarlo con el servicio de energía eléctrica, de tal manera que, aunque sea en una pequeña proporción, ésta no responda sólo a estímulos de tipo rentabilidad económica, sino también coadyuve al desarrollo integral del País ofreciendo facilidades en la salubridad, educación, salud y mejoras en la forma de vida en general. En consecuencia, la educación y salud, entre otras, pueden considerarse como necesidades especialmente meritorias.

Una vez establecidas estas necesidades se ha efectuado la valoración de su beneficio, en términos de consumo global, mediante el cálculo de la alternativa más económica de autogeneración para atender los servicios a las comunidades con requerimientos prioritarios de electrificación.

Es decir que, a la extensión del servicio eléctrico rural se le asigna, como beneficio, el ahorro en costos de la autogeneración que, de todas maneras, habría de realizarse en ausencia del proyecto para atender los servicios considerados imprescindibles.

e. Otros Beneficios.

A más de los beneficios descritos en los numerales anteriores, se han incluido dos beneficios indirectos, que son:

1. Beneficios Netos por Redistribución del Ingreso:

Que comprende una imputación de beneficios atribuidos a un subproyecto por el impacto que genera la energía eléctrica en las condiciones de vida de los grupos más pobres.

2. Beneficios Indirectos del Sector Privado Comercial:

Comprenden los beneficios obtenidos por el comercio en la venta de los elementos requeridos por los usuarios del conglomerado rural.

3. SELECCION DE LOS SUBPROYECTOS QUE INTEGRAN LA PRIMERA FASE DEL PROGRAMA

Los centros industriales del País se han desarrollado y concentrado en las ciudades de Quito y Guayaquil, fomentando un desequilibrio de desarrollo con las otras regiones del País, auspiciando el éxodo de la fuerza de trabajo del agro hacia éstas dos ciudades, incrementando los problemas sociales en las mismas y, lo que es peor, disminuyendo la producción agrícola, base de la economía nacional.

El Consejo Nacional de Desarrollo, con el diagnóstico socio—económico realizado y conciente de la necesidad de un ordenamiento de los factores de la producción en función de un desarrollo armónico y equilibrado de las diferentes zonas del País, ha mentalizado e introducido en el Plan General de Desarrollo, la filosofía de despolarización de los centros industriales, filosofía que propende al desarrollo homogéneo de todas las regiones del País, impulsa la creación de nuevos centros industriales y propicia de manera especial el desarrollo de la agroindustria.

En los últimos años algo se ha conseguido con esta política de despolarización de los centros industriales. Se observa, por ejemplo, en las ciudades de Cuenca, Manta, Ambato y recientemente en Riobamba y Machala, un desarrollo industrial progresivo, especialmente en el campo de la pequeña industria.

El Plan Nacional de Desarrollo 1980—1984 contempla la implementación de medidas tendientes a mejorar la infraestructura básica en los diferentes sectores económicos, especialmente en todo lo relacionado con electrificación y, de manera preponderante, con la electrificación del agro ecuatoriano, pues, a la fecha, según los índices eléctricos, existe una gran población ecuatoriana marginada de los beneficios que este servicio presta.

El Plan contempla además una serie de medidas para un desarrollo acelerado de la región oriental e insular. Así, en el campo eléctrico se ha previsto la construcción de varias centrales pequeñas de generación hidráulica, de líneas de transmisión y subtransmisión, y redes de distribución para servir a varios miles de abonados, incorporando de esta manera al desarrollo socio-económico del País a un considerable número de habitantes.

En este afán de fomentar el desarrollo de la agroindustria, en general, y de elevar el nivel de vida del campesinado ecuatoriano, en particular, el Gobierno Nacional, a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, y éste, con la colaboración de las Escuelas Politécnicas de Quito y Guayaquil y las Empresas Eléctricas Regionales ha identificado las zonas rurales factibles de electrificación.

Para seleccionar los subproyectos que integran la primera fase del Programa de Electrificación Rural, se han tomado en cuenta dos criterios fundamentales:

- a) Tender a un equilibrio en el desarrollo eléctrico de todas las regiones del País.
- b) En cada región seleccionar los proyectos económicamente más favorables.

En el primer criterio se trata de aplicar la filosofía del desarrollo armónico y equilibrado de las diferentes zonas del País y el concepto de justicia social a nivel regional, disminuyendo la brecha abierta entre provincias como las de la Amazonía Ecuatoriana y fronterizas con aquellas que, por su situación geográfica han sido favorecidas con la atención del Gobierno Central.

Con el segundo criterio se quiere identificar y seleccionar los subproyectos sobre la base de los estudios socio-económicos realizados a nivel zonal, estableciendo prioridades en virtud de la magnitud de la Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE).

La razón de utilizar como criterio de selección la Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) en lugar de la Tasa Interna de Retorno Financiera (TIR), radica en el hecho de que la electrificación rural no es una actividad esencialmente comercial, sino que sus objetivos fundamentales son de tipo de bienestar social (beneficio social). Es así como, además de los beneficios financieros de las empresas como tales, se ha agregado una valoración de los beneficios indirectos que la electrificación del agro produzca tanto a los usuarios como al Estado.

El proceso de la primera selección de subproyectos se inició por un ordenamiento de los mismos, de acuerdo a una TIRE decreciente.

Este índice involucra todos los beneficios sociales que, al ser cuantificados y comparados con el índice financiero de recuperación del capital invertido, justifica la inversión en los subproyectos seleccionados.

4. DESCRIPCION DEL PROYECTO

El País está dividido eléctricamente en nueve sistemas regionales que comprenden las provincias de la Sierra y de la Costa, y un Sistema que abarca a las provincias Amazónicas y Galápagos, (Gráfico No. 11-2) (Zonificación de Sistemas), Cuadro 11-0.

En el cuadro siguiente se detallan estos Sistemas Regionales y las Provincias que los integran, para el Programa de Electrificación Rural.

SISTEMA No.	DESCRIPCION	PROVINCIAS
1	Sistema Norte	Carchi, Imbabura, Pichincha (con los cantones : Cayambe y Pedro Moncayo)
2.	Sistema Pichinca	Pichincha (con los cantones Quito, Rumiñahui, Mejía y Santo Domingo de los Colorados) y Napo(con el cantón Quijos)
3.	Sistema Centro Norte	Cotopaxi, Tungurahua, Chimborazo, Bolívar y Patataza.
4.	Sistema Centro Sur	Azuay, Cañar. y Morona Santiago.

5.	Sistema Sur	Loja y Zamora— Chinchipe.
6.	Sistema Esmeraldas	Esmeraldas.
7.	Sistema Manabí	Manabí
8.	Sistema Guayas—Los Ríos	Guayas —Los Ríos.
9.	Sistema El Oro	El Oro
10.	Sistema Amazónico y Galápagos	Napo, Morona-Santiago, Zamora—Chinchipe (zona oriental), Cotopaxi (zona Oriental) y Galápagos.

El Programa de obras ha sido identificado para cada Sistema Regional y para las Provincias Orientales y Galápagos, a fin de conocer el volumen de obra que debe ejecutarse en cada una de ellas.

El Programa de obras ha sido identificado para cada Sistema Regional y para las Provincias Amazónicas y Galápagos, a fin de conocer el volumen de obra que debe ejecutarse en cada una de ellas.

El Programa de Electrificación Rural establecido por el grupo de trabajo, mencionado en el Numeral 1, contempla a nivel nacional, la ejecución de: 6.000 kW en instalaciones de generación hidráulica; 2.000 kW en generación térmica; 10.000 kVA de transformación en las Provincias Amazónicas y Galápagos; la extensión de 5.596 km de líneas a 13,8 kV; construcción de 599 km de líneas de subtransmisión a 22 kV, 398 km de líneas a 69 kV y 40 km a 138 kV para servir a 114.253 abonados. Estas obras permiten la incorporación de 685.518 habitantes a los beneficios del servicio eléctrico.

4.1. Sistema Norte

El Sistema Eléctrico Regional Norte se halla conformado por las Provincias de Carchi, Imbabura y los Cantones de Cayambe y Pedro Moncayo de la Provincia de Pichincha.

En este sistema se han identificado 13 subproyectos, los mismos que de acuerdo con el criterio de selección aplicado, han sido escogidos para ser ejecutados en la primera fase de Programa de Electrificación Rural.

La población que se incorporará en este sistema es de 38.814 habitantes, para la cual es necesaria la extensión de 433,6 km de líneas a 13,8 kV y redes de distribución para 6.469 abonados. (Cuadro 11-1)

4.2. Sistema Pichincha

El Sistema Pichincha engloba uno de los mercados de mayor importancia del País, pues en él se encuentra la Ciudad de Quito, Capital del Ecuador. Comprende, además, los Cantones Rumiñahui, Mejía, Santo Domingo de los Colorados y el Cantón Quijos de la Provincia de Napo.

Los Cantones Quito, Mejía, Rumiñahui y Quijos constituyen el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito.

En esta área se contempla la extensión de líneas de 22 kV con una longitud total de 391 km y la construcción de redes de distribución para atender a 18.375 abonados.

El Plan de Obras por ejecutarse en la primera Fase, en las áreas de concesión tanto de la Empresa Eléctrica Quito como de la Cooperativa de Electrificación Rural Santo Domingo de los Colorados, permite la incorporación de 140.850 habitantes, para lo cual se contempla la ejecución de 261 km de líneas a 13,8 kV; de 391 km a 22kV y redes de distribución para 23.475 abonados (Cuadro No. 11-2).

4.3. Sistema Centro Norte

Este Sistema comprende las Provincias de Cotopaxi, Tungurahua, Chimborazo, Bolívar y Pastaza, ubicadas en la zona Centro Norte del País; en él se han identificado 33 subproyectos los cuales han sido seleccionados para su ejecución en la primera Fase del Plan.

El Plan de Obras a ejecutar en la Fase I en la provincias que conforman este Sistema, permite incorporar a 141.312 habitantes, debiendo realizarse la extensión de 1175 km de líneas a 13,8 kV, y redes de distribución para 23.552 abonados (Cuadro No. 11-3).

4.4. Sistema Centro Sur

El Sistema Centro Sur incluye las Provincias del Azuay y Cañar y en un futuro inmediato Morona Santiago.

Dentro de este Sistema se asienta uno de los principales polos de desarrollo industrial del País.

En este Sistema se han identificado 14 subproyectos seleccionados para su ejecución en la I Fase del Programa.

La población incorporada en este Sistema es de 49.242 habitantes, con un plan de obras en esta I Fase que establece la ejecución de 144,5 km de líneas a 13,8 kV; de 207,8 km a 22 kV y extensión de redes de distribución para 8.207 abonados (Cuadro 11-4).

4.5. Sistema Sur

El Sistema Eléctrico Sur comprende las Provincias de Loja y Zamora-Chinchi.

En este sistema se han identificado 12 subproyectos, seleccionados para ser ejecutados en la I Fase del Programa.

Los subproyectos seleccionados del Sistema Sur permiten la incorporación a los beneficios del servicio eléctrico a 30.438 habitantes, con un plan de ejecución de obras de 463 km de líneas a 13,8 kV y redes de distribución para 5.073 abonados (Cuadro 11-5).

4.6. Sistema Esmeraldas

El área de influencia de este sistema es la Provincia de Esmeraldas. Tiene especial importancia porque en esta región opera la Refinería Estatal.

En este sistema se han identificado 8 subproyectos, que se ejecutarán en la primera fase del Programa.

El Plan permite la incorporación de 13.902 habitantes a los beneficios del servicio eléctrico, para lo cual se plantea la extensión de 335 km de líneas a 13,8 kV y la construcción de redes de distribución para 2.317 abonados (Cuadro 11-6).

4.7. Sistema Manabí

El Sistema Eléctrico Manabí se halla conformado por la Provincia del mismo nombre; en él se han identificado 29 subproyectos, para ser ejecutados en la I Fase del Programa.

Las obras contempladas en este sistema se resumen en 713 km de líneas a 13.8 kV y redes de distribución para 8.846 abonados, con la incorporación de 53.076 habitantes como beneficiarios del servicio eléctrico (Cuadro 11-7).

4.8. Sistema Guayas—Los Ríos

Este sistema involucra las Provincias del Guayas y Los Ríos. Por su importancia agro-industrial se lo ha dividido en cuatro áreas:

- Area Daule Balzar—Quevedo (Provincia del Guayas y Los Ríos)
- Area Milagro—Naranjal (Provincia del Guayas)
- Area Salinas—Sta. Elena (Provincia del Guayas)
- Area de concesión de la Empresa Eléctrica Los Ríos (Provincia Los Ríos)

Es uno de los sistemas más importantes del País, ya que en su área geográfica está asentada la Ciudad de Guayaquil, uno de los principales centros de desarrollo y consumo del País y la Cuenca del Río Guayas, extensa zona agrícola e industrial.

El área de concesión de la Empresa Los Ríos se ha considerado como un programa independiente en la ejecución de las obras, por tener financiamiento específico.

En los 3 subsistemas primeros se han identificado 35 subproyectos que deberán ser ejecutados en la I Fase del Programa.

Las obras programadas en la I Fase en las 3 primeras áreas de este sistema contempla la ejecución de 1.011 km de líneas de 13,8 kV y la construcción de redes de distribución para 12.002 abonados. Se incorporarán 72.012 habitantes a los beneficios del servicio eléctrico (Cuadro 11-8).

El programa para el área de concesión de la Empresa Eléctrica Los Ríos contempla la ejecución de 174 km de líneas a 13,8 kV, y redes de distribución para servir a 9.500 abonados. Las obras de subtransmisión y transformación que constan de 40 km de líneas a 138 kv, 98 km de líneas a 69 kV y cinco subestaciones de 69/13,8 kV que suman 32,5 MVA, están siendo consideradas en el programa de subtransmisión del Programa Nacional de Electrificación.

La población que se beneficiará con las obras de Electrificación Rural se esti-

ma en 57.000 habitantes.

4.9. Sistema El Oro.

El Sistema Eléctrico El Oro se encuentra formado por la Provincia del mismo nombre. En él se han identificado 16 subproyectos, los cuales han sido seleccionados para ejecutarse en la primera Fase del Programa.

La población que se incorpora al servicio eléctrico en este sistema es de 52.872 habitantes, para lo cual es necesario realizar la extensión de 486 km de líneas a 13,8 kV y redes de distribución para 8.812 abonados (Cuadro 11-9).

4.10. Provincias Amazónicas y Galápagos

La mayoría de los centros poblados de las Provincias Amazónicas se encuentra en lugares geográficamente muy apartados de los principales centros de generación y como consecuencia de ello, no se prevé una interconexión a corto plazo. En la programación de obras de la primera Fase del Programa, se ha incluido la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas, y solo en aquellos casos en que no son posibles dichos aprovechamientos, se ha recurrido a la generación térmica.

Para la Provincia de Galápagos se ha considerado solo generación térmica.

El Programa de obras definido para ser ejecutado en la primera Fase del Programa de Electrificación Rural en las Provincias Amazónicas y Galápagos se detalla en los Cuadros 11-10 y 11-11. Este plan de obras permite que 36.000 habitantes participen de los beneficios del servicio eléctrico.

5. PROGRAMA DE EJECUCION

El período previsto para la ejecución del Programa de Electrificación Rural a corto plazo se lo estima en 5 años, a partir de 1980.

En el Gráfico 11-3 se presenta un cronograma tentativo de ejecución de dicho Programa, en el que se consideran las actividades resumidas de:

- a) Obtención de financiamiento.
- b) Diseños, especificaciones técnicas y documentos de licitación.
- c) Proceso de licitaciones y/o concurso de ofertas.
- d) Suministro de equipos y materiales para insumos importados, locales y equipos de centrales de generación.
- e) Construcción de líneas y redes de distribución y centrales.

6. PRESUPUESTO DE OBRAS

El costo estimado del programa de obras que contiene el presente documento ha sido elaborado a base de los estudios preliminares realizados por la Escuela Politécnica Nacional de Quito, y por la Escuela Politécnica del Litoral. Sus costos fueron actualizados por INECEL en moneda de Enero de 1980.

El presupuesto de las obras que corresponde al área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito lo elaboró la Empresa, y lo revisó INECEL.

El presupuesto de las obras que se realizarán en las Provincias Amazónicas y Galápagos se ha elaborado en INECEL basándose en los estudios preliminares existentes.

El presupuesto de las obras contempladas en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Los Ríos ha sido elaborado por la propia empresa y revisado por INECEL. Estas obras tienen financiamiento asegurado, por lo que en el esquema general se las considera independientemente.

Los valores que constan en el Cuadro 11 - 12 como costo estimado del programa de obras contemplan las inversiones en las categorías:

- a) Ingeniería y Administración
- b) Costos Directos
- c) Imprevistos (10% de a + b)
- d) Escalamientos (15% M.L. y 9% M.E.)
- e) Gastos Financieros (Calculados independientemente para los 3 subprogramas).

Todos estos valores han sido estimados en moneda de Enero de 1980.

7. CALENDARIO DE INVERSIONES

El calendario de Inversiones del Programa Nacional de Electrificación Rural se ha elaborado con la estimación de los costos del acápite anterior, y sobre esta base se han calculado los escalamientos y gastos financieros. Se ha considerado, además, el Programa de Ejecución de Obras que se establece en el acápite 5. (Ver cuadro 11-12).

Para el cálculo del escalamiento se parte de la hipótesis de un 9% para Moneda Extranjera y un 15 % para Moneda Local, valores estos que resultan de la información estadística actual de aquellos proyectos que se encuentran en ejecución.

Para la estimación de los gastos financieros se considera la obtención de créditos que financien la parte de Moneda Extranjera.

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1ro. DE ENERO DE 1985

REGION: SIERRA Y COSTA
SISTEMA: RESUMEN

SISTEMAS	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	RED DISTRIBUCION		E N E R G I A		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles S)	
				MIXTA (km)	B.T.(km) (**)	TOTAL (MWh)	UNITARIO (kWh/ab-año)			T O T A L	POR ab.
01 NORTE	38.814	6.469	433.6	129.3	59.0	4535.0	701.0	1.404	10.4	66.970.5	10.4
02 PICHINCHA	140.850	23.475	652.0	469.5	201.1	26.433.5	1.126.0	7.744	17.7	191.330.0	8.2
03 CENTRO											
NORTE	141.312	23.552	1.175.0	470.9	202.0	14.775.4	627.4	4.630	12.7	205.717.4	8.7
04 CENTRO SUR	49.242	8.207	352.3	163.9	70.4	4.213.6	513.4	1.352	14.0	69.754.5	8.5
05 SUR	30.438	5.073	463.0	101.4	43.4	3.871.8	763.2	1.188	8.3	74.058.5	15.5
06 .ESMERALDAS	13.902	2.317	335.0	46.4	19.8	1.325.5	572.1	421	5.8	42.956.5	18.5
07 MANABI	53.076	8.846	713.3	176.9	75.8	5.755.1	650.6	1.797	9.2	109.065.0	12.3
08 GUAYAS - LOS RIOS *	72.012	12.002	1.011.1	240.2	103.0	10.729.6	894.0	3.229	8.9	150.695.5	12.6
09 EL ORO	52.872	8.812	486.0	176.0	75.4	10.091.9	1.145.2	2.953	11.9	104.814.5	11.9
SUB TOTAL	592.518	98.753	5.621.3	1.974.5	850.4	81.731.4	827.6	24.801	11.7	1.016.362.4	10.3
10 INVERSIONES GENERALES										204.100.0	2.1
TOTAL DEL PAIS	592.518	98.753	5.621.3	1.974.5	850.4	81.731.4	827.6	24.801	11.7	1'220.462.4	12.4

NOTA: * No incluye el área de EE Los Ríos

(**) B.T = Baja Tensión

Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos con nivel de precios de Enero 1980.

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1ro. DE ENERO DE 1985

Cuadro 11 - 0
HOJA No. 2 de 3

REGION: SIERRA Y COSTA

SISTEMA: PROVINCIAS

11 - 14

S I S T E M A S	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	R E D D I S T R I B U C I O N		E N E R G I A		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	I N V E R S I O N D I R E C T A (miles S/)	
				MIXTA(km)	B T (km) (*)	TOTAL (MWh)	UNITARIO (kWh/ab.-año)			TOTAL	Por ab.
PROVINCIAS											
01 NORTE	38.814	6.469	433.6	129.3	59.5	4.535.0	701.0	1.404.0	10.4	66.970.5	10.4
CARCHI	24.546	4.091	244.3	81.7	35.1	2.403.2	587.4	760.0	11.3	40.149.5	9.8
IMBABURA	14.268	2.378	189.3	47.6	24.4	2.131.8	896.5	643.0	9.2	26.821.0	11.8
02 PICHINCHA	140.850	23.475	652.0	469.5	201.1	26.433.5	1.126.0	7.744.0	17.7	191.330.0	8.2
03 CENTRO NORTE	141.312	23.552	1.175.0	470.9	202.0	14.775.4	627.4	4.630.0	12.7	205.717.4	8.7
COTOPAXI	52.962	8.827	391.1	176.5	75.6	5.027.8	569.6	1.594.0	13.7	73.482.3	8.8
TUNGURAHUA Y PASTAZA	29.640	4.940	205.3	98.7	42.2	3.066.0	620.6	963.0	14.3	39.493.0	8.8
CHIMBORAZO	42.240	7.040	256.9	140.8	60.4	4.457.7	633.2	1.397.0	15.4	50.716.7	7.0
BOLIVAR	16.470	2.745	321.7	54.9	23.6	2.223.9	810.2	678.0	6.9	42.025.4	15.3
04 CENTRO SUR	49.242	8.207	352.3	163.9	70.4	4.213.6	513.4	1.352.0	14.0	69.754.5	8.5
CAÑAR	15.414	2.569	144.5	51.3	22.0	1.191.2	551.7	452.0	9.9	24.285.5	11.2
AZUAY	33.828	5.638	207.8	112.6	48.4	3.022.4	536.1	965.0	15.3	45.469.0	8.1
05 SUR	30.438	5.073	463.0	101.4	43.4	3.871.8	763.2	1.188.0	8.3	74.058.5	15.5
SUB TOTAL SIERRA	400.656	66.776	3.075.9	1.335.0	576.4	53.829.3	806.1	16.385.0	13.4	607.830.9	9.1

NOTA: (*) B.T = Baja tensión

Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero de 1980

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1ro. DE ENERO DE 1985

REGION: SIERRA Y COSTA

SISTEMA: PROVINCIAS

11-15

S I S T E M A S	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	R E D D I S T R I B U C I O N		E N E R G I A		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	I N V E R S I O N D I R E C T A (miles S/)	
				MIXTA(km)	B T (km) (*)	TOTAL (MWh)	UNITARIO (kWh/ab.-año)			TOTAL	POR ab.
06 S. ESMERALDAS	13.902	2.317	335.0	46.4	19.8	1.325.5	572.1	421	5.8	42.956.5	18.5
07 S. MANABI	53.076	8.846	713.3	176.9	75.8	5.755.1	650.6	1.797	9.2	109.065.0	12.3
08 S. GUAYAS-LOS RIOS	72.012	12.002	1.011.1	240.2	103.0	10.729.6	894.0	3.229	8.9	151.695.5	12.8
DAULE-BALZAR- QUEVEDO	51.690	8.615	638.0	172.4	73.9	7.538.6	875.1	2.275	9.74	102.520.0	11.9
MILAGRO-NARANJAL	12.948	2.158	195.4	43.2	18.5	2.019.3	935.7	606	8.4	27.179.0	12.0
SALINAS-STA ELENA	7.374	1.229	177.7	24.6	10.6	1.171.7	953.3	352	5.7	21.996.3	17.9
09 S. EL ORO	52.872	8.812	486.0	176.0	75.4	10.091.9	1.145.2	2.953	11.9	104.814.5	11.9
SUB TOTAL COSTA	191.862	31.977	2.545.3	639.5	274.0	27.902.1	872.6	8.417	9.2	408.531.9	12.8
10 INV. GENERALES										204.100.0	
TOTAL NACIONAL	592.518	98.753	5.621.3	1.974.5	850.4	81.731.4	827.6	24.801	11.7	1'220.462.4	12.4

NOTA: (*) B.T. = Baja tensión.

Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero de 1980.

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1ro. DE ENERO DE 1985

REGION: SIERRA
SISTEMA: NORTE-CARCHI

	HABITANTES	ABONADOS	LINEA	RED DISTRIBUCION		ENERGIA		DEMANDA	DENSIDAD	INVERSION DIRECTA(miles S/)	
	Servidos	Servidos	PRIMARIA (km)	MIXTA(km)	B T (km) (*)	TOTAL (MWh)	UNITARIO (kWh/ab.año)	(kW)	ab./km	TOTAL	POR ab.
01-01 El Tambo	4.896	816	34.4	16.3	7.0	479.1	587.1	153	14.1	6.608.0	8.1
01-02 Concepción	6.306	1051	93.3	21.0	9.0	605.0	576.0	193	8.5	14.308.5	13.6
01-03 Cartagena	3.402	567	72.1	11.3	4.9	404.0	711.9	126	6.4	8.661.5	15.3
01-04 El Angel	3.246	541	44.5	10.8	4.6	298.8	552.2	96	9.0	5.549.5	10.3
01-05 Periferias	6.696	1116	--	22.3	9.6	616.3	552.2	197	35.0	5.022.0	4.5
SUBTOTAL CARCHI	24.546	4091	244.3	81.7	35.1	2403.2	587.4	760	11.3	40.149.5	9.8

NOTA: (*) B.T. = Baja tensión

Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero de

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1ro. DE ENERO DE 1985

REGION: SIERRA
SISTEMA: NORTE-IMBABURA

11-17

SUBPROYECTO	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	RED DISTRIBUCION		ENERGIA		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles \$/)	
				MIXTA(km)	B T (km) (*)	TOTAL (MWh)	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	POR ab.
01-10 P. de Azúcar	3.270	545	38.1	10.9	4.7	566.1	1.038.7	170	10.2	5.259.5	9.7
01-11 Angochahua	150	25	1.8	0.5	0.2	13.8	552.2	6	9.9	238.5	9.5
01-12 Y. Galindo	5.376	896	74.9	17.9	7.7	1.048.2	1.169.9	308	8.9	10.900.0	12.2
01-13 M. Acosta	2.538	423	47.3	8.5	3.6	233.6	552.2	76	7.1	6.198.5	14.7
01-14 Morochos	588	98	10.1	2.0	0.8	54.1	552.2	19	7.6	1.148.0	11.7
01-15 Gangotena	480	80	6.5	1.6	0.7	44.2	552.2	15	9.1	935.0	11.7
01-16 San Juan	1.320	220	10.6	4.4	1.9	121.5	552.2	40	13.0	1.732.0	7.9
01-17 Periférias	546	91		1.8	0.8	50.3	552.2	17	35.0	409.5	4.5
SUB TOTAL IMBABURA	14.268	2.378	189.3	47.6	24.4	2.131.8	896.5	643	9.2	26.821.0	11.3
TOTAL SISTEMA NORTE	87.329	6.369	433.6	129.3	59.5	4.535	701.0	1.404	10.4	66.970.5	10.4

NOTA: (*) B.T. = Baja tensión.

Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero de 1980.

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1ro. DE ENERO DE 1980

REGION: SIERRA
SISTEMA: PICHINCHA Y QUIJOS

SUBPROYECTO	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	R E D D I S T R I B U C I O N		E N E R G I A		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	I N V E R S I O N D I R E C T A (miles S./.)	
				MIXTA(km)	B T (km) (*)	TOTAL (MWh)	UNITARIO (kWh/ab.año)			T O T A L	P O R a b.¹
02-01 S. D. Colorados	30.600	5.100	261	102.0	43.7	5.855.5	1.148.1	1.714	12.5	46.180.0	9.1
02-02 Perf. C. Quito	63.018	10.503	---	210.1	90.0	12.058.9	1.148.1	3.526	35.0	60.917.4	5.8
02-03 A. Rurales	4.530	755	---	15.1	6.5	866.8	1.148.1	256	35.0	4.379.0	5.8
02-04 P. C. Quito	32.022	5.337	260	106.7	45.7	6.127.6	1.148.1	1.793	12.9	55.754.6	10.4
02-05 C. Mejía	4.392	732	36	14.6	6.3	840.4	1.148.1	248	12.9	7.665.6	10.5
02-06 C. Rumiñahui	2.688	448	20	9.0	3.8	514.4	1.148.1	153	13.7	4.298.4	9.6
02-07 C. Quijos	3.600	600	75	12.0	5.1	169.9	283.2	59	6.5	12.135.0	20.2
TOTAL PICHINCHA- QUIJOS	140.850	23.475	652	469.5	201.1	26.433.5	1.126.0	7.744	17.7	191.330.0	8.2

Nota: (*) BT = Baja Tensión.

Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos con nivel de precios de Enero de 1980.

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1ro. DE ENERO DE 1985

REGION: SIERRA
SISTEMA: CENTRO NORTE-COTOPAXI

SUBPROYECTO	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	RED DISTRIBUCION		ENERGIA		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles S./)	
				MIXTA(km)	B T (km) (*)	TOTAL (MWh)	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	POR ab.
3-01 Pujilí	7.374	1.229	47.8	24.6	10.5	753.3	612.9	238	14.8	9.056.5	7.4
3-02 Once de Nov.	3.522	587	30.5	11.7	5.0	389.8	664.0	123	12.4	4.776.5	8.1
3-03 Sigcho	2.904	484	65.4	9.7	4.1	307.3	634.8	98	6.1	8.128.0	16.9
3-04 Salcedo	6.636	1.106	41.4	22.1	9.5	686.9	621.0	217	15.2	8.231.0	7.4
3-05 Saquilisilí	5.928	988	40.8	19.8	8.5	735.6	744.5	228	14.3	7.302.0	7.4
3-06 Sacha-Cusubamba	3.930	655	65.5	13.1	5.6	410.4	626.6	130	7.8	8.540.3	13.0
3-07 Zumbagua	5.886	981	80.1	19.6	8.4	604.9	616.7	191	9.1	13.489.5	13.8
3-08 Mariscal-Sucre	2.310	385	19.6	7.7	3.3	266.0	690.9	84	12.6	3.104.5	8.1
3-09 Periferias	14.472	2.412		48.2	20.7	1.478.4	612.9	466	35.0	10.854.0	4.5
SUB TOTAL	52.962	8.827	391.1	176.5	75.6	5.027.8	569.6	1.594	13.7	73.482.3	8.3

NOTA: (*) B.T. = Baja tensión

Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero de 1980.

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

REGION: SIERRA
SISTEMA: CENTRO NORTE-TUNGURAHUA-PASTAZA

SUBPROYECTO	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	R E D D I S T R I B U C I O N		E N E R G I A		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles de\$/.)	
				MIXTA (km)	B T (km) (*)	TOTAL (MWh)	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	Por ab.
3-10 Andes	2.082	347	18.7	6.9	3.0	220.0	634.0	70	12.1	3.070.5	7.1
3-11 Píllaro	3.960	660	28.2	13.2	5.7	407.6	617.6	129	14.0	4.944.0	7.5
3-12 Chibulco	1.524	254	15.2	5.1	2.2	159.3	627.3	51	11.3	2.207.0	8.7
3-13 Quero	3.822	637	25.2	12.7	5.5	414.6	650.8	131	14.7	4.630.5	7.8
3-14 Baños	1.764	294	25.3	5.9	2.5	180.2	612.9	58	8.7	3.866.0	18.1
3-15 Pelileo	1.866	311	8.7	6.2	2.7	190.6	612.9	61	17.7	2.008.5	6.5
3-16 Area Puyo	1.080	180	84.0	3.6	1.5	110.3	612.9	36	2.0	8.610.0	47.8
3-16A Periferia	13.542	2.257	---	45.1	19.3	1.383.4	612.9	436	35.0	10.156.5	4.5
SUB TOTAL	29.640	4.940	205.3	98.7	42.4	3.066.0	620.6	963	14.3	39.493.0	8.0

NOTA: (*) BT = Baja Tensión.

Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos con nivel de precios de Enero de 1980.

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

REGION: SIERRA

SISTEMA: CENTRO NORTE—CHIMBORAZO

11-21

SUBPROYECTO	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	RED DISTRIBUCION		ENERGIA		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles de\$/.)	
				MIXTA (km)	B T (km) (*)	TOTAL (MWh)	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	POR ab.
3-20 Riobamba	2.424	404	9.6	8.1	3.5	304.3	753.3	95	19.1	2.490.0	6.2
3-21 Guano	1.134	189	7.6	3.8	1.6	115.8	612.9	38	14.5	1.382.5	7.8
3-22 Calpi	2.424	404	17.3	8.1	3.5	247.6	612.9	79	14.0	3.029.0	7.5
3-23 Puela	2.970	495	19.8	9.9	4.2	371.4	750.3	116	14.6	3.613.5	7.8
3-24 Chunchi	1.962	327	41.2	6.5	2.8	210.3	643.2	67	6.5	4.595.5	14.1
3-25 Achupallas	5.328	888	62.0	17.8	7.6	552.4	622.1	175	10.2	8.841.0	10.0
3-26 Cajabamba	1.926	321	18.5	6.4	2.8	196.8	612.9	63	11.6	2.739.5	8.5
3-27 Cebadas	2.976	496	26.2	9.9	4.3	304.0	612.9	97	12.3	4.374.0	8.8
3-28 Guamote	3.096	516	54.7	10.3	4.4	316.3	612.9	101	7.4	6.151.7	11.9
3-28A Periferias	18.000	3.000	---	60.0	25.7	1.838.8	612.9	579	35.0	13.500.0	4.5
SUB TOTAL	42.240	7.040	256.9	140.8	60.4	4.457.7	633.2	1.397	15.4	50.716.7	7.2

Nota: (*) BT = Baja Tensión.

Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos con nivel de precios de Enero de 1980.

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

REGION: SIERRA

SISTEMA: CENTRO NORTE-BOLIVAR

SUBPROYECTO	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	RED DISTRIBUCION		ENERGIA		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles de\$/.)	
				MIXTA (km)	B T (km) (*)	TOTAL	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	POR ab.
3-30 Bilovan	3.072	512	60.6	10.2	4.4	313.8	612.9	100	6.8	8.223.9	16.1
3-31 San Miguel	966	161	14.6	3.2	1.4	111.3	691.1	36	8.4	1.746.5	10.8
3-32 Chillanes	5.082	847	73.0	16.9	7.3	601.4	710.0	187	8.7	10.389.5	12.3
3-33 Guaranda	1.608	268	32.6	5.4	2.3	217.8	812.7	68	6.7	3.488.0	13.0
3-34 Facundo Vela	2.478	413	69.2	8.3	3.5	266.7	645.7	85	5.1	8.454.5	20.5
3-35 Las Naves	3.264	544	71.7	10.9	4.7	712.9	1.310.4	208	6.2	9.723.0	17.9
SUB TOTAL	16.470	2.745	321.7	54.9	23.6	2.223.9	810.2	678	6.9	42.025.4	15.0
TOTAL CENTRO NORTE	141.312	23.552	1.175.0	470.9	202.0	14.775.4	627.4	4.630	12.7	205.717.4	8.7

NOTA: Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero 1980.

(*) BT = Baja tensión

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

REGION: SIERRA
SISTEMA: CENTRO SUR-CAÑAR

SUBPROYECTO	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	RED DISTRIBUCION		ENERGIA		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles de\$/.)	
				MIXTA (km)	B T (km) (*)	TOTAL	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	POR ab.
04-01 Azogues	2.460	410	14.0	8.2	3.5	190.1	463.7	63	15.9	2.825.0	6.9
04-02 Cojitambo	3.600	600	14.9	12.0	5.1	278.2	463.7	91	18.7	3.793.0	6.3
04-03 Zhud	2.856	476	35.3	9.5	4.1	220.7	463.7	73	9.7	5.233.0	11.0
04-04 El Tambo	4.362	727	32.2	14.5	6.2	337.1	463.7	111	13.7	5.925.5	8.2
04-05 Pindilig	2.136	356	48.1	7.1	3.1	165.1	463.7	55	6.1	6.509.0	18.3
SUB TOTAL	15.414	2.569	144.5	51.3	22.0	1.191.2	551.7	452	9.9	24.285.5	11.2

NOTA: Las inversiones indicadas, son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios a Enero de 1980.

(*) BT = Baja tensión

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

REGION: SIERRA
SISTEMA: CENTRO SUR-AZUAY

SUBPROYECTO	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	R E D D I S T R I B U C I O N		E N E R G I A		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles de\$.)	
				MIXTA (km)	B T (km) (*)	TOTAL	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	POR ab.
04-06 Gualaceo	4.182	697	21.8	13.9	6.0	323.2	463.7	106	16.7	4.771.5	6.8
04-07 Tarqui	2.532	422	16.7	8.4	3.6	204.0	483.3	67	14.7	3.151.5	7.5
04-08 Sigsig	3.432	572	24.2	11.4	4.9	265.3	463.7	87	14.1	4.619.0	9.8
04-09 Simad	1.200	200	4.7	4.0	1.7	92.7	463.7	31	19.2	1.252.5	6.3
04-10 Paute	3.354	559	20.2	11.2	4.8	519.5	929.4	158	15.5	4.030.5	7.2
04-11 Cordova	3.132	522	17.5	10.4	4.5	242.1	463.7	80	16.1	3.661.5	6.9
04-12 El Pan	3.396	566	47.0	11.3	4.9	401.7	709.7	126	9.0	6.917.0	10.7
04-13 Sta. Isabel	5.532	922	55.7	18.4	7.9	427.6	463.7	140	11.2	11.764.5	12.8
04-14 Periferias	7.068	1.178	--	23.6	10.1	546.3	463.7	178	35.0	5.301.0	4.5
SUB TOTAL	33.828	5.638	207.8	112.6	48.4	3.022.4	536.1	965	15.3	45.469.0	8.1
TOTAL CENTRO-SUR	49.242	8.207	352.3	163.9	70.4	4.213.6	513.4	1.352	14.0	69.754.5	8.5

NOTA: Las inversiones son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero 1980.

(*) BT = Baja tensión

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

REGION: SIERRA

SISTEMA: SUR - LOJA Y ZAMORA CHINCHIPE

SUBPROYECTO	HABITANTES	ABONADOS	LINEA PRIMARIA (km)	RE D DISTRIBUCION		E N E R G I A		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles deS/.)	
	Servidos	Servidos		MIXTA (km)	B T (km)	TOTAL	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	POR ab.
5-01 Chumquiribamba											
Jimbilía	6.960	1.160	88	23.2	9.9	705.9	608.5	223	9.6	17.420.0	15.0
5-02 Saraguro	2.460	410	44	8.2	3.5	238.9	582.7	77	7.4	6.415.0	15.6
5-03 Yangana	1.056	176	18	3.5	1.5	259.0	1.471.3	77	7.6	2.622.0	14.9
5-04 Catacocha	1.500	250	18	5.0	2.1	143.2	572.9	47	9.9	2.865.0	11.5
5-05 Buenavista	4.140	690	68	13.8	5.9	871.9	1.263.6	255	7.9	9.205.0	13.3
5-06 Sabanilla	2.040	340	27	6.8	2.9	194.8	572.9	63	9.3	3.690.0	10.9
5-07 Vicentino	2.430	405	43	8.1	3.5	232.0	572.9	75	7.4	5.682.5	14.0
5-08 Amaluza	2.160	360	22	7.2	3.1	212.1	589.3	68	11.2	4.480.0	12.4
5-09 Gonzanamá	1.440	240	26	4.8	2.1	417.0	1.737.5	120	7.3	3.160.0	13.2
5-10 Cariamanga	792	132	7	2.6	1.1	75.6	572.9	25	12.3	1.154.0	8.7
5-11 Zozoranga	2.460	410	40	8.2	3.5	234.9	572.9	76	7.9	7.205.0	17.6
5-12 Zamora Chinchipe	3.000	500	62	10.0	4.3	286.5	572.9	92	6.6	10.160	29.6
TOTAL	30.438	5.073	463	101.4	43.4	3.871.8	763.2	1.188	8.3	72.058	15.5

NOTA: Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero 1980

(*) B.T = Baja tensión

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

REGION: COSTA

SISTEMA: ESMERALDAS-ESMERALDAS

11 - 26

SUBPROYECTO	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	RED DISTRIBUCION		ENERGIA		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA (miles de \$/.)	
				MIXTA (km)	B T (km) (*)	TOTAL	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	POR ab.
06-01 Galera	1.374	229	35.0	4.6	2.0	132.3	577.7	43	5.5	4.630.5	20.2
06-02 La Lucha	1.626	271	43.0	5.4	2.3	153.1	565.1	50	5.3	4.899.5	18.1
06-03 Malimpia	1.056	176	22.0	3.5	1.5	100.5	570.9	33	6.5	2.772.0	15.8
06-04 Montalvo	2.868	478	34.0	9.6	4.1	270.2	565.3	87	10.0	6.001.0	12.6
06-05 Ricaurte	660	110	41.0	2.2	0.9	62.7	569.9	21	2.5	4.805.0	43.7
06-06 Urbina	1.830	305	48.0	6.1	2.6	175.4	575.2	57	5.4	6.172.5	20.2
06-07 La tola	2.370	395	53.0	7.9	3.4	228.6	578.8	74	6.1	7.067.5	17.9
06-08 Chontaduro	2.118	353	59.0	7.1	3.0	202.7	574.2	66	5.1	6.608.5	18.7
TOTAL	13.902	2.317	335.0	46.4	19.8	1.325.5	572.1	421	5.8	42.956.5	18.5

NOTA: Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero 1980.

(*) B.T = Baja tensión

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

Cuadro No. 11-7
HOJA No. 1 de 2

TOMO I

REGION: COSTA
SISTEMA: MANABI-MANABI

SUBPROYECTO	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	RED DISTRIBUCION		ENERGIA		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles de\$/.)	
				MIXTA (km)	B T (km) (*)	TOTAL	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	POR ab.
7-01 Los Ranchos	804	134	3.6	2.7	1.1	86.1	642.3	28	18.0	891.0	6.6
7-02 Zapote	5.322	887	34.3	17.7	7.6	573.0	646.0	181	14.9	7.425.5	8.4
7-03 Mapasingue	1.476	246	12.6	4.9	2.1	157.2	638.8	51	12.5	1.115.0	8.6
7-04 Chirijo	1.056	176	20.6	3.5	1.5	113.0	642.2	37	6.9	2.683.0	15.2
7-05 Cajones	264	44	6.1	0.9	0.4	28.7	652.2	11	6.0	686.0	15.06
7-06 El Gramal	954	159	12.5	3.2	1.4	102.3	643.3	34	9.3	1.715.5	10.8
7-07 Camarones	300	50	6.9	1.0	0.4	32.5	650.6	12	6.0	984.0	19.7
7-08 Bocayá	1.134	189	37.7	3.8	1.6	124.3	657.5	40	4.8	5.001.5	26.5
7-09 La Carmela	798	133	16.0	2.7	1.1	85.9	645.9	28	6.7	1.878.5	14.1
7-10 Danta	1.122	187	25.4	3.7	1.6	121.9	652.0	40	6.1	3.188.5	17.1
7-11 El Limón	1.920	320	20.8	6.4	2.7	208.8	652.4	67	10.7	3.383.0	10.6
7-12 Chirimoya	720	120	18.8	2.4	1.0	78.4	653.5	26	5.4	2.467.0	20.6
7-13 Morena	1.818	303	47.0	6.1	2.6	199.4	658.2	64	5.4	5.447.5	18.0
7-14 Sn Antonio	2.016	336	32.7	6.7	2.9	219.5	653.2	70	7.9	4.551.0	13.5
7-15 Joaz	1.680	280	35.2	5.6	2.4	181.9	649.6	58	6.5	4.076.0	14.6
7-16 Francisco Orellana	3.564	594	32.7	11.9	5.1	385.3	648.7	122	12.0	6.270.0	10.6
7-17 Maldonado	1.176	296	17.9	5.9	2.5	194.8	658.1	62	11.2	3.532.0	11.9
7-18 Motete	3.054	509	32.2	10.2	4.4	333.7	655.7	106	10.9	6.092.5	12.0

Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero de 1980

(*) B.T = Baja tensión

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

REGION: COSTA
SISTEMA: MANABI-MANABI

SUBPROYECTO	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servicios	LINEA PRIMARIA (km)	RED DISTRIBUCION		ENERGIA		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles de\$/.)	
				MIXTA (km)	B T (km) (*)	TOTAL (MWh)	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	POR ab.
7-19 Pita Grande	2.340	390	41.9	7.8	3.3	250.3	641.8	80	7.4	5.107.0	13.1
7-20 La Victoria	138	23	5.5	0.5	0.2	15.0	654.2	6	3.7	543.5	23.6
7-21 Lagunas	282	47	9.3	0.9	0.4	30.7	653.8	11	4.4	955.5	20.3
7-22 Las Pampas	558	93	14.3	1.9	0.8	60.5	650.2	20	5.5	1.562.5	16.8
7-23 Río de Caña	1.074	179	15.0	3.6	1.5	117.5	656.6	38	8.9	2.005.5	11.2
7-24 San Andrés	5.088	848	25.2	17.0	7.3	554.8	654.2	175	17.2	5.832.0	6.9
7-25 Sta. Lucía	3.042	507	45.3	10.1	4.3	330.2	651.4	105	8.5	7.264.4	14.3
7-26 Boca de Lucha	252	42	4.8	0.8	0.4	27.4	652.8	10	7.0	573.0	13.6
7-27 Olmedo	4.206	701	50.7	14.0	6.0	458.2	653.6	144	9.9	8.302.5	11.8
7-28 La Fortuna	2.256	421	60.3	8.4	3.6	274.7	652.5	87	5.8	8.683.5	20.6
7-29 San Jacinto	3.792	632	32.0	12.6	5.4	409.1	647.4	129	12.6	5.848.0	9.8
TOTAL	53.076	8.846	713.3	176.9	75.8	5.755.1	650.6	1.797	9.2	109.065.0	12.3

NOTA: Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero 1980.

(*) B.T. = Baja tensión.

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

Cuadro 11-8
HOJA No. .1 de 5

TOMO I

REGION: COSTA

SISTEMA: GUAYAS—LOS RIOS—DAULE—BALZAR—QUEVEDO

SUBPROYECTO	HABITANTES	ABONADOS	LINEA PRIMARIA (km)	RED DISTRIBUCION		ENERGIA		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles de\$.)	
	Servidos	Servidos		MIXTA (km)	B T (km) (*)	TOTAL (MWh)	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	Por ab.
08-01 Daule	2.166	361	12.0	7.2	3.1	337.8	935.7	103	16.2	2.795	7.7
08-02 Sta. Lucía	1.638	273	11.0	5.5	2.3	255.5	935.7	79	14.5	2.439	8.9
08-03 Colorado	2.220	370	11.0	7.4	3.2	346.2	935.7	106	17.2	2.876	7.8
08-04 Laurel	762	127	5.0	2.5	1.1	118.8	935.7	38	14.7	1.122	8.8
08-05 Callejones	2.928	488	19.0	9.8	4.2	456.6	935.7	139	14.8	4.166	8.5
08-06 G. Vernaza	330	155	22.0	3.1	1.3	145.0	935.7	46	5.9	2.998	19.3
08-07 Cascol	1.812	302	25.0	6.0	2.6	282.6	935.7	87	9.0	4.110	13.6
08-08 Salitre	1.476	246	25.0	4.9	2.1	230.2	935.7	71	7.7	3.558	14.5
08-09 Samborondon	1.578	263	26.0	5.3	2.3	246.1	935.7	76	7.8	4.044	15.4
08-10 Palestina	2.496	416	16.0	8.3	3.6	389.3	935.7	119	14.9	3.632	8.7
08-11 L.Sarjentillo	786	131	12.0	2.6	1.1	122.6	935.7	39	8.3	1.910	14.6
08-12 Balzar	1.818	303	29.0	6.1	2.6	283.5	935.7	87	8.0	3.744	12.0
08-13 Empalme	1.182	197	18.0	3.9	1.7	184.3	935.7	57	8.3	2.327	11.8
08-14 Las Guayas	3.168	528	51.0	10.6	4.5	494.1	935.7	150	8.0	7.716	14.6
08-15 Sta. Rosa	4.068	678	33.0	13.6	5.8	634.4	935.7	192	12.9	5.692	8.4
08-16 El Congo	3.780	630	72.0	12.6	5.4	589.5	935.7	179	7.0	9.286	14.7
08-17 Colimes	1.578	263	19.0	5.3	2.3	246.1	935.7	76	9.9	3.094	11.8
08-18 Potreros	1.332	222	31.0	4.4	1.9	210.5	984.1	67	5.9	3.479	15.7

Las inversiones indicadas, son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios a Enero de 1980.

(*) BT = Baja tensión

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
 PROGRAMA SIERRA Y COSTA
 LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

REGION: COSTA

SISTEMA: GUAYAS-LOS RIOS-DAULE-BALZAR

SUBPROYECTO	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	R E D D I S T R I B U C I O N		E N E R G I A		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	I N V E R S I O N D I R E C T A (miles de \$.)	
				MIXTA (km)	B T (km) (*)	TOTAL	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	POR ab.
08-19 San Carlos	1.908	318	48.0	6.4	2.7	310.3	975.8	95	5.6	5.962.0	18.7
08-20 Moquique	930	155	8.0	3.1	1.3	155.4	1.002.7	49	12.5	1.578.0	10.2
08-21 B. Colorado	1.740	290	14.0	5.8	2.5	286.2	987.0	87	13.0	2.515.0	8.7
08-22 La Virgen	2.328	388	23.0	7.8	3.3	374.7	965.8	114	11.4	3.586.0	9.2
08-23 Valencia	3.606	601	43.0	12.0	5.2	573.2	953.8	171	10.0	6.865.0	11.4
08-24 Pangua	5.460	910	65.0	18.0	7.8	257.7	283.2	89	10.0	13.296.0	14.6
SUBTOTAL GUAYAS	51.690	8.615	638.0	172.4	73.9	7.538.6	875.1	2.275	9.74	102.520.0	11.9
DAULE BALZAR QUEVEDO											

NOTA: Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero de 1980

(*) B.T. = Baja tensión

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

REGION: COSTA

SISTEMA: GUAYAS-LOS RIOS-MILAGRO NARANJAL

SUBPROYECTO	HABITANTES Servidos	ABONADOS Servidos	LINEA PRIMARIA (km)	RED DISTRIBUCION		ENERGIA		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles de\$/.)	
				MLXTA (km)	BT (km) (*)	TOTAL	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	Por ab.
08-25 S. Bolívar	1.794	299	6.2	6.0	2.6	279.8	935.7	86	20.3	1.841.5	6.2
08-26 M. Sucre	576	96	7.3	1.9	0.8	89.8	935.7	29	9.6	1.016.0	10.6
08-27 Naranjito	1.764	294	22.0	5.9	2.5	275.1	935.7	85	9.7	3.083.0	10.5
08-28 La Margot	3.180	530	67.2	10.6	4.5	495.9	935.7	151	6.4	8.757.0	16.5
08-29 El Triunfo	1.740	290	27.8	5.8	2.5	271.4	935.7	83	8.0	3.529.0	12.2
08-30 Tenguel	1.650	275	25.9	5.5	2.4	257.3	935.7	79	8.1	3.309.5	12.0
08-31 S. R. Flandes	2.244	374	39.0	7.5	3.2	350.0	935.7	107	7.5	5.643.0	15.1
SUBTOTAL GUAYAS	12.948	2.158	195.4	43.2	18.5	2.019.3	935.7	606	8.4	27.179.0	12.6

MILAGRO-NARANJAL

NOTA: Las inversiones indicadas, son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero de 1980

(*) BT = Baja Tensión.

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

REGION: COSTA

SISTEMA: GUAYAS-LOS RIOS-SALINAS-STA. ELENA

SUBPROYECTO	HABITANTES	ABONADOS	LINEA PRIMARIA (km)	R E D D I S T R I B U C I O N		E N E R G I A		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	I N V E R S I O N D I R E C T A (miles de \$/.)	
	Servidos	Servidos		MIXTA (km)	B T (km) (*)	TOTAL	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	Por. ab.
08-12 Playas	1.248	208	38.0	4.2	1.8	200.5	964.1	62	4.7	3.976.0	19.1
08-33 El Progreso	1.800	300	46.7	6.0	2.6	285.0	949.9	87	5.4	5.866.0	19.6
08-34 Mamey	3.426	571	72.0	11.4	4.9	545.8	955.8	165	6.5	9.379.5	16.4
08-35 Manglaralto	900	150	21.0	3.0	1.3	140.4	935.7	44	5.9	2.775.0	18.5
SUBTOTAL GUAYAS	7.374	1.229	177.7	24.6	10.6	1.171.7	953.3	352	5.7	21.996.5	17.9
SALINAS											
STA. ELENA											
TOTAL SISTEMA											
GUAYAS-LOS RIOS	72.012	12.002	1.011.1	240.2	103.0	10.729.6	894.0	3.329	8.9	151.695.5	126.0

NOTA: (1) No incluye el área de la EE. Los Rios S.A.

Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos con nivel de precios de Enero de 1980.

(*) BT = Baja Tensión.

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA LOS RIOS
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

REGION: COSTA

SISTEMA: LOS RIOS- EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS

11-33

SUBPROYECTO	HABITANTES	ABONADOS	LINEA PRIMARIA (km)	RED DISTRIBUCION		ENERGIA		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles de\$/.)	
	Servidos	Servidos		MIXTA (km)	BT (km) (*)	TOTAL (MWh)	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	POR ab.
08-51 Extensiones											
al suburbio	12.000	2.000	—	40	17.14	1.866.0	933	561	35.0	9.000.0	4.5
08-52 Periferias	18.300	3.050		61	26.1	2.845.7	933	845	35.0	12.960.0	4.5
08-53 Inversiones											
Generales	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10.000.0	—
TOTAL	57.000	9.500	173.5	190	81.46	8.863.7	933	2.655	21.3	75.000.0	7.9

² NOTA: Las inversiones indicadas, son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios a Enero de 1980.

(*) BT = Baja tensión

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA SIERRA Y COSTA
LISTA DE METAS, DEMANDA E INDICES AL 1o. DE ENERO DE 1985

REGION: COSTA
SISTEMA: EL ORO—EL ORO

Cuadro No. 11—9
HOJA No. .1 de 1

11—34

SUBPROYECTO	HABITANTES	ABONADOS	LINEA PRIMARIA (km)	RED DISTRIBUCION		ENERGIA		DEMANDA (kW)	DENSIDAD ab./km	INVERSION DIRECTA(miles de\$.)	
	Servidos	Servidos		MIXTA (km)	B T (km) (*)	TOTAL (MWh)	UNITARIO (kWh/ab.año)			TOTAL	POR ab.
9-01 Progreso	1.272	212	16.5	4.2	1.8	210.3	992.1	65	9.4	3.204.0	15.1
9-02 Uzhecurumi	1.056	176	20.5	3.5	1.5	173.7	987.1	54	6.9	3.662.0	20.8
9-03 Chilla	864	144	33.5	2.9	1.2	142.1	987.1	45	3.8	5.003.0	34.7
9-04 Bajo Alto	1.704	284	43.8	5.7	2.4	286.2	1.007.8	87	5.5	6.972.0	24.5
9-05 Platanillos	1.980	330	48.0	6.6	2.8	331.6	1.004.9	101	5.7	7.695.0	24.0
9-06 Río Negro	1.566	261	27.0	5.2	2.2	265.2	1.015.9	81	7.6	4.459.5	18.6
0-07 Malvas	2.292	382	34.1	7.6	3.3	388.4	1.016.6	117	8.5	7.175.0	18.8
0-08 Lourdes	792	132	38.0	2.6	1.1	134.1	1.015.6	42.	3.2	5.734.0	43.4
9-09 Hualtaco*	180	30	5.5	0.6	0.3	441.0	14.712.5	215	4.7	575.0	19.1
9-10 Abañin	480	80	38.5	1.6	0.7	80.3					
9-10 Abañin	480	80	38.5	1.6	1.0	80.3	1.003.2	26	2.0	5.750.0	71.8
9-11 Ayapamba	720	120	30.0	2.4	1.0	121.3	1.010.6	38	3.6	4.340.0	36.1
9-12 Balzas	3.186	531	78.5	10.6	4.6	535.5	1.008.5	161	5.7	14.092.5	26.5
9-13 Pilo*	30	5	23.0			934.3	186.868.4	500	0.2	2.920.0	584.0
9-14 Moromoro	564	94	23.0	1.9	0.8	94.3	1.003.3	30	3.7	3.238.0	34.4
9-15 El Rosario	186	31	26.0	0.6	0.3	31.2	1.006.0	12	1.2	2.994.5	96.6
9-16 Periferias	36.000	6.000		120.0	51.4	5.922.4	987.1	1.763	35.0	27.000.0	4.5
TOTAL EL ORO	52.872	8.812	486.0	176.0	75.4	10.091.9	1.145.2	2.953	11.9	104.814.5	11.9

* Subproyectos para la instalación de industria camaronera

NOTA: Las inversiones indicadas son las inversiones directas en los proyectos, con nivel de precios de Enero de 1980.

(*) B.T. = Baja tensión.

Cuadro No. 11—10

Hoja No. 1 de 1

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA DE OBRAS AMAZONIA Y GALAPAGOS

PROVINCIA	GENERACION kW	TRANSFORMA. k VA	TRANSMISION		DISTRIBUCION No. Abonados	TRANSFOR- MADORES DE DISTRIB. kVA
			69 kV	13.8 kV		
NAPO	2.500 (H)	3.125	119 km	140 km	2.500	3.750
MORONA SANTIAGO	2.500 (H)	3.125	181 km	110 km	2.000	3.000
ZAMORA —CHINCHIPE	2x500 (H)	1.250		130 km	500	750
GALAPAGOS Y OTRAS ZONAS NO IDENTIFICADAS	2.000 (T)	2.500		20 km	1.000	1.500
TOTAL	8.000	10.000	300 km	400 km	6.000	

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA AMAZONIA Y GALAPAGOS
(Miles de Suces)

OBRAS	UNIDAD	CANTIDAD	PRESUPUESTO		
			M.L.	DIV.	TOTAL
GENERACION:					
NAPO	kW	2.500(H)	50.000	50.000	100.000
MORONA SANTIAGO	kW	2.500(H)	50.000	50.000	100.000
ZAMORA CHINCHIPE	kW	2x500(H)	20.000	20.000	40.000
GALAPAGOS Y OTRAS ZONAS					
NO IDENTIFICADAS	kW	2.000(T)	12.000	18.000	30.000
SUBTOTAL		8.000	132.000	138.000	270.000
TRANSFORMACION	kVA	10.000			
SUBTRANSMISION:					
LINEAS A 69 kV	km	300	30.000	45.000	75.000
LINEAS A 13.8 kV	km	400	36.000	24.000	60.000
SUBTOTAL		700	66.000	69.000	135.000
DISTRIBUCION	ab.	6.000	21.600	14.400	36.000
TOTAL			219.000	221.400	441.000

PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL I - FASE
PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES 1.980 -1.984

Miles de Suces

Moneda: Enero de 1980

CATEGORIA	PRESUPUESTO			AÑOS:		1980		1981		1982		1983		1984	
	ML	ME	TOTALL	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME		
7. ESCALAMIENTO DE COSTOS (1)	431,424	165,195	596,619			54,851	21,279	101,283	40,581	165,417	65,207	109,873	38,128		
8. SUBTOTAL (6 + 7)	1'604,244	955,283	2'559,527	28,820	24,255	420,528	257,714	415,339	256,321	482,992	286,227	256,565	130,766		
9. GASTOS FINANCIEROS (2)		82,557	82,557		728		6,403		16,577		25,148		33,701		
10. TOTAL (8 + 9)	1'604,244	1'037,840	2'642,084	28,820	24,983	420,528	264,117	415,339	272,898	482,992	311,375	256,565	164,467		
NOTAS: (1) El escalamiento de costos se ha calculado con el 9% para moneda extranjera y el 15% para moneda local.															
(2) Los gastos financieros han sido calculados independientemente para los 3 sub-programas y sus valores correspondientes al período de construcción															

PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL I - FASE

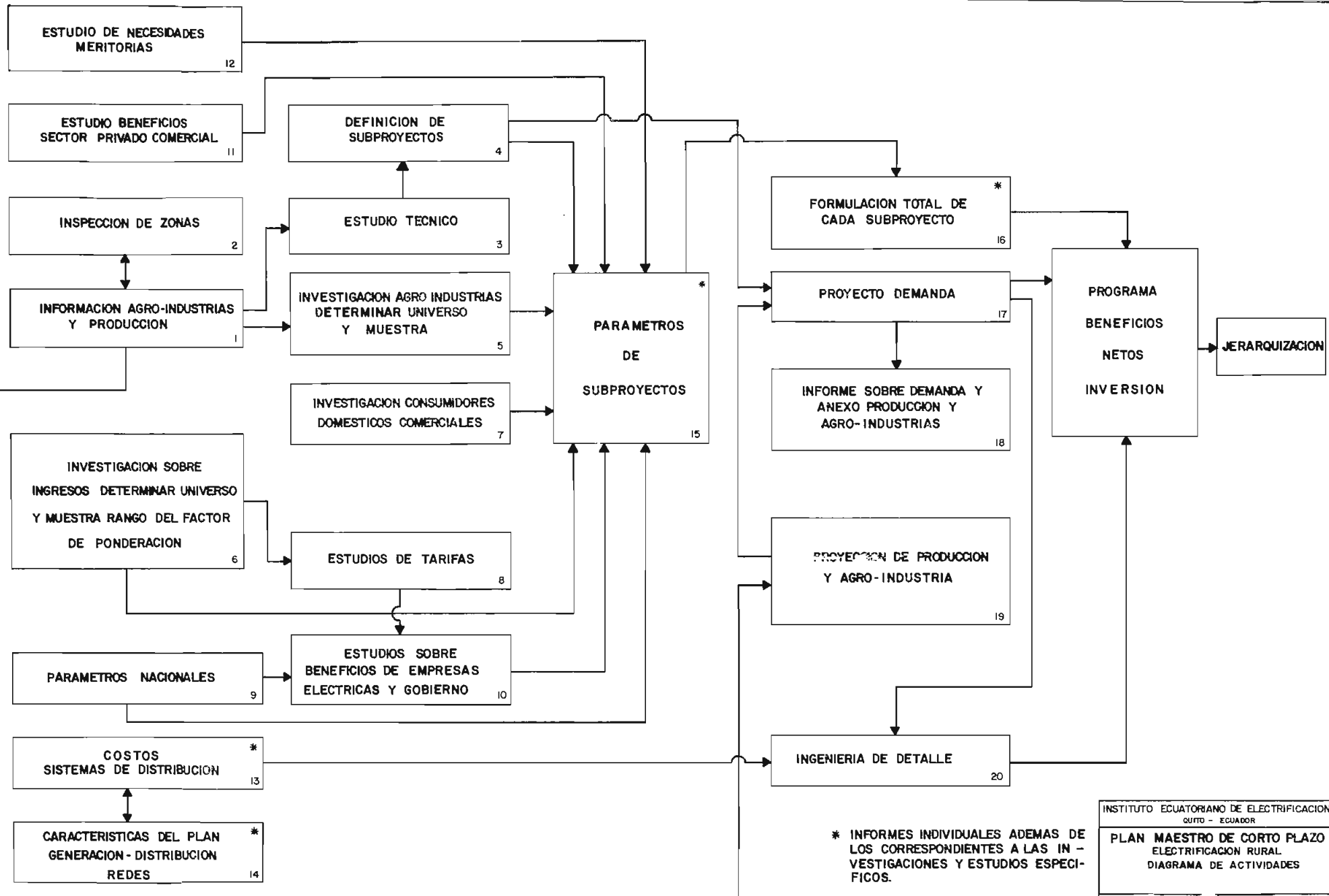
PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES 1.980 - 1984

Miles de U.S. \$

Moneda: enero de 1980

CATEGORIA	PRESUPUESTO			ANOS:		1980		1981		1982		1983		1984	
	ML	ME	TOTAL	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME
	1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION	5.136	984	6.120	320	160	1.360	440	1.440	344	1.160	40	856		
2. COSTOS DIRECTOS	37.511	27.747	65.258	728	722	11.937	8.158	9.980	7.501	10.388	7.997	4.478	3.369		
3. IMPREVISTOS	4.265	2.873	7.138	105	88	1.330	860	1.142	784	1.155	804	533	337		
4. (1 + 2 + 3)	46.912	31.604	78.516	1.153	970	14.627	9.458	12.562	8.629	12.703	8.841	5.867	3.706		
5. ESCALAMIENTOS (1)	17.257	6.607	23.864			2.194	851	4.051	1.623	6.617	2.608	4.395	1.525		
6. (4 + 5)	64.169	38.211	102.380	1.153	970	16.821	10.309	16.613	10.252	19.320	11.449	10.262	5.231		
7. GASTOS FINANCIEROS (2)		3.302	3.302		29		256		663		1.006		1.348		
8. (6 + 7)	64.169	41.513	105.682	1.153	999	16.821	10.565	16.613	10.915	19.320	12.455	10.262	6.579		
NOTAS: (1) El escalamiento de costos se ha calculado con el 15% M.L. y 9% M.E.															
(2) Los gastos financieros corresponden al periodo de construcción															

11-40

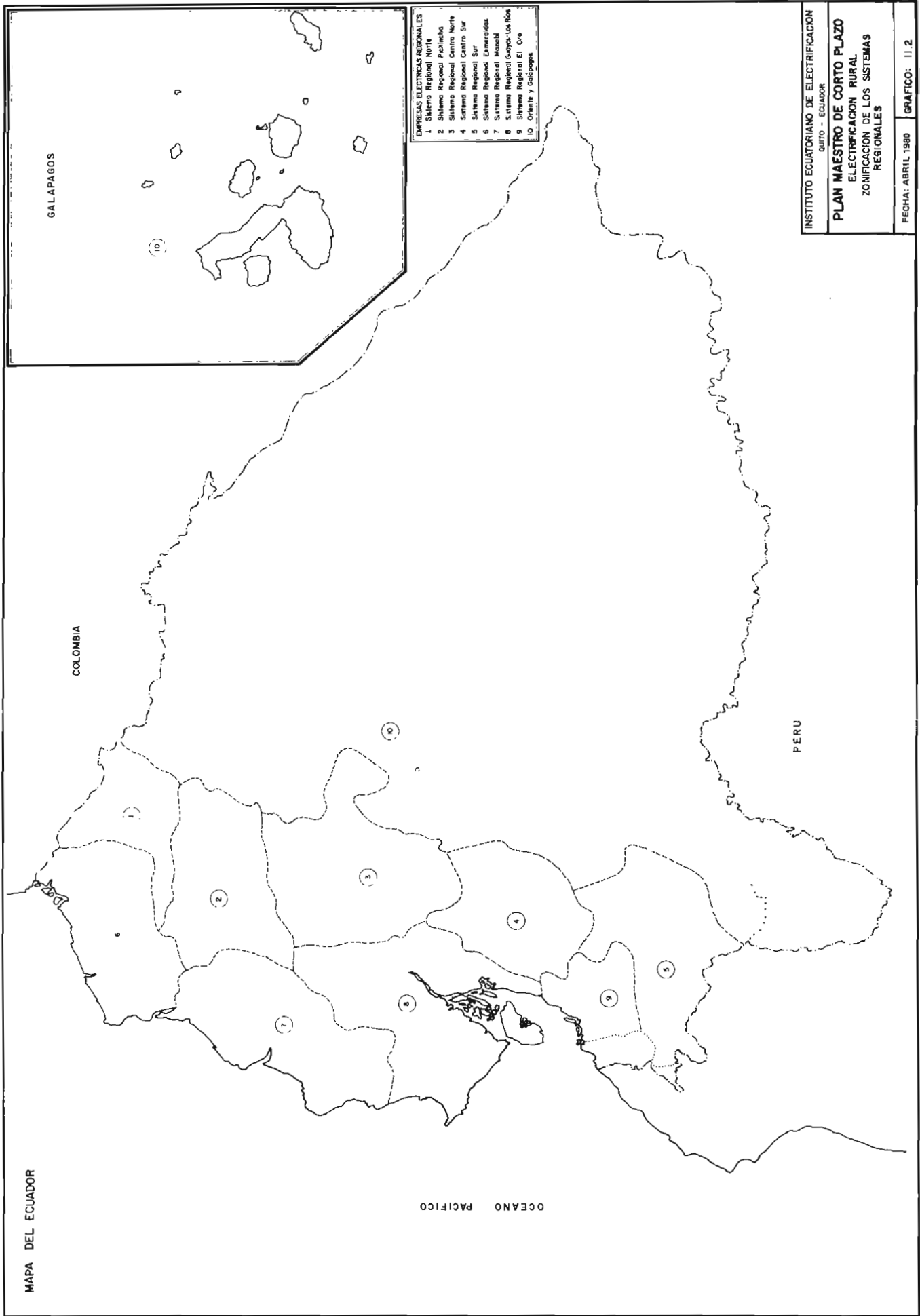


* INFORMES INDIVIDUALES ADEMAS DE LOS CORRESPONDIENTES A LAS INVESTIGACIONES Y ESTUDIOS ESPECIFICOS.

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
ELECTRIFICACION RURAL
DIAGRAMA DE ACTIVIDADES

ABRIL 1980 GRAFICO Nº 11.1



MAPA DEL ECUADOR

COLOMBIA

PERU

OCEANO PACIFICO

- EMPRESAS ELECTRICAS REGIONALES
1. Sistema Regional Norte
 2. Sistema Regional Pichincha
 3. Sistema Regional Centro Norte
 4. Sistema Regional Centro Sur
 5. Sistema Regional Sur
 6. Sistema Regional Esmeraldas
 7. Sistema Regional Machalí
 8. Sistema Regional Guayaquil
 9. Sistema Regional El Oro
 10. Oriente y Galapagos

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
ELECTRIFICACION RURAL
ZONIFICACION DE LOS SISTEMAS
REGIONALES

FECHA: ABRIL 1980 GRAFICO: 11.2

CATEG.	ACTIVIDADES	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	OBSERVACIONES
1	OBTENCION FINANCIAMIENTO	-----							
2	DISEÑOS-ESPEC. TECNICAS-DOCUM.-LICIT.	██████████							
3	PROCESO - LICITACIONES		▽		██████████				
4	SUMINISTRO EQUIPOS Y MATERIALES								
4.1	MATERIALES IMPOR. LINEAS			██████████	██████████	██████████			
4.2	MATERIALES LOCALES LINEAS		██████████	██████████	██████████				
4.3	EQUIPOS CENTRALES HIDROELECTRICOS		▽	-----	██████████	██████████			
5	CONSTRUCCIONES Y MONTAJES								
5.1	SISTEMA NORTE			██████████	██████████	██████████	██████████		
5.2	SISTEMA PICHINCHA		██████████	██████████	██████████	██████████			
5.3	SISTEMA CENTRO NORTE			██████████	██████████	██████████	██████████		
5.4	SISTEMA CENTRO SUR				██████████	██████████	██████████		
5.5	SISTEMA SUR				██████████	██████████	██████████		
5.6	SISTEMA ESMERALDAS				██████████	██████████	██████████		
5.7	SISTEMA MANABI		██████████	██████████	██████████	██████████			
5.8	SISTEMA GUAYAS LOS RIOS		██████████	██████████	██████████	██████████	██████████		
5.9	SISTEMA EL ORO				██████████	██████████	██████████		
5.10	SISTEMA PROV. ORIENTAL Y GALAPAGOS		██████████	██████████	██████████	██████████	██████████		
▽	CONVOCATORIA A LICITACION								
		-----	FINANCIAMIENTO				██████████	EJECUCION	

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
ELECTRIFICACION RURAL
PROGRAMA MAESTRO DE EJECUCION DE OBRAS
FASE I

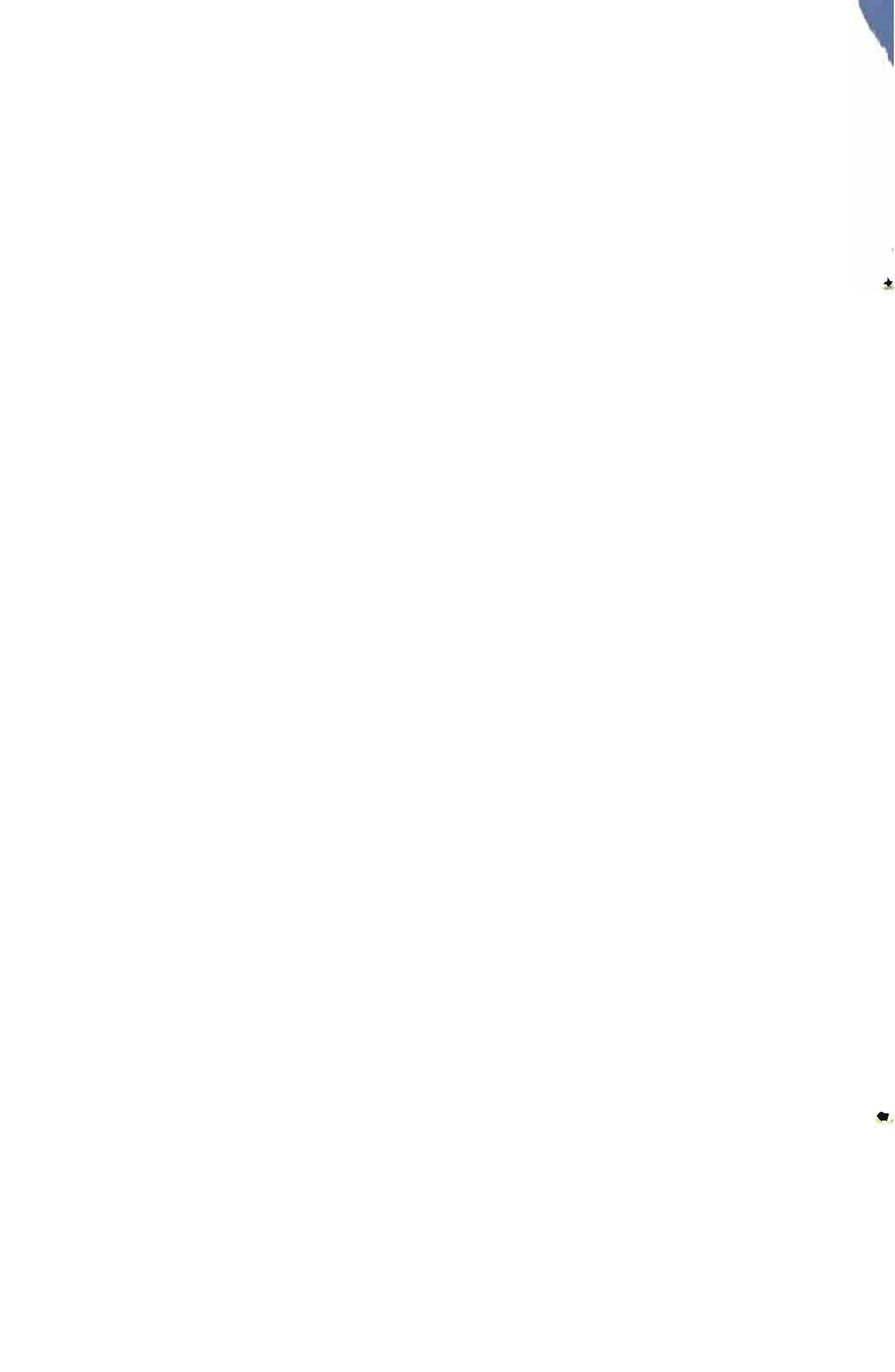
FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 11 - 3

CAPITULO 12

PROGRAMA DE FINANCIAMIENTO

1. INTRODUCCION
2. PROGRAMA DE INVERSIONES REQUERIDAS
3. ESTUDIO TARIFARIO Y DE RENTABILIDAD
 - 3.1. Antecedentes
 - 3.2. Situación Actual
 - 3.3. Análisis de Políticas Tarifarias
 - 3.4. Evolución de los activos en Explotación
 - 3.5. Previsión de Energía Generada y Vendida
 - 3.6. Resultados de Explotación
4. FINANCIAMIENTO PROPUESTO AL PLAN
 - 4.1. Estimación de Ingresos por Regalías del Petróleo
 - 4.2. Financiamiento Externo
 - 4.3. Fuentes y Usos de Fondos
 - 4.4. Resultados.



CAPITULO 12

PLAN DE FINANCIAMIENTO

1. INTRODUCCION

El objetivo de este capítulo es estudiar la factibilidad financiera del programa de obras definido en los capítulos 8, 9, 10 y 11 de este documento y establecer un plan de financiamiento del programa de obras estudiado.

En primer término se ha procedido a analizar la factibilidad financiera del programa de equipamiento definido como óptimo desde el punto de vista técnico y económico. A este programa se lo ha denominado ALTERNATIVA 1-A y permitiría cubrir los requerimientos de la máxima demanda prevista en el estudio del mercado (Capítulo 7: nivel superior del intervalo de confianza). Este programa contempla la ejecución de los siguientes proyectos de generación, adicionales a los que están en construcción:

PROYECTO	FECHA DE OPERACION
Pastaza Agoyán	Enero 1985
Paute I — Fase C	Enero 1986
Daule Peripa	Enero 1988
Toachi Pilatón	Junio 1988
Paute Mazar	Enero 1989
Jubones	Junio 1990
Coca	Junio 1991

El monto de inversiones que esta alternativa requiere en el período 1980-1984 alcanza el valor de 44.150 millones de sucres (moneda de 1980).

En los estudios financieros del programa que se presenta en este capítulo se aprecia que, con los recursos financieros que actualmente dispone el sector electrificación, no podrá afrontar la ejecución de éste.

Por esta razón, considerando la limitación de recursos financieros del sector electrificación, se pasó a estudiar y definir un programa de equipamiento diferido, suficiente para atender la demanda media probable estimada, y que se lo ha denominado ALTERNATIVA 1 — 3. Este programa requiere de una inversión de 30.000 millones de sucres en moneda de 1980 (22.472.5 millones de sucres en moneda de 1979), en el período de 1980 —1984, y está conformado por los siguientes proyectos:

PROYECTO	FECHA DE OPERACION
Pastaza Agoyán	Enero 1985
Paute I - Fase C	Enero 1987
Daule Peripa	Enero 1988
Paute Mazar	Enero 1989
Toachi	Junio 1990
Jubones	Junio 1991
Coca	Junio 1992

En esta ALTERNATIVA se ha incorporado además la inversión necesaria para iniciar la construcción de un programa de “Pequeñas Centrales Hidroeléctricas” para cubrir eventuales retrasos en la construcción de los proyectos mayores y permitir abastecer demandas ligeramente mayores a las consideradas. Asimismo se ha previsto una asignación para emprender un programa de utilización de energía solar con miras a substituir parcialmente el consumo doméstico de energía eléctrica.

En el caso de que se presente una mayor demanda de energía eléctrica que la que puede abastecer el programa de equipamiento previsto en esta Alternativa 1-3 será necesario recurrir a equipamiento térmico para suplir el déficit.

Los estudios financieros realizados para esta alternativa indican que el sector electrificación del Ecuador está en capacidad de cubrir el 63% de los egresos requeridos con sus recursos propios provenientes de venta de energía, asignaciones de regalías hidrocarbúricas y de créditos contratados hasta 1980. Para cubrir el 37% restante se propone recurrir a nuevo endeudamiento por el 26% y que el 11% sea absorbido por el Estado.

Los estudios financieros han considerado tanto los aspectos de la explotación de los sistemas en servicio como la expansión del sistema eléctrico.

Para estudiar el primer aspecto fue necesario definir primeramente una política tarifaria clara y acorde con las políticas de gobierno y luego, en base a aquella, efectuar estudios para obtener los ingresos requeridos para cubrir los costos de operación y obtener excedentes para la expansión de los sistemas de generación, transmisión y distribución.

Para el segundo aspecto se estudiaron diversos esquemas de financiamiento partiendo de los programas de inversión de los proyectos y analizando varias alternativas estructurales tanto de endeudamiento como de autogeneración de fondos y otros aportes.

El estudio mencionado se realizó tanto a nivel de producción primaria (INECEL) como a nivel global de suministro (Sector Eléctrico) considerado las dos alternativas señaladas anteriormente (1-A y 1-3).

PROGRAMA DE INVERSIONES REQUERIDAS

El calendario de inversiones definido para las dos alternativas incluye las obras de generación, transmisión, subtransmisión, distribución urbana, electrificación rural, etc. Las inversiones tienen como base de precios enero de 1980 y han sido desglosadas para moneda local y divisas.

2.1. Alternativa 1—A

El monto total de inversiones alcanza para el período 1980—1985, la suma de 2107 millones de dólares (*) de los cuales 872 millones corresponden a requerimientos en moneda local (41%) y los restantes 1235 millones a moneda extranjera (59%). La componente importada incluye los elementos de origen extranjero.

Para poder simular el impacto de factores inflacionarios que afectarán el costo de los proyectos a desarrollarse, se han considerado tasas de escalamiento acumulativas anuales de 9% y 15% para divisas y moneda local respectivamente, de esta manera el monto global de inversiones alcanza a 2791 millones de dólares, cuya componente en moneda local llega a 1256 millones (45%) y la componente extranjera a 1535 millones de dólares (55%).

Lo anterior significa que, de cumplirse las hipótesis de inflación, los presupuestos de los proyectos tendrán un escalamiento total de 684 millones de dólares.

El detalle del calendario de inversiones se presenta en los cuadros 12—1 y 12—2 para inversiones sin y con escalamiento respectivamente.

El resumen total de inversiones a efectuarse en el período 1980-1985 es el siguiente:

CONCEPTO	Millones de Dólares							
	Inversión en moneda 1980		Escalamiento		T O T A L			
	Div.	M.L.	Div.	M.L.	Div.	M.L.	Total	%
Generación	713	450	200	218	913	668	1581	56
— Hidráulica	645	427	199	218	844	645	1489	53
— Térmica	68	23	1	—	69	23	92	3
S. N. T.	212	93	34	29	246	122	368	13
S. Regionales	214	198	42	88	256	286	542	20
Electrif. Rural	35	52	7	18	42	70	112	4
Estudios	61	53	17	20	78	73	151	6
Inv. Generales	—	26	—	11	—	37	37	1
TOTAL	1235	872	300	384	1535	1256	2791	100

Como se observa en el cuadro anterior, el ítem que más incide en las inversiones es la generación con 56% del total, correspondiendo el 53% a las inversiones en generación hidroeléctrica. Las inversiones para el sistema de transmisión y transformación representan el 13% del total mientras que las de subtransmisión y distribución urbana alcanza al 20% y la electrificación rural el 4%.

2.2. Alternativa 1-3

En moneda de 1980, el monto total de inversiones en el período 1980-1985 es de 1622 millones de dólares de los cuales 646 millones corresponden a requerimiento en moneda local (40%) y 976 millones a moneda extranjera (60%).

(*) En moneda de 1980.

Considerando escalamiento, estas cifras llegan a 2082 millones de dólares correspondiendo 893 millones a moneda local (43%) y los restantes 1189 millones a moneda extranjera (57%).

Según estas cifras, el escalamiento sería de 460 millones de dólares.

El detalle del calendario de inversiones se presenta en los cuadros 12-30, 12-31, 12-31-A y 12-31-B, y un resumen es el siguiente:

CONCEPTO	Inversión en moneda 1980		Escalamiento		T O T A L			
	Div.	M.L.	Div.	M.L.	Div.	M.L.	Total	%
Generación	488	293	117	115	605	408	1013	48
— Hidráulica	421	271	116	114	537	385	922	44
— Térmica	67	22	1	1	68	23	91	4
S. N. T.	212	93	34	29	246	122	368	18
Subtransmisión	45	37	9	13	54	50	104	5
Electrific. Rural	29	43	6	17	35	60	95	5
Estudios e Inv. Gener.	61	53	17	20	78	73	151	7
Subtotal INECEL	835	519	183	194	1018	713	1731	83
Distribución (*)	142	126	29	54	171	180	351	17
TOTAL	977	645	212	248	1189	893	2082	100

Para las dos alternativas, los calendarios de inversiones señalados han sido obtenidos de los programas de obras detallados en los capítulos 8, 9, 10 y 11

Para las inversiones en estudios e inversiones generales, se ha efectuado un análisis estadístico de los últimos años encontrándose que éstas han constituido el 6% y 1% respectivamente de las inversiones en proyectos del S.N.I., porcentajes con los cuales se han determinado las inversiones correspondientes en el período de estudio.

Es de notar que, con el diferimiento en la ejecución de varios proyectos según la Alternativa 1-3, se logró reducir el monto de inversiones determinado en la Alternativa 1-A en un 23% en moneda de 1980 y en un 25% considerando moneda corriente de cada año.

Con este diferimiento de las obras de generación se ha previsto consecuentemente un diferimiento paralelo de alrededor de un año en la ejecución de las obras de subtransmisión y distribución con lo cual se han reducido proporcionalmente las inversiones originalmente previstas en estos programas. El programa diferido de estas obras no ha sido incorporado al presente volumen por razones de tiempo y únicamente se ha considerado para los fines de este estudio el calendario de inversiones diferido.

(*) Inversiones a cargo de las Empresas Eléctricas.

3. ESTUDIO TARIFARIO Y DE RENTABILIDAD

3.1. Antecedentes

Hasta el año 1970 no existió en el País ninguna regulación de tipo nacional sobre la fijación de tarifas para el suministro de energía eléctrica. Los municipios que, por presión de los requerimientos, habían tomado a su cargo el suministro del servicio eléctrico regulaban su operación y fijaban las tarifas según su propia iniciativa. Aún más, al haberse establecido que la electrificación constituye un "servicio público" a cargo de los municipios, en la mayoría de los casos esta disposición fue interpretada como que el servicio de energía eléctrica debía ser un "servicio de tipo social" que no tenía necesariamente que financiarse por sí mismo.

Este tipo de organización de los servicios determinó que los municipios, sin criterios técnicos ni económicos y, por el contrario, basados en aspectos esencialmente políticos, adoptasen estructuras de precios completamente deficitarias sin relación alguna con los costos del suministro de este servicio y, menos aún, con los costos marginales de expansión de los sistemas.

Posteriormente, al conformarse entidades para la operación de los sistemas eléctricos y mediante la intervención y asesoramiento del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, se advirtió que si bien el suministro de energía eléctrica es un servicio con finalidad social y pública, debía operar sobre bases técnicas y económicas saludables que permitiesen la recuperación de los costos y, por consiguiente, el permanente mejoramiento y expansión del suministro.

Sin embargo, aún en estas entidades la toma de decisiones políticas, especialmente por parte de los representantes de municipios y consejos provinciales en su calidad de accionistas y miembros del directorio, su muy frecuente alternabilidad y su deseo de hacer de su gestión en cada empresa una plataforma política que les permita o les asegure su permanencia en los respectivos organismos de los gobiernos seccionales, han determinado un progreso sumamente lento hacia el objetivo de fijar tarifas que relacionen los precios de venta con los costos de producción, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

El desconocimiento de la importancia de las tarifas como instrumento de promoción del desarrollo de los sistemas eléctricos condujo, muy especialmente en los sistemas de administración municipal, a un desfinanciamiento progresivo que ha determinado la necesidad de contar con asignaciones estatales y empréstitos nacionales e internacionales obtenidos por el Estado cuya finalidad en muchos casos fue desvirtuada pues, en lugar de servir para el fomento y expansión de los sistemas eléctricos, se convirtieron en subsidios para cubrir los déficit de operación y la ineficiencia administrativa de las empresas.

3.2. Situación actual

La distribución y comercialización de la energía se efectúa a través de empresas regionales o provinciales que han contado con sus propias plantas de generación hasta su interconexión con el Sistema Nacional Interconectado.

A partir de la fecha de interconexión, los sistemas regionales han comenzado a recibir energía proveniente del Sistema Nacional debiendo concretarse su gestión, en el futu-

ro, a la expansión de sus sistemas de distribución y a la comercialización de la energía.

Estos entes regionales cuentan con fuentes de generación muy diversas lo cual hace que la estructura de su oferta dependa de su localización, tipo de mercado, etc., por lo que el costo de la energía obtenida es muy variable de una región a otra.

El costo de comercialización varía generalmente de manera inversamente proporcional a la magnitud del mercado eléctrico de la región siendo, por tanto, mayor en los entes encargados de distribuir la energía en regiones con un mercado más reducido.

Para la fijación de la tarifa del servicio de energía eléctrica se cuenta con las normas dadas en el REGLAMENTO NACIONAL DE TARIFAS expedido mediante Decreto No. 684 de agosto de 1975.

Según este Reglamento, las tarifas deben ser fijadas de manera tal que cada Empresa Regional de Distribución alcance una rentabilidad del 8,5% sobre sus activos netos.

Los pliegos tarifarios son preparados por cada Empresa bajo las directivas impartidas por sus respectivos directorios y sometidos luego a la aprobación del Directorio de INECEL en donde descansa la responsabilidad de aprobar todos los pliegos tarifarios del servicio de energía eléctrica.

El hecho de que los pliegos tarifarios deban ser presentados por cada Empresa Regional con la intervención de cuerpos colegiados diversos, el que los costos de producción y comercialización sean diversos de una región a otra y el que se establezca una rentabilidad igual para todas estas Empresas Regionales, independientemente de su magnitud, ha conducido a estas dos situaciones:

- a. Criterios dispares en los pliegos tarifarios.
- b. Gran diversidad de tarifas dentro del País.

Dentro de la diversidad de criterios en los pliegos tarifarios, en general se aprecia la aplicación de tarifas de tipo promocional que ofrecen un precio por kWh más bajo conforme aumenta el consumo residencial y comercial y una tarifa más reducida aún para el consumo industrial, servicio que muchas veces es subsidiado por los otros sectores.

Esta situación contrasta visiblemente con lo que se presenta en la mayoría de los países latinoamericanos en los cuales los niveles de precios son definitivamente superiores y algunos sectores de consumo tienen estructuras tarifarias crecientes en relación con el consumo.

En cuanto al valor de las tarifas en el Ecuador, su diversidad se puede apreciar en el siguiente cuadro elaborado con las estimaciones de tarifas vigentes a 1979.

EMPRESA	PRECIO DEL kWh en sucres	Centavos de dólar
Ambato	0,9304	3,68
Bolívar	1,0967	4,39
Centro Sur	1,4396	5,76
Daule-Durán-Balzar	1,0243	4,10
El Oro	1,4868	5,95
Emelec	0,9617	3,85
Esmeraldas	1,4670	5,87
Latacunga	0,9145	3,66
Los Ríos	1,4566	5,83
Milagro	1,1801	4,72
Quito	1,1392	4,56
Reg. Manabí	1,5411	6,16
Reg. Norte	1,1090	4,44
Reg. Sur	1,1921	4,77
Riobamba	0,6981	2,79
Sta. Elena	1,5423	6,17
Sto. Domingo	1,5456	6,18
Promedio ponderado	1,0920	4,37

En el cuadro 12-3 se señalan las tarifas vigentes en el año 1978 en varios países latinoamericanos. Estos datos han sido obtenidos de los boletines estadísticos de la CIER.

3.3. Análisis de políticas tarifarias

El tipo de tarifa promocional, que ofrece un precio medio por kWh más bajo conforme aumenta el consumo, había sido adoptado en el pasado por la mayoría de países en consideración a que los costos unitarios de operación de la Empresa decrecían para consumos mayores. Sin embargo, las circunstancias se han modificado sustancialmente debido a que los costos de la energía marginal tienen incrementos cada vez mayores, lo cual ha inducido a la mayoría de las Empresas de Electricidad a variar fundamentalmente la estructura de sus pliegos tarifarios castigando con tarifas más altas los consumos mayores, especialmente en el sector residencial donde el exceso de consumo no se traduce en productividad y constituye un derroche de energía.

En el gráfico 12-1 se pueden apreciar los valores promedios de las tarifas de energía eléctrica obtenidas de la mayoría de países latinoamericanos y también la distribución media de las tarifas.

Por esta razón, debieron analizarse algunos factores para definirlos claramente como políticas fundamentales para guiar la fijación de tarifas de energía eléctrica. Entre estos factores se tienen los siguientes:

- Rol de la tarifa en el financiamiento de la expansión del Sector Eléctrico.
- Regionalización de la tarifa.
- Distribución de la tarifa entre los diferentes sectores de consumo.
- Distribución de la tarifa en función del consumo dentro de cada sector consumidor.
- Políticas para consumidores rurales y consumidores de bajos ingresos.

Todos estos aspectos han requerido ser muy claramente definidos y oficializados como “Políticas” a nivel del Gobierno o del Directorio de la Institución para permitir una acción coherente en el desarrollo del Sector Eléctrico.

Para definir estas políticas ha sido conveniente disponer de análisis básicamente estadísticos que permitieron conocer varios aspectos tales como:

a. Influencia de la energía eléctrica en el desarrollo de los diversos sectores.

Es indudable que, como aspiración nacional, se persigue que la electrificación sirva al 100% de los habitantes al igual que se aspira a incorporar al Seguro Social a todos los ecuatorianos e igual aspiración se tiene en el campo de la educación, de la salud, del agua potable, del alcantarillado, etc.

Para fijar una política sobre el desarrollo de cualquiera de estos sectores sería conveniente contar con estudios razonablemente confiables de la influencia de estos sectores en la vida y desarrollo futuro de cada región. Sin estos estudios como fundamento, un programa de proporcionar energía eléctrica al 100% de los ecuatorianos, aunque aparezca un financiamiento posible a base de tarifas, podría incidir en la limitación del desarrollo de los otros sectores que son igualmente importantes para una región.

INECEL ha realizado estudios del costo de la restricción de energía eléctrica para el sector industrial llegando a valores tan altos que demuestran claramente la necesidad de suministrar un servicio suficiente y garantizado para todas las industrias del País.

En cambio, no existe evidencia de que por el solo hecho de contar con mayor cantidad de energía el desarrollo industrial fuese sensiblemente mayor pues este desarrollo depende de muchos otros factores más decisivos.

En el sector residencial y comercial no se ha realizado aún ningún estudio que permita cuantificar la influencia económica de la electrificación por carencia de datos estadísticos.

Para el sector rural se ha realizado un análisis de los gastos que efectúa para suplir la falta de energía eléctrica utilizando otro tipo de combustibles.

b. Influencia del precio de la energía eléctrica en la economía de los consumidores.

b.1 Sector Industrial.

De acuerdo con una recopilación estadística efectuada por la CIER en países sudamericanos, se conoce la participación porcentual promedio del insumo eléctrico en el valor de producción de industrias de transformación típicas.

De tal recopilación se concluye que la incidencia que tiene la energía eléctrica en el costo de elaboración de productos alimenticios y de vestuario es inferior al 1% del valor del producto.

En la elaboración de productos químicos y farmacéuticos esta incidencia llega al 0,8%.

En metalurgia representa, en promedio, el 1,70%.

En construcción de maquinaria alcanza a 1,24% y en la fabricación de material eléctrico y de comunicaciones, el 1%.

b.2 Sector Residencial.

Para los consumidores residenciales de bajos ingresos, con consumos inferiores a 50 kWh por mes (el 51,2% de los abonados residenciales), el costo promedio es de S. 1,31 por kWh, es decir S. 65,50 por mes o S. 786 por año. (a comienzos de 1980)

Considerando a los consumidores que tenían el salario mínimo de S/. 2.000,00 por mes en 1979, que con beneficios adicionales representaba un ingreso anual aproximado de S/. 30.000,00, la incidencia del consumo de energía eléctrica sería del 2,62%.

No hay un estudio estadístico de la incidencia del consumo eléctrico en la economía de otros estratos de consumidores pero se estima que, con las tarifas vigentes de energía eléctrica, su incidencia es algo menor en la economía de los consumidores de mayores ingresos.

Tampoco existen los elementos suficientes como para realizar un estudio de sensibilidad "Demanda-Costo Energía".

c. Rol de la Tarifa en el Financiamiento de la Expansión del Sector Eléctrico.

Al igual que todos los sectores de desarrollo, el Sector Eléctrico puede ser financiado por el usuario directamente a través de la tarifa o, indirectamente, por medio de contribuciones al Estado que no tengan relación con el consumo de energía.

Sin embargo, el Sector Eléctrico presenta condiciones claramente favorables para financiar su expansión mediante la contribución directa del usuario.

Este sistema tiene la innegable ventaja de que la contribución está en relación directa con el uso, condición que tiende a regular la utilización de la energía eléctrica. Por otro lado, esta contribución directa es mucho más ágil que una contribución indirecta y facilita el flujo de recursos para sus expansiones.

Finalmente, un financiamiento del Sector Eléctrico por medio de contribuciones indirectas a través del Estado conduce a una situación de injusticia social ya que los más beneficiados serían los que más consumen energía eléctrica, es decir, los estratos con mayores ingresos y, consecuentemente, con mayor número de artefactos eléctricos.

Es indudable, por consiguiente, la conveniencia de adoptar para el Sector Eléctrico la política de autofinanciamiento para su expansión y servicio a través de la tarifa y de una adecuada utilización del recurso crediticio.

Sin embargo, para que esta condición óptima sea posible aplicar, es necesario conformar primero una infraestructura eléctrica básica para la cual se requiere una importante capitalización inicial por parte del Estado, al igual que en cualquier industria. Esta infraestructura básica deberá estar conformada por una red de transmisión primaria alimentada por los primeros proyectos hidroeléctricos de importancia. De acuerdo con el programa planteado en este Plan Maestro, podría considerarse conformada en el año 1988.

El período 1980-1985 y aún el período 1980-1990 son los de conformación de esta infraestructura básica, y no constituyen períodos representativos como para aspirar en ella a la autofinanciación del Sector Electrificación; debe entonces afrontarse los como períodos de transición en los cuales, con la capitalización del Estado, se constituirá la inversión inicial de la industria eléctrica ecuatoriana, industria que deberá, en el futuro, autofinanciar su explotación y desarrollo.

Por otro lado, estando vigentes tarifas sensiblemente inferiores a las requeridas para el autofinanciamiento del Sector, se ha considerado poco probable, en la práctica, implantar bruscamente unas muy superiores.

Estas consideraciones dejan ver que la tarifa en el período 1980-1990 deberá ser una en la que su valor dependerá del monto de la capitalización que pueda afrontar el Estado Ecuatoriano.

d. Definición de Política Tarifaria.

Todas las consideraciones indicadas obligaron a efectuar una serie de estudios financieros que hicieran factible que los niveles gubernamentales correspondientes definieran una política tarifaria bajo cuyo marco se han efectuado los estudios tarifarios finales que se incluyeron en este Capítulo.

Tal definición se encuentra plasmada en el Acuerdo Ministerial No. 051 de 14 de Septiembre de 1979 en el cual se dan los lineamientos generales básicos para definir una nueva estructura tarifaria e implementar los pliegos tarifarios respectivos.

El documento está cimentado en la premisa de que la tarifa deberá ser un instrumento de justicia social y de desarrollo. Sus principales postulados son:

- a) La estructura tarifaria vigente con tasas decrecientes es obsoleta, inconveniente e injusta.
- b) Es deber del Estado evitar el derroche de la energía eléctrica para propender a que mayores sectores de población sean beneficiados con el servicio.
- c) Establecer una política tarifaria común en todo el País y procurar el establecimiento de un pliego tarifario único a nivel nacional.
- d) No discriminar el tratamiento tarifario para los sectores urbano y rural.
- e) Modificar la estructura tarifaria actual con una que tenga cargos crecientes por bloques de energía facturada.
- f) Reajustar mensualmente las tarifas, en la medida que sea necesario, para obtener recursos suficientes para complementar el financiamiento del Sector Eléctrico del

País compensando principalmente los efectos de escalamiento de costos.

El manejo de los diferentes parámetros, las hipótesis asumidas, los detalles más relevantes de cálculo, los resultados y otros aspectos adicionales serán detallados a continuación en cada uno de los componentes del estudio tarifario.

3.4. Evolución de los activos en explotación

Con la información de los programas de inversión previstos, las fechas de entrada en operación de cada uno de los proyectos y los datos de obras en explotación a fines de 1979 se simuló la evolución de los activos en explotación de las diversas etapas funcionales del Sector Eléctrico esto es: generación, transformación y transmisión, subtransmisión urbana y rural y las inversiones generales.

Tal evolución se la efectuó considerando tanto precios constantes a 1980 como precios corrientes.

3.4.1 Activos en Explotación a Diciembre de 1979

El cálculo de los activos en explotación a 1979 se lo hizo por separado y con diferentes metodologías para las obras del Sistema Nacional Interconectado y para los de las Empresas Regionales.

Para los activos del Sistema Interconectado se procedió a determinar las inversiones efectuadas en cada uno de los proyectos, desglosados tanto en moneda local como en divisas, e incluyendo los costos en estudios, construcción, gastos financieros, etc.

Estas inversiones se las revalorizó a 1978, con tasas del 7% y 12% para Divisas y Moneda Local y luego se las llevó a moneda de 1979 con 9% y 15% para cada componente, respectivamente.

Los resultados obtenidos con tal revalorización se muestran en el cuadro No. 12-4 (*).

Para los activos de las empresas y sistemas regionales, por no disponer de los programas de inversiones detallados de cada proyecto que conforma el activo en servicio de aquellas, se procedió a efectuar una revalorización de los activos bajo el criterio de valor de reposición aplicados a etapas funcionales globales establecidas en cada empresa, esto es, a generación hidráulica, diesel, etc., subestaciones, líneas de subtransmisión para diferente voltaje, redes de distribución e inversiones generales.

Este trabajo fue elaborado por la Dirección de Distribución y Comercialización de INECEL con precios a Diciembre de 1977.

Posteriormente estas cifras fueron llevadas a precios de 1979 y sumados los proyectos que, de acuerdo al programa de obras establecido, debían operar entre los años 1978-1979.

Los resultados de este trabajo constan en el cuadro 12-5 (*) en el que se incluye la reserva para depreciación acumulada revalorizada con el mismo porcentaje de los activos en relación al valor en libros.

(*) Ver detalle de cálculo en Tomo IX

Un resumen de estos Activos y depreciación acumulada es el siguiente:

<u>ETAPA</u>	<u>ACTIVO EN EXPLOTACION</u> (Millones de sucres)
Generación Hidráulica SNI	2559,8
Generación Térmica SNI	2201,0
S. Nacional de Transmisión	561,5
Empresas Regionales	15218,2
TOTAL	20540,5
Depreciación Acumulada	2886,1

3.4.2. Activos en explotación de nuevas obras

La proyección de los activos en explotación de las obras nuevas que entrarán en operación entre 1980 y 1985 fue realizada para las alternativas 1-A y 1-3 a partir de los respectivos calendarios de inversiones de cada proyecto del Sistema Nacional Interconectado (SNI) así como para cada fase establecida en los Sistemas Regionales (SR) y en el Programa de Electrificación Rural (ER).

Los proyectos del SNI se incorporarán de acuerdo a las fechas de puesta en operación, los de los SR en forma bianual y los de la ER al final del período 1980-1984.

El resumen de la evolución de activos a precios constantes y corrientes se presenta en los cuadros 12-6 y 12-32 para alternativas 1-A y 1-3 respectivamente.

A las inversiones de las nuevas obras se cargó un 8.5% acumulativo anual como intereses intercalarios durante la construcción y, en el caso de la evolución a precios corrientes, se revalorizaron anualmente los activos con una tasa del 9%.

3.5. Previsión de Energía Generada y Vendida

Con las previsiones de demanda eléctrica establecidas en el Estudio de Mercado (Capítulo 7), se efectuaron balances energéticos, considerando condiciones hidrológicas medias y críticas, en la generación de las centrales definidas en el estudio de equipamiento respectivo.

De estos balances, se determinó para el nivel de demanda media la generación esperada de los diferentes tipos de plantas que estarían operando en el SNI. Tal generación está referida a nivel de subestación principal del Sistema Interconectado por lo cual, en el caso del análisis realizado para INECEL, la misma representó la venta de energía de INECEL a las Empresas Regionales de Distribución.

Para realizar los estudios de resultados de explotación del Sector Eléctrico global fue necesario añadir a la generación mencionada anteriormente la generación de las centrales eléctricas de aquellos Sistemas que, por no encontrarse interconectados al SNI durante los primeros años del período en estudio (1980-1985), no constaban en los estudios mencionados.

Un resumen de este balance de energía consolidado se presenta en el cuadro 12-7 cuyas cifras están igualmente referidas a nivel de subestación principal del SNI.

Para definir la energía vendida por el Sector Eléctrico se restó a la generación mostrada en el cuadro 12-7 las pérdidas en subtransmisión y los consumos propios de dichas centrales.

Finalmente la generación a nivel de planta térmica utilizada para determinar el consumo de combustible se calculó añadiendo a los valores de generación térmica, a nivel de S/E principal, las pérdidas en el sistema de transmisión y los consumos propios de dichas centrales.

3.6. Resultados de Explotación

El análisis de la gestión de explotación de los sistemas eléctricos en servicio actuales y de los que se incorporarán en el período 1980-1985 ha sido hecho por separado, tanto para el Sector Eléctrico en forma consolidada como para el SNI.

Este estudio ha sido realizado tanto con activos a precios constantes como corrientes, y dentro de los gastos de explotación se ha considerado el precio de los combustibles sin y con subsidio.

Los resultados así obtenidos se analizan más adelante en el literal 3.6.4.

Los principales parámetros considerados dentro de los resultados de explotación son:

3.6.1 Ingresos anuales de explotación.

Se los ha calculado como el producto de la energía vendida por el precio medio de la energía. Se ha añadido a este rubro un valor denominado "Ingresos Asociados a las Ventas" que incluyen arriendos, multas, reconexiones, etc. y que se los han estimado como un 0.5% de los ingresos por venta.

3.6.2. Capital Neto en Operación.

Este ítem denominado también "Base Tarifaria" es la diferencia entre el Activo Bruto (cuadros 12-6 y 12-32) y la reserva acumulada de depreciación. Se suma a tal valor el capital de trabajo de explotación el cual, de acuerdo con el Reglamento de Tarifas, se calcula como "tres veces el promedio mensual de los gastos directos de operación y mantenimiento". Se incluye también en el capital neto en operación, el rubro de "Bienes Intangibles", estimado en un 3% del total.

3.6.3 Gastos Anuales de Explotación

Dentro de los gastos de explotación se han incluido todos aquellos establecidos en el Reglamento de Tarifas y su valorización ha sido obtenida a base de porcentajes de los respectivos valores de reposición, contando con la información estadística que se dispone tanto en SNI como en los SR.

Para el SNI se ha utilizado la información de gastos de explotación de los años 1977-1978 proporcionada por la Dirección de Operación del SNI (DOSNI) la cual, relacionada con los activos revalorizados al año 1979 de las respectivas etapas fun-

cionales, ha permitido obtener los porcentajes siguientes para los gastos de operación y mantenimiento:

Generación Hidráulica:	1,091% VRH (*)
Generación Térmica promedio:	2,902% VRT (**)
Líneas de Transmisión:	2,45 % VRST(***)

Para los SR se ha trabajado con información de Balances de Resultados de los años 1977 y 1978 de cada Empresa Regional y se los ha relacionado con los respectivos activos revalorizados a 1979 (cuadro 12-5).

Estos índices fueron consolidados y utilizados para la estimación de los gastos de explotación de la etapa de distribución y comercialización del Sector Eléctrico cuyo valor resultó ser de 9.888% del VRSR (****).

En lo que se refiere a la deducción por depreciación anual, se han utilizado los índices promedio para depreciación anual establecidos por el Reglamento de Tarifas los cuales son:

	%
Centrales Hidráulicas	2,25
Centrales Térmicas	3,00
Líneas de Transmisión	2,78
Sistemas de Distribución	3,50
Inversiones Generales	4,00

En cuanto a los gastos por combustibles (\$/ kWh), se definieron los precios internacionales para el Bunker C y el Diesel a partir de su rendimiento en función del tipo de plantas y de los precios por barril para cada clase de combustible.

Un resumen de los resultados es el siguiente:

COMBUSTIBLE	PRECIO US\$/barril	PRECIO \$/ kWh
Bunker C (costa)	19,017	0,707
Diesel	30,50	1,713
Bunker C (sierra)	21,091	0,784
Petróleo de referencia	25,00	—

Por la incidencia que la aplicación de estos precios tendría en la gestión de explotación, se utilizó el criterio de ir paulatinamente elevando los precios de los combustibles de manera que en un plazo de cuatro años, hasta 1983, se alcance el 50% de los valores internacionales. Como consecuencia de lo anterior se utilizaron los siguientes porcentajes a aplicarse en los años previos al indicado.

(*) VRH Valor de Reposición Hidráulica

(**) VRT Valor de Reposición Térmica

— (***) VRST Valor de Reposición de Transmisión

*) (****) VRSR Valor de Reposición de los Sistemas Regionales

AÑO	o/o precio internacional
1980	12,5
1981	25,0
1982	37,5
1983	50,0

En el caso del procesamiento con escalamiento, los precios de los combustibles fueron incrementados en un 9% acumulativo anual.

En lo referente al precio subsidiado, se utilizó el mismo criterio que para los precios internacionales y se obtuvieron los siguientes valores:

COMBUSTIBLE	PRECIO US\$/barril	PRECIO S/kWh
Bunker C (costa)	2,40	0,0884
Diesel	3,81	0,214
Bunker C (sierra)	2,74	0,0980
Petróleo de referencia	3,16	—

3.6.4. Resultados Obtenidos

Según la anterior explicación y con los métodos de cálculo indicados, se procesaron los resultados con cuatro criterios tanto para el Sector Eléctrico como para el Sistema Nacional Interconectado:

- Con escalamiento de precios y combustible subsidiado
- Con escalamiento de precios y combustible internacional (*)
- Sin escalamiento de precios y combustible subsidiado
- Sin escalamiento de precios y combustible internacional (*)

Dentro de cada uno de estos criterios, a su vez, se calcularon los resultados de explotación considerando tanto la rentabilidad de 8,5%, constante durante todo el período de estudio, cuanto la rentabilidad variable desde el valor que se obtiene a partir del precio medio de la energía actual hasta el valor del 9,5% en el año 1985 como meta esperada de rentabilidad.

La primera de estas dos últimas premisas se la procesó con la finalidad de observar la incidencia que en el precio tendría la aplicación del actual Reglamento de Tarifas en lo relativo a la fecha para alcanzar la rentabilidad de 8,5%, esto es, el año 1981 como máximo.

Esta aplicación involucraría altos incrementos tarifarios que probablemente no serían factibles de imponer en corto plazo razón por la que no se la utilizó (**)

Considerando únicamente la segunda alternativa (rentabilidad variable) se alcanzaron los siguientes resultados principales:

(*) Incremento paulatino de los combustibles hasta alcanzar en 1983 el 50% del precio internacional.

(**) Detalles del cálculo de esta alternativa, ver Tomo IX

3.6.5. Sector Eléctrico

En los cuadros 12-8, 12-8-A y 12-8-B para la alternativa 1-A y en los cuadros 12-33, 12-33-A y 12-33-B para la alternativa 1-3 se presentan los resúmenes de los resultados de explotación del sector eléctrico en el período 1980-1985 para los diferentes criterios señalados. Las principales conclusiones que se desprenden son las siguientes:

Alternativa 1-A

a) Sin escalamiento-combustible parcialmente subsidiado.

El precio medio vigente a 1980 de \$/ 1,28 por kWh permite obtener una rentabilidad de 1,5% en tal año y será necesario que este precio medio se incremente hasta un valor de \$/ 2,54 por kWh, o sea, incrementar en un 14,7% anual (1,25% mensual) para alcanzar en el año 1985 el 9,5% de rentabilidad.

Tal sistema tarifario permitirá obtener excedentes de explotación por un valor de 552 millones de dólares, en moneda de 1980, para invertirlos en la expansión del sistema.

b) Con escalamiento-combustible parcialmente subsidiado.

Para este caso, el precio medio deberá incrementarse a \$/ 3,74 por kWh en 1985 lo que significa un incremento de un 23,9% (1,97% mensual). Los excedentes para reinversión serían de 705 millones de dólares en el período.

Alternativa 1-3

a) Sin escalamiento-combustible parcialmente subsidiado.

Con este criterio se deberá incrementar el precio medio de venta a \$/ 2,29 por kWh en 1985, o sea, incrementarlo anualmente en 12,3% (1,06% mensual) con lo que se obtendrían excedentes de explotación por 469 millones de dólares.

b) Con escalamiento-combustible parcialmente subsidiado.

Para este caso, el precio medio deberá incrementarse a \$/ 3,30 por kWh en 1985 lo que significa un incremento de un 20,9% (1,65% mensual). Así los excedentes para reinversión serían de 631 millones de dólares en el período.

3.6.6. Sistema Nacional Interconectado

Los principales resultados se presentan en los cuadros 12-9, 12-10 y 12-10-A para la alternativa 1-A y en los cuadros 12-34, 12-34-A y 12-34-B para la alternativa 1-3.

ALTERNATIVA 1-A

Incluyendo aspectos inflacionarios y eliminación paulatina parcial del subsidio al combustible, el precio medio a 1980 de \$/ 0,60 por kWh deberá crecer hasta \$/ 1,84 por kWh en 1985, o sea, elevarse anualmente en un 25,1% (2,06% mensual).

ALTERNATIVA 1-3

Incluyendo aspectos inflacionarios y eliminación paulatina parcial del subsidio al combustible, el precio medio a 1980 deberá crecer hasta S/. 1.72 por kWh en 1985, o sea, elevarse anualmente en un 23.5% (1.94% mensual).

Para ambas alternativas se obtiene que el Sistema Interconectado abastecerá en el año 1980 el 38% de la energía requerida por el País mientras que en 1985 abastecería el 96%.

El capital neto de S.N.I. existente en 1980 de US\$ 285 millones subirá en 1985 a US\$ 2021 millones en la alternativa 1-A y a US\$ 1847 millones en la Alternativa 1-3, o sea, se septuplicaría y sextuplicaría respectivamente.

Esta diferencia en la variación del capital neto en ambas alternativas se debe al diferimiento en la ejecución de los proyectos que considera la Alternativa 1-3 frente a la 1-A.

En todo caso la variación es alta en cualquiera de las dos alternativas lo cual se debe, en su mayor parte, al equipamiento hidroeléctrico que se va a ejecutar.

4. FINANCIAMIENTO PROPUESTO PARA EL PLAN

Las premisas fundamentales asumidas para estructurar el Financiamiento del Plan de Electrificación en el período 1980-1985 han sido las siguientes:

- a) Los excedentes de explotación definidos en el numeral anterior se reinvertirán anualmente para el financiamiento de la expansión.
- b) El Sector Eléctrico utilizará, en gran medida, su capacidad de endeudamiento para financiar la componente en divisas de los requerimientos de inversión.
- c) Los aportes del Gobierno (regalías del petróleo) se estimarán de acuerdo a las premisas de producción establecidas por los organismos respectivos del Estado.

El cálculo fue elaborado tanto a precios constantes como corrientes y los detalles de cálculo de cada componente de fuentes como de usos son:

4.1. Estimación de Ingresos por regalías del Petróleo

Los parámetros de cálculo básico han sido la producción y el precio de venta por barril de petróleo.

Para la producción anual se ha utilizado la estimación efectuada por la Dirección General de Hidrocarburos y notificada a INECCEL con oficio 006003 de septiembre 4 de 1979 según la cual la producción diaria decrecerá desde 220 mil barriles por día en 1980 hasta 157 barriles en 1985, o sea, con una tasa promedio de 7,05% anual. La estimación de la producción anual ha sido efectuada considerando 330 días de producción para cubrir etapas de mantenimiento y contingencias que pudiesen presentarse.

Cabe aclarar que esta estimación de producción se la ha efectuado considerando

únicamente las instalaciones actualmente en explotación y las descubiertas hasta mediados de 1979.

En cuanto al precio de venta se ha considerado un precio referencial para todos los años de US\$ 23,50/barril fijado mediante Acuerdo Ministerial No. 057 de febrero 11 de 1980, expedido por el Ministerio de Finanzas, en el cual se congela el precio de referencia en el valor antes indicado para fines de participación en las regalías del petróleo al que tienen derecho las entidades respectivas, entre ellas INECEL.

Con estas premisas y sistemas de cálculo establecidos para esta participación se han obtenido los resultados incluidos en el cuadro No. 12-11 el cual establece que el Sector Eléctrico dispondrá de US\$ 685 millones en el período 1980-1985.

4.2. Financiamiento Externo

Se han utilizado tres tipos de endeudamiento externo que financiarían la componente en divisas de las inversiones requeridas en las siguientes condiciones generales:

a) Crédito tipo Entidad Crediticia Internacional.

Monto:	50% de requerimientos de divisas
Plazo:	20 años (incluyendo gracia)
Gracia:	5 años o período de construcción
Intereses:	9% anual
Compromiso:	1,25% anual.

b) Crédito tipo proveedores

Monto:	30% de requerimientos en divisas
Plazo:	12 años (incluyendo gracia)
Gracia:	4 años o período de construcción
Intereses:	8% anual
Compromiso:	0,5% anual

c) Crédito tipo bancario

Monto:	20% de requerimiento en divisas
Plazo:	12 años (incluyendo gracia)
Gracia:	2 años
Intereses:	15% anual
Compromiso:	0.5% anual

Con estas premisas se han preparado los desembolsos de los préstamos que financiarían las nuevas obras, a los que se los ha denominado "en trámite", añadiéndose, obviamente, los desembolsos de los préstamos obtenidos y actualmente en giro (vigentes con desembolso).

Con estos desembolsos estimados y las condiciones establecidas para los créditos en trámite, así como para los préstamos vigentes sin y con desembolso, se calculó el servicio de la deuda anual para cada préstamo estableciéndose en cada uno de ellos sus cargas por amortización, intereses y comisiones, saldos deudores, etc. Toda esta información está contenida en los cuadros 12-12 a 12-21B, para la alternativa 1-A, y los cuadros 12-35 a 12-40-B, para la alternativa 1-3.

Un resumen de las principales cifras se presenta a continuación:

	ALTERNATIVA 1-A		ALTERNATIVA: 1-3	
	Servicio de la deuda	Desembolsos Totales	Servicio deuda	Desembol. Totales
S.N.I.				
Vigentes:	535.8	2971.1	548.9	331.5(**)
En trámite (*):				
— Sin escalamiento	200.3	675.1	153.1	481.8
— Con escalamiento	253.4	900.5	190.5	659.8
S. Regionales				
Vigentes:	109.1	—	109.1	—
En trámite:				
— Sin escalamiento	40.0	151.2	39.8	130.7
— Con escalamiento	47.0	192.2	52.5	160.4
Total sin escalamiento	884.7	1124.1	850.8	947.0
Total con escalamiento	945.0	1398.8	901.0	1151.7

4.3. Fuentes y Usos de fondos

Con todos los antecedentes y resultados indicados desde el numeral 3-6, se han elaborado los cuadros de fuentes y usos de fondos tanto para el sector Eléctrico como para el S.N.I. Los resultados se presentan en los cuadros 12-22 a 12-25; para la Alternativa 1-A, y en los cuadros 12-41 a 12-48, para la alternativa 1-3, y un resumen de aquellos es el siguiente:

(*) Incluye Electrificación Rural.

(**) Incluye 34.4 millones que se concretaron durante 1980

ALTERNATIVA 1-A

CUADRO DE FUENTES Y USOS

Período 1980-1985
(Millones de US\$ Dólares)

	SECTOR ELECTRICO			S. N. I.		
	Sin escl.	Con escl.	%	Sin escl.	Con escl.	%
<u>FUENTES</u>						
Ingresos de Explotación	862.5	1107.9	28	464.4	594.7	18
Regalías del Petróleo	684.7	684.7	17	684.7	684.7	20
Varios	23.0	23.2	1	154.8	188.9	5
Préstamos a largo plazo	1124.1	1389.8	35	972.9	1197.6	36
— Vigentes	297.1	297.1	8	297.1	297.1	9
— Trámite	827.0	1092.7	27	675.8	900.5	27
Otros ingresos por definir:						
— (Déficit)	424.6	740.3	19	380.0	690.1	21
TOTAL FUENTES	3118.9	3945.9	100	2656.8	3356.0	100
<u>USOS</u>						
Administración geral.	89.6	132.2	3	89.6	132.2	4
Inversiones	2107.1	2790.8	71	1806.1	2387.0	71
— S.N.I.	1581.3	2102.0	53	1581.3	2102.0	63
— S. Regionales	412.9	540.1	14	111.9	136.3	4
— E. Rural	87.4	111.3	3	87.4	111.3	3
— Generales	25.5	37.4	1	25.5	37.4	1
Servicio Deuda Largo Plazo	884.7	945.0	24	735.5	788.7	24
— S.N.I.	735.7	788.7	20	735.5	788.7	24
— Sistemas Regionales	149.0	156.3	4	—	—	—
Variaciones de cap. de trabajo	29.5	69.9	2	17.6	40.1	1
Otros	8.0	8.0	—	8.0	8.0	—
TOTAL USOS	3118.9	3945.9	100	2656.8	3356.0	100
COBERTURA	1.77	1.92		1.77	1.86	

ALTERNATIVA 1-3CUADRO DE FUENTES Y USOS

Período 1980-1985
(Millones de US\$ Dólares)

	<u>SECTOR ELECTRICO</u>			<u>S. N. I.</u>		
	<u>Sin escl.</u>	<u>Con escl.</u>	<u>%</u>	<u>Sin escl.</u>	<u>Con escl.</u>	<u>%</u>
<u>FUENTES</u>						
Ingresos de Explotación	771.7	1002.4	31	444.8	563.9	21
Regalías del Petróleo	684.7	684.7	21	684.7	684.7	26
Varios	35.5	35.5	1	125.3	150.4	6
Préstamos largo plazo	924.0	1131.7	36	793.5	971.5	37
— Vigentes	311.6	311.5	10	311.7	311.7	12
— Trámite	612.4	820.2	26	481.8	659.8	25
Otros ingresos por definir						
— (Déficit)	242.8	361.7	11	136.3	267.6	10
TOTAL FUENTES	2658.7	3216.0	100	2184.6	2638.0	100
<u>USOS</u>						
Administración gral.	89.6	132.2	4	89.6	132.2	5
Inversiones	1621.8	2082.5	65	1353.7	1731.2	66
— S.N.I.	1199.4	1532.1	48	1199.4	1532.2	58
— S. Regionales	350.5	455.2	14	82.6	103.8	4
— E. Rural	71.9	95.2	3	71.9	95.2	4
Servicio Deuda L. plazo	851.0	901.1	28	702.3	739.4	28
— S.N.I.	702.0	739.5	23	702.3	739.4	28
— Sistemas Regionales	149.0	161.6	5	—	—	—
Variaciones de cap. de trab.	22.5	52.8	2	12.3	27.2	1
Otros	69.6	47.4	1	26.7	8.0	
TOTAL USOS	2658.7	3216.0	100	2184.6	2638.0	100
COBERTURA	1.75	1.91		1.79	1.89	

1.4. Resultados

De los resultados obtenidos surgen los siguientes comentarios

4.4.1. Alternativa 1-A

SECTOR ELECTRICO

- a) El programa del Sector Eléctrico del Ecuador para esta alternativa tiene un requerimiento total de 3946 millones de dólares a precios corrientes y de 3119 millones de dólares a precios constantes.

En el gráfico No. 12-2 se puede apreciar la distribución de las inversiones y de los egresos totales programados en el período 1980-1985.

- b) El ítem de mayor incidencia es el de las inversiones que representa el 71% del total, sigue luego el del servicio de la deuda con 24% y el 5% restante de gastos generales de administración más la variación del capital de trabajo.
- c) Para cubrir estos requerimientos se dispone de estos recursos:
- Fondos provenientes de la gestión de explotación que alcanza el 28% de los requerimientos totales con 1108 millones de dólares.
 - Aportes del Gobierno en las regalías del petróleo por el 17% de tales requerimientos (685 millones).
 - Préstamos vigentes que, con 297 millones de dólares, suman el 8% del requerimiento total.
 - Varios: 23 millones de dólares.
- d) Se propone un endeudamiento nuevo por 1093 millones de dólares que se ha denominado "Préstamos en trámite".
- e) Lo anterior significa que hay recursos previstos por 3206 millones de dólares que representan el 81% de requerimientos, quedando en consecuencia un saldo a financiar de 740 millones de dólares (19%) para el período.

En el gráfico No. 12-3 constan los ingresos anuales programados en el período y se aprecia el saldo a financiar que se ha identificado como "déficit".

- f) Los préstamos denominados "en trámite" cubren los requerimientos en divisas de las inversiones para construcción previstas. Tales préstamos son indispensables pues, de lo contrario, el saldo a financiar sería el 46% del total.
- g) La cobertura de la deuda alcanza, en el período, un valor promedio de 1,92 superior al generalmente aceptable para todas las agencias de créditos internacionales (1,5)

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.

Para esta etapa del Plan, la situación del financiamiento muestra características muy similares a las encontradas para el Sector Eléctrico siendo su posición particular la que sigue:

- a) Los requerimientos totales de fondos alcanzan a 2657 millones de dólares en moneda constante de 1980 y 3356 millones de dólares en moneda corriente de cada año.

- b) Para estos requerimientos existen los siguientes recursos:
- Ingresos de explotación: 595 millones de dólares, o sea, el 18% del total.
 - Aportes del Gobierno (regalías del petróleo): 685 millones de dólares, que dan el 20%.
 - Ingresos varios por la aplicación de impuestos y disposiciones legales: 189 millones de dólares (5%).
 - Préstamos vigentes: 297 millones de dólares que significan el 9% del total.
- c) Préstamos nuevos: 900 millones de dólares, que son el 27% del total.
- d) La suma de estos recursos alcanza a 2666 millones de dólares, que representan el 79% del monto global de requerimientos, lo que quiere decir que existe un saldo a financiar de 690 millones de dólares (21% del total).
- e) La cobertura de la deuda para el SNI tiene un índice promedio de 1,86 el cual, al igual que en el Sector Eléctrico, es superior al aceptable por las agencias de crédito.

4.4.2. Alternativa 1-3

SECTOR ELECTRICO

- a) El programa del Sector Eléctrico del Ecuador en esta alternativa tiene un requerimiento total de 3216 millones de dólares a precios corrientes y de 2659 millones de dólares a precios constantes.

En el gráfico 12-5 se puede apreciar la distribución de las inversiones y de los egresos totales programados en el período 1980-1985.

- b) El ítem de mayor incidencia es el de las inversiones que representa el 65% del total, sigue luego el del servicio de la deuda con 28% y el 7% restante de gastos generales de administración más la variación del capital de trabajo.
- c) Para cubrir estos requerimientos se dispone de estos recursos:
- Fondos provenientes de la gestión de explotación que alcanzan el 31% de los requerimientos totales, con 1002 millones de dólares.
 - Aportes del Gobierno en las regalías del petróleo por el 21% de tales requerimientos (685 millones).
 - Préstamos vigentes que, con 312 millones de dólares, suman el 10% del requerimiento total.
 - Varios: 36 millones de dólares.
- d) Se propone un endeudamiento nuevo por 820 millones de dólares (préstamos en trámite) que representarían el 26% del total.
- e) Lo anterior significa que hay recursos previstos por 2854 millones de dólares que representan el 89% de requerimientos quedando, en consecuencia, un saldo a financiar de 362 millones de dólares (11%) para el período.

En el gráfico No. 12-6 constan los ingresos anuales programados en el período y se

aprecia el saldo a financiar que se ha identificado como “Déficit”.

- f) Los préstamos denominados “en trámite” cubren los requerimientos en divisas de las inversiones en construcción previstas. Tales préstamos son indispensables pues, de lo contrario, el saldo a financiar se incrementaría al 37% del total.
- g) La cobertura de la deuda alcanza en el período un valor promedio de 1.91, superior al generalmente aceptable para todas las agencias de créditos internacional (1,5).

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Para esta etapa del Plan, la situación del financiamiento muestra características muy similares a las encontradas para el Sector Eléctrico siendo su posición particular la que sigue:

- a) Los requerimientos totales de fondos alcanzan a 2185 millones de dólares en moneda constante de 1980 y 2638 millones de dólares en moneda corriente de cada año.
- b) Para estos requerimientos existen los siguientes recursos:
 - Ingresos de explotación 564 millones de dólares, o sea, el 21% del total.
 - Aportes del Gobierno (regalías del petróleo): 685 millones de dólares, que dan el 26%.
 - Ingresos varios por la aplicación de impuestos y disposiciones legales 150 millones de dólares (6%).
 - Préstamos vigentes: 312 millones de dólares que significan el 12% del total.
- c) Se propone un nuevo endeudamiento por 659 millones de dólares.
- d) La suma de estos recursos alcanza a 2370 millones de dólares que representan el 90% del monto global de requerimientos lo que quiere decir que existe un saldo a financiar de 268 millones de dólares (10% del total).
- e) La cobertura de la deuda para el SNI tiene un índice promedio de 1.89 el cual, al igual que en el Sector Eléctrico, es superior al aceptable por las agencias de crédito.

4.4.3 Financiamiento

Según lo indicado en los numerales anteriores, para ejecutar el programa de obras definido en la ALTERNATIVA 1-A el Sector Eléctrico presenta un valor sin financiación actual por 1833 millones de dólares mientras que para ejecutar el programa de obras de la ALTERNATIVA 1-3, el valor sin financiación asciende a la suma de 1182 millones de dólares.

Este desfinanciamiento se presenta, en parte, por la reducción de los recursos asignados a INECEL por la congelación del precio de referencia del petróleo para los partícipes en sus regalías.

Para cubrir el financiamiento faltante para ejecutar la Alternativa 1-3 se propone recurrir a nuevo endeudamiento por el valor de 820 millones de dólares y que

los 362 millones de dólares restantes sean cubiertos mediante nuevos aportes del Gobierno Nacional.

El Gobierno Nacional podría a su vez obtener estos recursos de una o más de las siguientes fuentes:

- Sobreprecio de las regalías de la explotación petrolera por sobre el valor congelado para los partícipes.
- Ingresos obtenidos por la exportación del petróleo actualmente empleado en generación termoeléctrica y que sería sustituido por energía hidráulica. Esta sustitución será posible sólo en el caso de que se financie el programa de obras propuesto.
- Elevación de los precios internos de combustible para generación eléctrica.

El valor que obtendría el Gobierno de estas fuentes sería muy superior al requerido para completar el financiamiento del programa como puede verse a continuación:

a) Regalías del Petróleo

Los proyectos de electrificación contaban para su financiamiento con el 47% de las regalías del petróleo que se asignaban a INECEL. Considerando el precio medio de venta actual de 30 dólares por barril y un incremento de precios del 9% anual se habría contado con un ingreso de 1100 millones de dólares en el período 1980—1985 aproximadamente.

Mediante Acuerdo Ministerial No. 057 de 11 de Febrero de 1980, se congeló el precio de referencia del petróleo en el valor de 23.50 dólares por barril para el cálculo de las regalías asignadas a INECEL valor con el que los ingresos con que contará el sector electrificación por este concepto se verán reducidos a 684 millones de dólares en el período 1980—1985.

Al Gobierno Central ingresará la diferencia de 416 millones de dólares.

b) Energía Térmica sustituida por Hidráulica.

El programa de generación hidráulica que se efectúa (Proyecto Paute) más los restantes que se ha programado iniciar en el período permitirá cambiar la estructura de la oferta de energía eléctrica actualmente con predominancia térmica a hidráulica lo cual, obviamente, representa un enorme esfuerzo financiero que se ve reflejado en el déficit observado.

Pero como contrapartida de lo anterior, tal equipamiento permitirá liberar una importante cantidad de combustible que ya no será necesario quemar en generación eléctrica sino que se la podrá exportar permitiendo nuevos recursos para financiar el programa de obras hidroeléctricas establecido.

Según el balance de energía realizado tanto en el SNI como en el Sector Eléctrico (cuadro 12—7), se ha determinado que la energía térmica sustituida por hidráulica alcanza a 5187 GWh lo que representa un equivalente aproximado de 10 millones de barriles de petróleo.

En el gráfico 12-4 se puede apreciar el consumo anual de combustible para generación eléctrica y se aprecia la reducción de este consumo a partir del año 1982 en que comienza a operar la Central Hidroeléctrica Paute.

En razón de que el 62.50/o de esta cantidad puede disponer el Gobierno y considerando un escalamiento del precio del combustible por inflación de 90/o anual, el ingreso que se podría obtener sería de 227 millones de dólares.

c) Elevación de los precios de los combustibles

El incremento paulatino del precio del combustible utilizado para generación eléctrica, hasta un 500/o del nivel internacional de precios, representará, comparativamente con los precios subsidiados del mismo, un sobre costo de 123 millones de dólares el cual podría reinvertirse en el Sector.

Se observa que estas fuentes representarán un ingreso para el Gobierno de 766 millones de dólares mientras el saldo que el Gobierno debería cubrir del Plan de Electrificación llega únicamente a 362 millones de dólares.

En el gráfico 12-7 se presenta la parametrización de la tarifa de energía eléctrica, con la capitalización del Gobierno al sector eléctrico, tanto para el esquema de financiamiento que incluye solo los créditos vigentes como para el que incluye nuevos endeudamientos para financiar el plan.

4.4.4. Fuentes y Usos de Fondos.

En los cuadros 12-26 a 12-29 y 12-45 a 12-48 se presentan los resultados definitivos de "fuentes y usos de fondos" para las dos alternativas en las cuales se han incorporado todos los nuevos recursos previstos para cada una de aquellas.

5. CONCLUSIONES

5.1. Programa de equipamiento adoptado

Debido a limitaciones económicas del País, estudiadas y analizadas en el Plan Nacional de Desarrollo, se ha decidido emprender el programa de equipamiento que conforma la ALTERNATIVA 1-3 la cual satisface la demanda media probable estimada. La ejecución de las obras de esta alternativa demandan una inversión por parte de INECEL de 22.472 millones de sucres en el período 1980-1984 a precios constantes de 1979 (29.977 millones de sucres a precios actualizados a 1980).

En el programa de obras de esta alternativa se ha incluido la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas que podrían suplir el retraso eventual en la ejecución de los proyectos grandes y probables consumos superiores a los previstos.

Se ha incluido además la inversión requerida para iniciar un programa de utilización de energía solar que permita la sustitución parcial de energía eléctrica y limite su crecimiento.

Adicionalmente han sido incluídas las inversiones que las empresas eléctricas de-

den efectuar por su cuenta para completar las obras de distribución de sus respectivas áreas de concesión.

5.2. Programa de Inversiones, Alternativa 1-3

- a) Las inversiones totales para el período 1980-1985 alcanzan al monto de 2082 millones de dólares de los cuales 460 millones corresponden a incremento de costos por escalamiento esperado.
- b) Estas inversiones significan un promedio anual de 347 millones de dólares.
- c) Los requerimientos en divisas llegan al 570/o del total mientras que el restante 430/o corresponden a moneda local.
- d) Las inversiones para construcción de generación, transmisión y distribución son el 870/o, las de Electrificación Rural el 60/o, y las de estudios e inversiones generales el 70/o.

5.3. Estudios Tarifarios

- a) El estudio sobre estructuras tarifarias se ha basado en las políticas generales establecidas por el Directorio de INECCEL y por el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos.
- b) Al asignar a la tarifa un importante rol en la expansión del servicio eléctrico, ha sido necesario considerar que el precio medio de la energía deberá incrementarse de manera que tales incrementos, al mismo tiempo que proporcionen fondos adecuados, no representen un impacto fuerte en la economía de los usuarios del servicio.
- c) Por lo anterior, se ha partido, en el estudio de resultados de explotación, del precio medio actualmente en vigencia (S/. 1,28/kWh) y se lo ha incrementado anualmente con porcentajes que, para las diversas alternativas consideradas, ha representado incrementos cercanos al 210/o anual (1.750/o mensual) a nivel de Sector Eléctrico consolidado.
- d) La disímil situación por la que atraviesan las Empresas Eléctricas Regionales no permite aplicar un pliego tarifario único nacional en forma inmediata sino que se vislumbra que aquello será posible hacerlo, en forma paulatina, en el transcurso del período de estudio.

5.3. Financiamiento del Plan (Cuadro 12-48).

- a) De acuerdo con los resultados del estudio tarifario, los fondos obtenidos de la gestión de explotación del Sector Eléctrico permitirán financiar el 310/o de los requerimientos totales de fondos del período 1980-1985.
- b) Los aportes actualmente asignados por el Gobierno al Sector Eléctrico (regalías del petróleo) y otros ingresos permitirán financiar el 220/o de los requerimientos.

c) Los préstamos obtenidos cubren el 10^o/o.

d) Para financiar el 37^o/o restante que representa 1182 millones de dólares se han previsto las siguientes fuentes:

— Endeudamiento adicional	820 millones
— Nuevos aportes del Gobierno:	362 millones

e) La ejecución del programa propuesto permitirá al Gobierno obtener en tal período ingresos superiores a los requeridos para completar el financiamiento del mismo.

PRESUPUESTO DE INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO

Cuadro 12-1
Hoja 1-2

Sin Escalamiento (Nivel de Precios 1.980)

ALTERNATIVA 1-A

Millones de Dólares

OBRAS	1980			1981			1982			1983			1984			TOTAL 1980 - 1984			1985			TOTAL 1980 - 1985			
	DIV	ML	TOTAL	DIV	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	
1. GENERACION																									
1.1 HIDROELECTRICAS																									
Pante I A-B	44.3	48.6	92.9	58.9	61.5	120.4	21.2	16.2	37.4	3.9	2.4	6.3	-	-	-	128.3	128.7	257.0	-	-	-	128.3	128.7	257.0	
Agoyán	-	4.3	4.3	17.6	12.3	29.9	40.2	18.6	58.8	37.3	11.4	48.7	9.0	3.7	12.7	104.1	50.3	154.4	-	-	-	104.1	50.3	154.4	
Pante I C	-	-	-	19.6	8.9	28.5	21.0	12.3	33.3	33.8	16.3	50.1	17.9	10.4	27.9	92.3	47.5	139.8	10.8	5.4	16.2	103.1	52.9	156.0	
Daule Peripa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.3	3.8	11.1	11.4	5.9	17.3	18.7	9.7	28.4	11.2	5.9	17.1	29.9	15.6	45.5	
Toachi	-	-	-	-	-	-	16.1	9.4	25.5	34.6	20.1	54.7	41.5	24.1	65.6	92.2	53.6	145.8	46.1	26.8	72.9	138.3	80.4	218.7	
Proyectos Futuros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.9	6.6	16.5	46.5	33.0	79.5	56.4	39.6	96.0	85.1	59.2	144.3	141.5	98.8	240.3	
Subtotal	44.3	52.9	97.2	96.1	82.7	178.8	98.5	56.5	155.0	126.8	60.6	187.4	126.3	76.7	203.0	492.0	329.4	821.4	153.2	97.3	250.5	645.2	426.7	1.071.9	
1.2 TERMICAS																									
Estero Salado #3	11.2	5.4	16.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.2	5.4	16.6	-	-	-	11.2	5.4	16.6	
Esmeraldas	37.2	11.6	48.8	9.6	3.9	13.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.8	15.5	62.3	-	-	-	46.8	15.5	62.3	
Gas de Quito	10.0	1.8	11.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.0	1.8	11.8	-	-	-	10.0	1.8	11.8	
Subtotal	58.4	18.8	77.2	9.6	3.9	13.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68.8	22.7	90.7	-	-	-	68.0	22.7	90.7	
2. SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION																									
2.1 FASE A																									
Quito-Guayaquil	2.0	6.2	8.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0	6.2	8.2	-	-	-	2.0	6.2	8.2	
2.2 FASE B																									
Sto. Domingo-Esmeraldas	3.2	5.2	8.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.2	5.2	8.4	-	-	-	3.2	5.2	8.4	
Quevedo-Portoviejo	5.4	3.1	8.5	0.9	0.4	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.3	3.5	9.8	-	-	-	6.3	3.5	9.8	
SNT-Fase B2 (BID)	30.3	7.7	38.0	37.3	15.4	52.7	-	0.3	0.3	-	-	-	-	-	-	67.6	23.4	91.0	-	-	-	67.6	23.4	91.0	
2.3 FASE C																									
Guayaquil-Sta. Elena	-	-	-	0.5	0.1	0.6	5.2	1.7	6.9	0.9	1.8	2.7	-	-	-	6.6	3.6	10.2	-	-	-	6.6	3.6	10.2	
Milagro-Machala	-	-	-	9.8	2.4	12.2	1.3	2.9	4.2	2.1	1.8	3.9	-	-	-	13.2	7.1	20.3	-	-	-	13.2	7.1	20.3	
Ambato-Riobamba	-	-	-	7.1	1.6	8.7	1.0	1.8	2.8	1.3	1.2	2.5	-	-	-	9.4	4.6	14.0	-	-	-	9.4	4.6	14.0	
Cuenca-Loja	-	-	-	0.5	0.1	0.6	4.9	1.6	6.5	0.8	1.8	2.6	-	-	-	6.2	3.5	9.7	-	-	-	6.2	3.5	9.7	
Milagro-Babahoyo	-	-	-	1.4	0.1	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.4	0.1	1.5	-	-	-	1.4	0.1	1.5	
S/E Babahoyo	-	-	-	0.2	-	0.2	1.9	1.0	2.9	-	-	-	-	-	-	2.1	1.0	3.1	-	-	-	2.1	1.0	3.1	
S/E Ambato (Ampliación)	-	-	-	1.1	0.2	1.3	0.2	0.3	0.5	-	-	-	-	-	-	1.3	0.5	1.8	-	-	-	1.3	0.5	1.8	
Ibarra-Tulcán	-	-	-	0.2	0.1	0.3	2.2	1.0	3.2	0.9	0.4	1.3	-	-	-	3.3	1.5	4.8	-	-	-	3.3	1.5	4.8	
Ampliación S/E Ibarra y Tulcán	-	-	-	0.1	0.1	0.2	1.7	1.0	2.7	0.6	0.4	1.0	-	-	-	2.4	1.5	3.9	-	-	-	2.4	1.5	3.9	

PRESUPUESTO DE INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO
Sin Escalamiento (Nivel de Precios 1980)

ALTERNATIVA 1-A

Millones de Dólares

O B R A S	1 9 8 0			1 9 8 1			1 9 8 2			1 9 8 3			1 9 8 4			T O T A L 1980 - 1984			1 9 8 5			T O T A L 1980 - 1985			
	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	
2.4 <u>Fase D</u>																									
Paute-Totoras-Quito	-	-	-	2.4	0.1	2.5	17.9	2.4	20.3	2.5	7.0	9.5	5.3	3.1	8.4	28.1	12.6	40.7	-	-	-	28.1	12.6	40.7	
Paute-Guasmó	-	-	-	-	-	-	2.2	0.1	2.3	16.4	2.0	18.4	2.4	5.5	7.9	21.0	7.6	28.6	4.2	2.9	7.1	25.2	10.5	35.7	
Agoyán-Tot-Ambato	-	-	-	0.8	-	0.8	6.2	0.5	6.7	3.2	1.5	4.7	1.2	1.8	3.0	11.4	3.8	15.2	-	-	-	11.4	3.8	15.2	
S/E Latacunga	-	-	-	-	-	-	0.2	-	0.2	1.9	0.3	2.2	0.3	0.4	0.7	2.4	0.7	3.1	-	-	-	2.4	0.7	3.1	
S/E Ibarra	-	-	-	0.1	-	0.1	1.0	0.1	1.1	0.2	0.2	0.4	-	-	-	1.3	0.3	1.6	-	-	-	1.3	0.3	1.6	
Capacitores	-	-	-	0.7	0.1	0.8	0.4	0.1	0.5	2.4	3.3	2.7	0.6	0.1	0.7	4.1	0.6	4.7	1.1	0.1	1.2	5.2	0.7	5.9	
Subtotal S N T	40.9	22.2	63.1	63.1	20.7	83.8	46.3	14.8	61.1	33.2	18.7	51.9	9.8	10.9	20.7	193.3	87.3	280.6	5.3	3.0	8.3	198.6	90.3	288.9	
3. <u>CENTRO DE CONTROL</u>	-	-	-	2.3	1.4	3.7	3.7	1.0	4.7	4.3	0.6	4.9	2.7	-	2.7	13.0	3.0	16.0	-	-	-	13.0	3.0	16.0	
Subtotal S N T	143.6	93.9	237.5	171.1	108.7	279.8	148.5	72.3	220.8	164.3	79.9	244.2	138.8	87.6	226.4	766.3	442.4	1.208.7	158.5	100.3	258.8	924.8	542.7	1467.5	
4. <u>SISTEMA DE DISTRIBUCION *</u>																									
4.1 <u>Distribución Urbana</u>																									
Fase B	63.3	38.6	101.9	42.3	34.5	76.8	-	-	-	21.6	25.4	47.0	-	-	-	105.6	73.1	178.7	-	-	-	105.6	73.1	178.7	
Fase C	-	-	-	-	-	-	37.5	37.9	75.4	-	-	-	-	-	-	59.1	63.3	122.4	-	-	-	59.1	63.3	122.4	
Fase D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.5	27.6	51.1	23.5	27.6	51.1	26.3	34.5	60.8	49.8	62.1	111.9	
4.2 <u>Electrificación Rural</u>	4.5	6.5	11.0	9.5	14.6	24.1	8.6	12.6	21.2	8.8	12.7	21.5	3.7	5.9	9.6	35.1	52.1	87.4	-	-	-	35.1	52.3	87.4	
Subtotal Distribución	67.8	45.1	112.9	39.9	48.2	88.1	39.2	34.0	73.2	38.4	46.5	84.9	46.0	30.1	76.1	231.3	203.9	435.2	26.9	41.4	68.3	258.2	245.3	503.5	
5. <u>OTRAS INVERSIONES</u>																									
Estudios y Diseños	2.6	15.0	17.6	11.1	8.2	19.3	13.7	7.9	21.6	11.8	7.0	18.8	10.8	7.2	18.0	50.0	45.3	95.3	10.9	7.6	18.5	60.9	52.9	113.8	
Inversiones Generales	-	2.1	2.1	-	4.9	4.9	-	5.2	5.2	-	5.4	5.4	-	4.7	4.7	-	22.3	22.3	-	3.2	3.2	-	25.5	25.5	
Subtotal	2.6	17.1	19.7	11.1	13.1	24.2	13.7	13.1	26.8	11.8	12.4	24.2	10.8	11.9	22.7	50.0	67.6	117.6	10.9	10.8	21.7	60.9	78.4	139.3	
TOTAL	214.0	156.1	370.1	234.0	170.9	404.9	208.3	135.9	344.2	206.5	130.4	336.9	176.8	113.0	309.8	1039.6	726.3	1765.9	195.7	145.6	341.3	1235.3	871.9	2107.2	

* Se incluyen 20 millones de Dólares en distribución Urbana para Centrales Hidráulicas pequeñas.

PRESUPUESTO DE INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO

Cuadro 12-2
Hoja 1-2

(Con Escalamiento)

ALTERNATIVA 1-A

Millones de Dólares

OBRAS	1980			1981			1982			1983			1984			TOTAL 1980-1984			1985			TOTAL 1980-1985		
	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL
1. GENERACION																								
1.1 Hidroeléctricas																								
Faute I A-B	44.3	48.6	92.9	64.2	70.7	134.9	25.2	21.4	46.6	5.1	3.7	8.8	-	-	-	138.8	144.4	283.2	-	-	-	138.8	144.4	283.2
Agoyán	-	4.3	4.3	19.2	14.1	33.3	47.8	24.6	72.4	48.3	17.3	65.6	12.7	6.5	19.2	128.0	66.8	194.8	-	-	-	128.0	66.8	194.8
Faute I-C	-	-	-	21.4	10.2	31.6	25.0	16.3	41.3	43.8	24.8	68.6	25.3	17.5	42.8	115.5	68.8	184.3	16.6	10.9	27.5	132.1	79.7	211.8
Daule-Peripa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.5	5.8	15.3	16.1	10.3	26.4	25.6	16.1	41.7	17.2	11.9	29.1	42.8	28.0	70.8
Toachi	-	-	-	-	-	-	19.1	12.4	31.5	44.8	30.6	75.4	58.6	42.2	100.8	122.5	85.2	207.7	70.9	53.9	124.8	193.4	139.1	332.5
Proyectos Futuros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.8	10.4	23.2	65.6	57.7	123.3	78.4	68.1	146.9	130.9	119.1	250.0	209.3	187.2	396.5
Subtotal	44.3	52.9	97.2	104.8	95.0	199.8	117.1	74.7	191.8	164.3	92.6	256.9	178.3	134.2	312.5	608.8	449.4	1058.2	235.6	195.8	431.4	844.4	645.2	1489.6
1.2 Térmicas																								
Estero Salado N°3	11.2	5.4	16.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.2	5.4	16.6	-	-	-	11.2	5.4	16.6
Esmeraldas	37.2	11.6	48.8	10.5	4.5	15.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47.7	16.1	63.8	-	-	-	47.7	16.1	63.8
Gas Quito	10.0	1.8	11.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.0	1.8	11.8	-	-	-	10.0	1.8	11.8
Subtotal	58.4	18.8	77.2	10.5	4.5	15.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68.9	23.3	92.2	-	-	-	68.9	23.3	92.2
2. SISTEMA TRANSMISION																								
2.1 Fase A																								
Quito-Guayaquil	2.0	6.2	8.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0	6.2	8.2	-	-	-	2.0	6.2	8.2
2.2 Fase B																								
Sto. Domingo-Esmeraldas	3.2	5.2	8.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.2	5.2	8.4	-	-	-	3.2	5.2	8.4
Quevedo-Portoviejo	5.4	3.1	8.5	1.0	0.5	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.4	3.6	10.0	-	-	-	6.4	3.6	10.0
SNT Fase B-2	30.3	7.7	38.0	40.7	17.7	58.4	-	0.4	0.4	-	-	-	-	-	-	71.0	25.8	96.8	-	-	-	71.0	25.8	96.8
2.3 Fase C																								
Guayaquil-Sta. Elena	-	-	-	0.5	0.1	0.6	6.2	2.2	8.4	1.2	2.7	3.9	-	-	-	7.9	5.0	12.9	-	-	-	7.9	5.0	12.9
Milagro-Machala	-	-	-	10.7	2.8	13.5	1.5	3.8	5.3	2.7	2.7	5.4	-	-	-	14.9	9.3	24.2	-	-	-	14.9	9.3	24.2
Ambato-Riobamba	-	-	-	0.3	0.1	0.4	1.2	2.4	3.6	1.7	1.8	3.5	-	-	-	10.6	6.0	16.6	-	-	-	10.6	6.0	16.6
Cuenca-Loja	-	-	-	0.5	0.1	0.6	5.8	2.1	7.9	1.0	2.7	3.7	-	-	-	7.3	4.9	12.2	-	-	-	7.3	4.9	12.2
Milagro-Babahoyo	-	-	-	1.5	0.1	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.5	0.1	1.6	-	-	-	1.5	0.1	1.6
S/E Ambato	-	-	-	1.2	0.2	1.4	0.2	0.4	0.6	-	-	-	-	-	-	1.4	0.6	2.0	-	-	-	1.4	0.6	2.0
Ibarra-Tulcán	-	-	-	0.2	0.1	0.3	2.6	1.3	3.9	1.2	0.6	1.8	-	-	-	4.0	2.0	6.0	-	-	-	4.0	2.0	6.0
Ampliación S/E Ibarra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tulcán	-	-	-	0.1	0.1	0.2	2.2	1.3	3.5	0.8	0.6	1.4	-	-	-	3.1	2.0	5.1	-	-	-	3.1	2.0	5.1
S/E Babahoyo	-	-	-	0.2	-	0.2	2.3	1.3	3.6	-	-	-	-	-	-	2.5	1.3	3.8	-	-	-	2.5	1.3	3.8

PRESUPUESTO DE INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO

(Con Escalamiento)

Cuadro 12-2
Hoja 2-2

ALTERNATIVA 1-A

Millones de Dólares

	1980			1981			1982			1983			1984			TOTAL 1980 - 1984			1985			TOTAL 1980 - 1985			
	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	DIV.	M.L.	TOTAL	
2.4 Fase D																									
Paute-Totoras- Quito	-	-	-	2.6	0.1	2.7	21.3	3.2	24.5	3.2	10.6	13.8	7.5	5.4	12.9	34.6	19.3	53.9	-	-	-	34.6	19.3	53.9	
Paute-Guano	-	-	-	-	-	-	2.6	0.1	2.7	21.2	3.0	24.2	3.4	9.6	13.0	27.2	12.7	39.9	6.5	5.8	12.3	33.7	18.5	52.2	
Agoyán-Totoras- Ambato	-	-	-	0.9	-	0.9	7.4	0.7	8.1	4.1	2.3	6.4	1.7	3.1	4.8	14.1	6.1	20.2	-	-	-	14.1	6.1	20.2	
S/E Latacunga	-	-	-	-	-	-	0.2	-	0.2	2.5	0.5	3.0	0.4	0.7	1.1	3.1	1.2	4.3	-	-	-	3.1	1.2	4.3	
S/E Ibarra	-	-	-	0.1	-	0.1	1.2	0.1	1.3	0.3	0.3	0.6	-	-	-	1.6	0.4	2.0	-	-	-	1.6	0.4	2.0	
Capacitoses	-	-	-	0.8	0.1	0.9	0.5	0.1	0.6	3.1	0.5	3.6	0.8	0.2	1.0	5.2	0.9	6.1	1.7	0.2	1.9	6.9	1.1	8.0	
Subtotal S.N.T.	40.9	22.2	63.1	68.7	23.7	92.4	55.2	19.4	74.6	43.0	28.3	71.3	13.8	19.0	32.8	221.6	112.6	334.2	8.2	6.0	14.2	229.8	118.6	348.4	
3. CENTRO DE CONTROL	-	-	-	2.5	1.6	4.1	4.4	1.3	5.7	5.6	0.9	6.5	3.8	-	3.8	16.3	3.8	20.1	-	-	-	16.3	3.8	20.1	
Subtotal SNI	143.6	93.9	237.5	186.5	124.8	311.3	176.7	95.4	272.1	212.9	121.8	334.7	195.9	153.2	349.1	915.6	589.1	1504.7	243.8	201.8	445.6	1159.4	790.9	1950.3	
4. SISTEMA DE DISTRIBUCION																									
4.1 Distribución Urbana																									
Fase B	63.3	38.6	101.9	46.1	39.7	85.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	109.4	78.3	187.7	-	-	-	109.4	78.3	187.7	
Fase C	-	-	-	-	-	-	44.5	50.1	94.6	28.0	38.6	66.6	-	-	-	72.5	88.7	161.2	-	-	-	72.5	88.7	161.2	
Fase D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.1	48.3	81.4	33.1	48.3	81.4	40.5	69.3	109.8	73.6	117.6	191.2	
4.2 Electrificación Rural	4.5	6.5	11.0	10.4	16.8	27.2	10.2	16.7	26.9	11.4	19.3	30.7	5.2	10.3	15.5	41.7	69.6	111.3	-	-	-	41.7	69.6	111.3	
Subtotal	67.8	45.1	112.9	56.5	56.5	113.0	54.7	66.8	121.5	39.4	57.9	97.3	38.3	58.6	96.9	256.7	284.9	541.6	40.5	69.3	109.8	297.2	354.2	651.4	
5. OTRAS INVERSIONES																									
Estudios y Diseños	2.6	15.0	17.6	12.1	9.4	21.5	16.3	10.5	26.8	15.3	10.6	25.9	15.2	12.6	27.8	61.5	58.1	119.6	16.8	15.3	32.1	78.3	73.4	151.7	
Inversiones Generales	-	2.1	2.1	-	5.6	5.6	-	6.9	6.9	-	8.2	8.2	-	8.2	8.2	-	31.0	31.0	-	6.4	6.4	-	37.4	37.4	
Subtotal	2.6	17.1	19.7	12.1	15.0	27.1	16.3	17.4	33.7	15.3	18.8	34.1	15.2	20.8	36.0	61.5	89.1	150.6	16.8	21.7	38.5	78.3	110.8	189.1	
TOTAL	214.0	156.1	370.1	255.1	196.3	451.4	247.7	179.6	427.3	267.6	198.5	466.1	249.3	232.6	418.9	1233.8	963.1	2196.9	301.1	292.8	593.9	1534.9	1255.9	2790.8	

PRECIOS MEDIOS DE ENERGIA EN LOS PAISES SUDAMERICANOS (mills/kWh)
(Nivel 01/01/1978)

	Energía (kWh)	Argentina (SEGBA)	Bolivia (ENDE)	Brasil (Media)	Chile (Chilec- tra)	Paraguay (ANDE)	Uruguay (UTE)	Venezuela (ELECAR)	Promedio Aritm.	Ecuador (E.E. Quito)
RESIDENCIAL	20	102	54	38	46	50	49	61	57.9	42
	50	57	54	67	46	68	36	54	54.6	47
	100	56	49	67	47	80	51	51	57.3	46
	200	74	46	67	57	80	45	43	58.9	42
	400	90	47	67	62	80	46	33	60.7	34
	800	98	44	67	70	80	48	25	61.7	35
	1600	102	44	67	70	78	49	21	61.9	33
COMERCIAL	100	154	65	74	102	80	106	126	101.0	74
	200	141	60	74	101	80	33	88	89.6	68
	500	133	62	74	101	80	76	71	85.3	63
	1000	130	57	74	101	80	78	67	83.4	69
	2000	121	55	74	101	78	78	64	81.6	66
	5000	116	51	74	97	77	68	61	77.7	65
	10000	101	45	73	94	73	64	61	73.0	64
INDUSTRIAL	1000	130	55	60	61	74	60	67	72.4	48
	2000	121	50	60	56	71	60	63	68.7	48
	5000	116	47	65	51	66	47	51	63.3	45
	10000	90	42	53	52	73	49	49	58.3	45
	50000	77	38	42	47	65	33	38	48.6	39
	100000	69	36	39	46	63	30	36	45.6	38
	500000	64	—	36	46	55	26	33	43.3	36

FUENTE: Informe Secretaría General de la CIER - Marzo 1979,

ACTIVOS EN EXPLOTACION A DICIEMBRE DE 1979

Sistema Nacional Interconectado
(Millones de Suces)

PROYECTO	ACTIVOS A 1979	DEPRECIACION ACUMULADA
Pisayambo	2559.8	102.4
Vapor Estero Salado No. 2	1366.7	54.7
Guangopolo	703.7	84.4
Gas Salitral	130.6	32.6
Líneas del Sistema Pisayambo	368.2	24.6
Línea Quito - Ibarra	193.3	—
	<hr/>	<hr/>
TOTAL	5322.3	298.7

ACTIVOS EN EXPLOTACION Y DEPRECIACION
ACUMULADA DE EMPRESAS ELECTRICAS A DICIEMBRE DE 1979 (*)
(Millones de Suces)

Cuadro 12 - 5

EMPRESA O SISTEMA ELECTRICO	GENERACION	TRANSFORMACION	DISTRIBUCION	INV. GENERALES	DEPRECIACION ACUMULADA
Norte	451.88	114.09	143.70	23.88	112.46
Quito	2860.51	771.49	679.81	249.99	1100.85
Santo Domingo	116.82	7.39	102.43	12.07	39.27
Latacunga	310.69	10.04	87.28	3.19	118.13
Ambato - Puyo	272.54	150.23	126.32	49.49	106.66
Riobamba	295.88	65.67	79.13	14.34	87.08
Bolívar	104.54	10.85	47.67	4.98	13.87
Centro Sur	1023.90	147.59	156.88	21.61	162.60
Sur	211.07	80.80	80.11	16.46	44.80
Esmeraldas	137.20	35.44	62.73	10.78	34.24
Manabí	443.45	150.70	242.49	46.44	100.60
Sta. Elena	253.38	25.42	111.44	44.45	55.35
Guayaquil	1912.85	336.80	597.85	114.65	468.07
Durán—Daule—Balzar	84.22	50.30	38.35	9.17	25.29
Milagro	346.90	116.02	105.71	13.03	38.05
Babahoyo—Quevedo	244.94	12.58	133.55	12.78	29.13
El Oro	360.61	109.71	109.30	30.66	50.93
TOTAL:	9431.38	2204.12	2904.75	677.97	2587.38

Total de Activos en Explotación de Empresas Eléctricas: 15218.22

Depreciación Acumulada de Empresas Eléctricas: 2587.38

Gastos efectuados en explotación (sin combustible ni depreciación) = 1308.45 (año 1978)

Indice prorrateado: $\frac{1308.45 \times 1.5}{15218.22} \times 100 = 9.888\%$

(*) Revalorizado a 1979.

ACTIVOS EN EXPLOTACION DEL SECTOR ELECTRICO
(Millones de Dólares)

ALTERNATIVA 1-A

TOMO I

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
	<u>Precios Constantes</u>						
S. N. I.	212.9	373.0	609.3	636.4	1248.0	1516.4	1574.2
– Hidroeléctricas	102.4	102.4	102.4	102.4	652.9	831.9	831.9
– Termoeléctricas	80.0	152.5	252.0	252.0	252.0	252.0	252.0
– Sistema Nacional de Transmisión	22.5	113.2	243.9	264.3	319.4	403.1	455.5
– Otras inversiones	--	4.9	11.0	17.7	23.7	29.4	34.8
Sistema de Distribución	608.7	608.7	608.7	812.0	940.7	940.7	1057.0
Electrificación rural	--	--	--	--	--	103.9	103.9
TOTAL:	821.6	981.7	1218.0	1448.4	2188.7	2561.0	2735.1
	<u>Precios Corrientes</u>						
S. N. I.	212.9	398.6	684.2	778.8	1533.2	2024.0	2291.6
– Hidroeléctricas	102.4	111.6	121.7	132.6	750.1	1051.6	1146.3
– Termoeléctricas	88.0	163.3	283.4	308.9	336.7	367.0	400.0
– Sistema Nacional de Transmisión	22.5	118.8	266.9	315.0	414.3	561.5	687.7
– Otras inversiones	--	4.9	12.2	21.7	32.1	44.0	57.6
Sistema de distribución	608.7	663.5	723.2	1010.7	1278.3	1393.4	1725.8
Electrificación rural	--	--	--	--	--	136.2	148.4
TOTAL:	821.6	1062.1	1407.4	1788.9	2811.5	3553.7	4165.8

GENERACION DE ENERGIA DEL SECTOR ELECTRICO (*)
(GWh)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Generación Hidroléctrica	773.2	885.2	2.048.0	3.296.9	3.557.0	4.126.0
S.N.I.	224.4	224.4	1.395.8	2.657.4	2.912.5	3.492.3
S.R.	548.8	660.8	652.2	639.5	644.5	633.7
Generación Térmica de Vapor(**)	1.054.3	1.584.9	1.158.0	792.3	1.133.8	1.108.2
S.N.I.	711.7	1.271.0	1.014.3	584.5	987.1	954.9
S.R.	342.6	313.9	143.7	207.8	146.7	153.3
Generación Térmica Diesel(**)	994.7	695.6	479.0	138.0	22.5	37.7
S.N.I.	--	--	--	--	--	--
S.R.	994.7	695.6	479.0	138.0	22.5	37.7
Generación Térmica a Gas(**)	328.5	247.5	149.5	47.8	22.6	37.7
S.N.I.	86.2	96.5	69.7	23.1	10.8	18.1
S.R.	242.3	151.0	79.8	24.7	11.8	19.6
TOTAL TERMICO	2.377.5	2.528.0	1.786.5	978.1	1.178.9	1.183.6
GRAN TOTAL (***)	3.150.7	3.413.2	3.834.5	4.275.0	4.735.9	5.309.6

(*) Nivel de S/E Principal del S.N.I.

(**) Para cálculo de combustible a requerirse se han tomado los siguientes porcentajes que incluyen consumos propios y pérdidas:

Vapor 6.1 0/0

Diesel 3 0/0

Gas 1.5 0/0

(***) Para considerar las pérdidas desde S/E Principal del S.N.I. hasta el Usuario se han utilizado los porcentajes de pérdidas establecidas en el Estudio del Mercado Cap. 7 - Tomo I.

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SECTOR ELECTRICO
PERIODO 1980 - 1985
 (Millones de dólares)

	ALTERNATIVA 1-A			
	Combustible Subsidiado	SIN ESCALAMIENTO Combustible Sin Subsidio(*)	Combustible Subsidiado	CON ESCALAMIENTO Combustible Sin Subsidio(*)
Energía Vendida (GWh)	21.526	21.526	21.526	21.526
Ingresos de Explotación	1.639	1.672	2.101	2.161
Gastos de Explotación	1.043	1.120	1.333	1.456
- Generación	114	114	136	136
- Transmisión	39	39	50	50
- Distribución	484	484	637	637
- Generales	42	42	54	54
- Depreciación Anual	310	310	402	402
- Combustibles	54	131	54	177
Ingresos Netos	596	552	768	705
Rentabilidad (o/o) 1980	1.50	1.50	0.90	0.70
Rentabilidad (o/o) 1985	9.50	9.50	9.50	9.50
Tarifa (\$ kWh) 1980	1.28	1.28	1.28	1.28
Tarifa (\$ kWh) 1985	2.46	2.54	3.59	3.74
Incremento Tarifario Anual	13.90	14.70	22.90	23.90
Capital Neto a 1980	809	809	839	839
Capital Neto a 1985	2.342	2.345	3.370	3.377

(*) 50 o/o del costo del Combustible a aplicarse a partir de 1983 en adelante, para lo cual se ha considerado que en el período 1980 - 1985 se incrementará gradualmente su costo.

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SECTOR ELECTRICO
SIN ESCALAMIENTO
 PERIODO 1980 - 1985

(50% del Precio Internacional
del Combustible de 1983 en adelante)

ALTERNATIVA 1-A

(Millones de sucres)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Energía Vendida (GWh)	2.710	2.949	3.328	3.727	4.146	4.666	21.526
Ingreso de Explotación	3.486	4.350	5.629	7.227	9.218	11.897	41.087
Gastos de Explotación	3.181	3.728	4.236	4.813	5.717	6.327	28.002
Generación	421	413	385	429	581	632	2.861
Transmisión y Distribución	1.545	1.613	1.910	2.343	2.673	2.987	13.071
Generales	93	112	138	188	246	273	1.050
Depreciación Anual	730	874	1.059	1.391	1.752	1.952	7.758
Combustible	392	716	744	462	465	483	3.262
Ingresos Netos	305	622	1.393	2.414	3.501	5.570	13.805
Rentabilidad (o/o)	1.5	2.5	4.7	5.9	6.6	9.5	6.08 (*)
Tarifa (S./kWh)	1.28	1.47	1.68	1.93	2.21	2.54	1.94 (*)
 CAPITAL NETO	 20.215	 24.547	 29.576	 40.745	 53.452	 58.637	

(*) Promedio del período

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SECTOR ELECTRICO
CON ESCALAMIENTO
PERIODO 1980-1985
(Millones de Suces)

(50%o del Precio Internacional
de Combustible del 1983 en adelante)

ALTERNATIVA

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Energía Vendida (GWh)	2.710	2.949	3.328	3.727	4.146	4.666	21.526
Ingresos de Explotación	3.486	4.702	6.575	9.125	12.580	17.549	54.017
Gastos de Explotación	3.329	4.225	5.148	6.222	7.916	9.529	36.369
Generación	427	435	430	511	730	855	3.388
Transmisión y Distrib.	1.614	1.831	2.320	3.050	3.767	4.586	17.168
Generales	98	127	164	237	327	398	1.351
Depreciación Anual	762	982	1.271	1.772	2.376	2.879	10.042
Combustible	428	850	963	652	716	811	4.420
Ingresos Netos	157	477	1.427	2.902	4.665	8.021	17.649
Rentabilidad (o/o)	0.7	1.7	4.1	5.7	6.6	9.5	6.09(*)
Tarifa (S/. /kWh)	1.28	1.59	1.97	2.44	3.02	3.74	2.51(**)
Capital Neto	20.986	27.362	35.135	50.949	70.733	84.431	289.606

(*) Promedio del Período

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
PERIODO 1980 – 1985
(Millones de Dólares)

ALTERNATIVA 1-A

	Combustible Subsidiado	Combustible Sin Subsidio (*)	Combustible Subsidiado	Combustible Sin Subsidio(*)
Energía Vendida (GWh)	16.735	16.735	16.735	16.735
Ingresos de Explotación	662	686	838	882
Gastos de Explotación	310	358	385	458
– Generación	87	87	108	108
– Transmisión	39	39	50	50
– Generales	22	22	28	28
– Depreciación Anual	139	139	176	176
– Combustible	23	68	23	96
Ingresos Netos	352	331	453	424
Rentabilidad (o/o) 1980	1.6	1.6	1.3	1.2
Rentabilidad (o/o) 1985	9.5	9.5	9.5	9.5
Tarifa (\$ kWh) 1980	0.60	0.60	0.60	0.60
Tarifa (\$ kWh) 1985	1.24	1.30	1.72	1.84
Incremento tarifario Anual o/o	15.60	16.80	23.4	25.1
Capital Neto a 1980	285	285	297	297
Capital Neto a 1985	1.452	1.455	2.015	2.021

(*) 50% del costo del combustible a aplicarse a partir de 1983 en adelante para lo cual se ha considerado que en el período 1980 – 1985 se incrementará gradualmente su costo.

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
SIN ESCALAMIENTO
(Millones de Suces)

(50% de Precios Internacionales para
el Combustible de 1983 en adelante)

ALTERNATIVA 1-A

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Energía Vendida (GWh)	1.022	1.592	2.480	3.265	3.910	4.466	16.735
Ingresos de Explotación	616	1.121	2.040	4.136	4.387	5.851	17.150
Gastos de Explotación	503	998	1.243	1.525	2.194	2.395	8.858
Generación	148	216	255	385	566	611	2.181
Transmisión	42	109	156	179	221	263	970
Generales	30	51	64	96	143	159	543
Depreciación Anual	197	341	437	625	884	987	3.471
Combustible	86	281	331	240	380	375	1.693
Ingresos Netos	113	123	797	1.611	2.193	3.455	8.292
Rentabilidad (o/o)	1.6	1.0	5.3	7.1	6.6	9.5	6.5(*)
Tarifa (\$/ kWh)	0.60	0.70	0.82	0.96	1.12	1.30	1.02(*)
Capital Neto	7.125	11.975	14.966	22.589	33.137	36.373	126.165

(*) Promedio del Período.

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
PERIODO 1980 - 1985
(Con Escalamiento)
(Millones de Suces)

ALTERNATIVA 1-A

(50% de Precios Internacionales para
el Combustible de 1983 en Adelante)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Energía Vendida (GWh)	1.022	1.592	2.480	3.265	3.910	4.466	16.735
Ingresos de Explotación	616	1.201	2.341	3.856	5.779	5.257	22.050
Gastos de Explotación	529	1.121	1.493	1.918	2.929	3.457	11.447
Generación	155	238	298	466	714	834	2.705
Transmisión	43	118	178	223	299	383	1.244
Generales	32	56	76	120	234	220	688
Depreciación Anual	206	375	512	770	1.147	1.391	4.401
Combustible	93	334	429	339	535	629	2.409
Ingresos Netos	88	80	848	1.938	2.850	4.799	10.603
Rentabilidad (o/o)	1.2	0.6	4.8	7.0	6.7	9.5	6.68 (*)
Tarifa (S/. / kWh)	0.60	0.75	0.94	1.18	1.47	1.84	1.32 (*)
Capital Neto	7.422	13.171	17.519	85.584	42.415	50.514	158.625

(*) Promedio del Período

PARTICIPACION DE INEGEL EN LAS REGALIAS DEL PETROLEO
E IMPUESTO UNICO

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Producción Diaria (bl x 10 ³)	220.7	214.6	206.7	193.7	175.3	157.0	116.8
Días de Producción	330	330	330	330	330	330	
Precio de Venta (US\$/bl) (*)	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	
Participación en regalías (US\$ x 10 ⁶)	125.1	121.6	117.1	109.8	99.3	89.0	661.9
Participación en Imp. Unico (US\$ x 10 ⁶)	4.3	4.2	4.0	3.8	3.4	3.1	22.8
Participación Total (US\$ x 10⁶)	129.4	125.8	121.1	113.6	102.7	92.1	684.7

(*) Precio Congelado en US\$ 23,5/Barril, según disposición de Decreto Legislativo

CONDICIONES DE PRESTAMOS VIGENTES SIN DESEMBOLSO

PROYECTO	PRESTAMO	AÑO DE FIRMA	MONTO MONEDA ORIGINAL (x 10 ³)	MONTO DOLARES (x 10 ³)	PLAZO TOTAL (Años)	GRACIA (Años)	INTERESES (%)			DEUDA A XI-79 (10 ³ Dólares)	OBSERVACIONES	
							COMPRO- MISO	GIRO	SERVICIO DEUDA			
E. Rural	AID-518-023	1964	US	645	645	40	10	--	0.75	2.0	537.5	
E. Rural	AID-518-025	1964	US	696	696	40	10	--	0.75	2.0	580.0	
E. Rural	AID-518-035	1972	US	3413*	3413	40	10	--	2.0	3.0	3413.0	*No se utilizó todo el monto contratado
AMBI	Reino Unido 1966	1966	£	600	1320	20	5	--	6.88*	6.88*	616.0	*Valor Promedio
L. IB-TULCAN	Reino Unido 1969	1969	£	300	660	25	3	--	7.9	7.9	450.0	
7 Grupos	Reino Unido 1972	1972	£	300	660	25	5	--	3.0	3.0	594.0	
Varios S.R.	Reino Unido 1973(1)	1973	£	2900	6370	25	5	--	3.0	3.0	6051.5	
Saucay I	Reino Unido 1973 (2)	1973	£	1205	2651	25	5	--	3.0	3.0	2518.45	
Varios S.R.	Eximbank 2200 USA	1964	US	5128	5128	20	3	0.5	5.5	5.5	1508.24	
Gas Gquil.	Eximbank 6063 USA	1976	US	1161	1161	7	3	0.5	9.125	9.125	1161.0	
Grup. Varios	Eximbank 6349 USA	1979	US	1755	1755	7	3	0.5	8.75	8.75	1755.0	
C. El Oro	English Electric 1970	1970	£	449	988	11	1	--	5.5	5.5	197.6	
C. Riobamba	English Electric 1971	1971	£	393	864	9	2	--	6.5	6.5	123.4	
Est. Paute	BID 315 SF-EC	1972	US	2700	2700	15	3	0.75	4.0	4.0	1800.0	
Est. Coca	BID 412 SF-EC	1974	US	1500	1500	25	10	0.5	1.0	2.0	1500.0	
Est. Guayll.	BID 492 SF-EC	1977	US	1600	1600	20	5	0.5	1.0	2.0	1600.0	
C. Pisayambo	BID 314 SF-EC	1972	US	16200	16200	25	5	0.75	4.0	4.0	15390.0	
C. Pisayambo	BID 18 CDF	1972	US	7694*	7694	50	10	0.50	0.50	0.5	7694.0	*No se utilizó todo el monto contratado
C. Guangopolo	Gobierno Japón	1975	Y	2680000	11872	20	7	--	4.75	4.75	11872.0	
C. Guangopolo	Eximbank Japón	1975	Y	2300000	10189	9	2	0.5	7.5	7.5	7277.86	
Est. P. Toachi	Confederación Suiza	1973	FS	5000	3151	12	2	--	2.75	2.75	1890.6	
Est. D. Toachi	Mobesco	1976	FS	4200	2647	9	2	--	7.0	7.0	2268.86	
Medidores	Schlumberger	1975	US	722	722	5	--	--	7.5	7.5	144.40	
Medidores	Galileo	1975	US	523	523	8	--	--	7.5	7.5	261.50	
Refinanciación	City Corp. Int. Bank(*)	1979	US	30000	30000	10	3	0.5	16.88(1)	17.0(2)	30000.00	*Renegociado City Bank
Refinanciación	City Corp. Int. Bank(*)	1977	US	20000	20000	10	3	0.5	17.00(2)	17.25(3)	20000	Renegociado Chase
E. Salado 2	Kreditanstalt(1)	1975	DM	20000	11146	30	10	0.25	2.0	2.0	11146	
E. Salado 2	Mitsubishi(1)	1975	Y	6357759	28165	13	3	--	7.5	7.5	25348.5	
S/E Manta y Portoviejo	Pawels Trafo	1976	FB	6937	242	6	--	--	8.75	8.75	121.0	
L. Qto.-Gquil.	Mitsubishi (2)	1976	Y	1815325	8042	8	1	--	8.5	8.5	5744.29	
L. Qto.-Gquil.	Mitsui	1976	Y	1144675	5071	7	2	--	8.5	8.5	4056.8	
L. Qto.-Gquil.	B. America Sade	1978	US	10000	10000	8	2	0.5	17.5 (4)	17.5(4)	10000	
E. Rural	Balfour Beaty	1977	£	297	653	6	1	--	7.25	7.25(3)	522.4	
S/E Ibarra y Ep	Banco de Londres	1979	US	2250	2250	4	--	0.5	17.0 (5)	17.0(5)	2250	
Varios	IESS(1)	1976	\$	300000	12000	7	--	--	10.0	10.0	6857.14	
Est. D. Toachi	FONAPRE (1)	1976	\$	35000	1400	10	2	1.0	6.0	6.0	1225.0	
Varios	City Bank (2)	1977	US	20000	20000	7	2	0.5	17.25(3)	17.25(3)	20000	
S/E Ibarra y Ep.	Brown Boveri	1978	DM	2296	1280	7	2	--	8.0	8.0	1280.0	
S/E Ibarra y Epic.	GIE	1977	US	1794	1794	9	3	--	7.75	7.75	1794	

(1) 7/80/o sobre LIBOR (4) 1.50/o sobre LIBOR
(2) 10/o sobre LIBOR (5) 10/o sobre LIBOR
(3) 1/40/o sobre LIBOR

Cotizaciones:
1 Libra: 2.19963 US\$
1 Yen: 0.00443 US\$

1 Franco S:
1 DM:
1 FB:

0.63016 US\$ -- --
0.05573 US\$ -- --
0.03487 US\$ -- --

CONDICIONES DE PRESTAMOS VIGENTES
CON DESEMBOLSO

PROYECTO	PRESTAMO	AÑO DE FIRMA	MONTO MONEDA ORIGINAL (x 10 ³)	MONTO DOLARES (x 10 ³)	PLAZO TOTAL (AÑOS)	GRACIA (Años) Real Corr.			INTERESES (o/o)			DEUDA A XII-79 (10 ³ Dólares)	OBSERVACIONES
									COMPROMISO	GIRO	SERVICIO DEUDA		
PAUTE A-B	BID 271	1974	US	33500	33500	20	5.5	7*	1.25	8.0	8.0	19657	* Por períodos de desembolsos.
	BID-411	1974	US	16500	16500	40	10.5	10*	1.00	1.0	2.0	2744	*Redondeo
	PAUTE	1977	US	16000	16000	16	4	6*	0.25	7.5	7.5	5373	*Por período de desembolsos.
	EXIMBANK JAPON	1978	Y	2500000	11775	11	2	5*	0.5	8.0	8.0	658	*Por período de desembolsos.
	IUB (Bco. Europeos)	1978	US	50000	50000	9	3.5	4*	0.5	17.13(1)	17.13(1)	8792	*Redondeo
	IMPREGILO	1978	US	40000	40000	15	5	5	--	8.0	8.0	15273	
	KREDITANSTAL	1979	DM	34227	14909	13	3	4*	0.25	8.0	8.0	--	*Por período de desembolsos.
Est. Salado 3 Esmeraldas	BILATERAL (BID-038)	1979	US	50000	50000	10	5.5	5*	0.5	16.75(2)	16.88(2)	13911	*Redondeo
	OEFC	1977	Y	8100000	37179	20	7	7	--	5.0	5.0	27016	
	GIE	1979	US	52000	52000	13	3	3	0.25	7.5	7.5	13962	
L. Qto.-Gquil.	Banco de América	1979	US	13000	13000	10	2.5	3*	0.5	17.0 (4)	17.13(5)	8000	*Redondeo
	GIE ST/3A	1977	US	1084	1084	9	2.5	3*	0.25	8.0	8.0	771	*Redondeo
SNT FASE B	BID 323	1977	US	25000	25000	20	5	5	1.25	8.6	8.6	1600	
	AMEX BANK	1979(7)	US	4239	4239	10	2.5	3*	--	16.88(6)	16.88(6)	--	*Redondeo
	SUMITOMO	1979(7)	US	1814	1814	10	2	2	--	16.88(6)	16.88(6)	--	
	EXIMBANK JAPON	1979(7)	US	7975	7975	10	1.5	2*	--	7.5	7.5	--	*Redondeo
SNT FASE B	GRINDLAY BRANDTS	1979(7)	US	2047	2047	10	2	2	--	7.5	7.5	--	
	General Electric (España)	1979(7)	US	1052	1052	10	1.5	2*	--	7.5	7.5	--	*Redondeo
	Libra Bank, Londres	1979(7)	US	8000	8000	8	2	2	0.5	16.88(6)	17.0 (8)	--	
Plan Maestro Varios	Banco Mundial	1979	US	2739	2739	10	3	3	1	6	6	256	
	I. E. S. S.	1979	\$	500000	20000	10	3	3	--	10 (9)	11 (9)	--	
S. Regionales	SWISS BANK	1977	FS	30000	19178	11	2	3*	--	6	6	8759	*Por período de desembolsos.
S. Regionales	Reino Unido	1975	£	5100	11275	20	5	5	--	3	3	11275	
Gas-Quito	Deutsche Bank	1980	US	10120	10120	10	--	--	0.5	16.75(2)	16.75(2)	--	
Mazar	Banco Mundial	1980	US	4276	4276	10	2	2	1.0	6.0	6.0	--	

- (1) 1 1/8 sobre Libor
(2) 3/4 sobre Libor
(3) 7/8 sobre Libor
(4) 1 sobre Libor
(5) 1 1/8 sobre Libor
(6) 7/8 o/o sobre Libor
(7) Asumido dólares
(8) 1 o/o sobre Libor
(9) Valor aproximado
Libor considerado: 16 o/o

DESEMBOLSOS DE PRESTAMOS VIGENTES DE INECEL
(Miles de dólares)

PROYECTO	PRESTAMO	Acumulado a XII-79	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL 8 - 85	OBSERVACIONES
Paute A-B	BID - 271	19657	7173	6670	—	—	—	—	13843	
	BID - 411	2744	5396	7694	666	—	—	—	13756	
	GIE	5373	4847	3998	1782	—	—	—	10627	
	EXIMBANK JAPON I.U.B.	658	3482	3203	168	167	—	—	7020	
	(Bancos Europeos)	8792	6767	20331	14110	—	—	—	41208	
	IMPREGILO	15273	9282	15445	—	—	—	—	24727	
	KREDITANSTALT BILATERAL	—	—	6094	5019	3796	—	—	14909	
	(BID-038)	13911	15016	18166	2907	—	—	—	36089	
	TOTAL PAUTE A-B	66408	51963	81601	24652	3963	—	—	162179	
Gas Quito	DEUTSCHE BANK	—	10120	—	—	—	—	—	10120	
Est. Salado No. 3	OECE	27016	10163	—	—	—	—	—	10163	
Esmeraldas	GIE	13962	33609	4429	—	—	—	—	38038	
	Banco de América	8000	659	4341	—	—	—	—	5000	
Línea Quito- Guayaquil	GIE ST/3A	771	313	—	—	—	—	—	313	
SNT Fase B2	BID-323	1600	16704	6629	67	—	—	—	23400	
	AMEX BANK	—	4239	—	—	—	—	—	4239	
	SUMITOMO	—	1814	—	—	—	—	—	1814	
	EXIMBANK JAPON	—	7975	—	—	—	—	—	7975	
	GRINDLAY BRANDTS	—	340	1707	—	—	—	—	2047	
	General Electric (España)	—	—	1052	—	—	—	—	1052	
	Libra Bank LTD. Londres	—	4311	3689	—	—	—	—	8000	
	TOTAL SNT - B2	1600	36435	12025	67	—	—	—	48527	
	Plan Maestro	Banco Mundial (*)	256	1375	1108	—	—	—	—	2483
Estudios	Banco Mundial (**)	—	2384	1892	—	—	—	—	4276	
Varios	IESS	—	20000	—	—	—	—	—	20000	
	SUBTOTAL SNI:	118013	167021	105396	24719	3963	—	—	301299	
Sistemas Regionales	SWISS Bank	8759	10419	—	—	—	—	—	10419	
Sistemas Regionales	Reino Unido 1975	11275	8985	—	—	—	—	—	—	
	TOTAL:	138147	177440	105396	24719	3963	—	—	311518	

(*) Préstamo para Inventario de Recursos Hidroeléctricos y Estudios de Planificación

(**) Préstamo para estudios de Paute - Mazar

CONDICIONES DE PRESTAMOS EN TRAMITE DE INECEL

ALTERNATIVA 1-A

PROYECTO	NOMBRE	AÑO DE FIRMA	MONTO (US\$ x 10 ³)		PLAZO (Años)			INTERESES (o/o)		
			Sin / Escal.	Con / Escal.	TOTAL	GRACIA	Amortiz.	Comprom.	Giro	Servicio deuda
Agoyán	Organismo Internacional	1981	52050	63977	20	5	15	1.25	8.5	8.5
Agoyán	Bancario	1981	20800	23849	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Agoyán	Proveedores	1982	31250	40128	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Paute C	Organismo Internacional	1981	57468	75911	20	5	15	1.25	8.5	8.5
Paute C	Bancario	1981	22987	26637	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Paute C	Proveedores	1983	34481	49274	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Daule Peripa	Bancario	1983	15967	21688	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Daule Peripa	Proveedores	1984	24037	38545	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Toachi	Organismo Internacional	1982	115228	178426	20	6	14	1.25	8.5	8.5
Toachi	Bancario	1982	46092	61247	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Toachi	Proveedores	1985	69136	117181	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Paute-Mazar	Organismo Internacional	1984	99050	150807	20	5	5	1.25	8.5	8.5
Paute-Mazar	Bancario	1984	35620	54346	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Paute-Mazar	Proveedores	1986	53430	96461	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Jubones	Organismo Internacional	1983	89100	176998	20	7	13	1.25	8.5	8.5
Jubones	Bancario	1983	39640	58527	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Jubones	Proveedores	1986	59460	115717	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Coca-Salado	Organismo Internacional	1985	191500	383793	20	6	14	1.25	8.5	8.5
Coca-Salado	Bancario	1985	76600	131543	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Coca-Salado	Proveedores	1988	114900	252234	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Elec. Rural	(Sierra-Costa) BID	1981	26848	32593	40	10	30	0.5	2	2
Elec. Rural	(Los Ríos) - Bancario	1980	1628	1766	12	3	9	0.5	6	6
Elec. Rural	(Oriente -Galápagos) Prestamista	1980	10182	12400	20	5	15	1.25	8.5	8.5
SNT-C	Organismo Internacional	1981	22950	26600	20	5	15	1.25	8.5	8.5
SNT-C	Bancario	1981	9180	10640	12	2	10	0.5	15.0	15.0
SNT-C	Proveedores	1981	13770	15960	12	4	8	0.5	8.0	8.0
SNT-D	Organismo Internacional	1981	36800	46972	20	5	15	1.25	8.5	8.5
SNT-D	Bancario	1981	14720	17292	12	2	10	0.5	15.0	15.0
SNT-D	Proveedores	1982	22080	29680	12	4	8	0.5	8.0	8.0

DESEMBOLSOS DE PRESTAMOS EN TRAMITE DE INECEL SIN ESCALAMIENTO

Nivel de precios: 1980		(MILES DE DOLARES)											ALTERNATIVA 1-A		
PROYECTO	Préstamo	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL 80-85	1986	1987	1988	1989	1990	1991	TOTAL 80-91
AGOYAN	Organismo Int.	---	8800	20100	18650	4500	---	52050	---	---	---	---	---	---	52050
	Bancario	---	8800	12000	---	---	---	20800	---	---	---	---	---	---	20800
	Proveedores	---	---	8100	18650	4500	---	31250	---	---	---	---	---	---	31250
PAUTE I-C	Organismo Int.	---	9800	10500	16900	8950	5400	51550	5918	---	---	---	---	---	57468
	Bancario	---	9800	10500	2687	---	---	22987	---	---	---	---	---	---	22987
	Proveedores	---	---	---	14213	8950	5400	28563	5918	---	---	---	---	---	34481
DAULE-PERIPA	Bancario	---	---	---	7300	8667	---	15967	---	---	---	---	---	---	15967
	Proveedores	---	---	---	---	2733	11200	13933	6733	3371	---	---	---	---	24037
TOACHI	Organismo Int.	---	---	8050	17300	20758	23042	69150	23039	17279	5760	---	---	---	115228
	Bancario	---	---	8050	17300	29742	---	46092	---	---	---	---	---	---	46092
	Proveedores	---	---	---	---	---	23058	23058	23039	17279	5760	---	---	---	69136
PAUTE-MAZAR	Organismo Int.	---	---	---	---	13350	13350	26700	26700	26700	8950	---	---	---	89050
	Bancario	---	---	---	---	13350	13350	26700	8920	---	---	---	---	---	35620
	Proveedores	---	---	---	---	---	---	---	17780	26700	8950	---	---	---	53430
JUBONES	Organismo Int.	---	---	---	4950	9900	4910	19760	29760	19850	14850	9900	4950	---	99100
	Bancario	---	---	---	4950	9900	24790	39640	---	---	---	---	---	---	39640
	Proveedores	---	---	---	---	---	---	---	9910	19850	14850	9900	4950	---	59460
COCA-SALADO	Organismo Int.	---	---	---	---	---	14350	14350	28700	33450	38350	38300	28750	9600	191500
	Bancario	---	---	---	---	---	14350	14350	28700	33550	---	---	---	---	76600
	Proveedores	---	---	---	---	---	---	---	---	---	38250	38300	28750	9600	114900
E. RURAL	BID (Sierra-Costa Bancario (Los Ríos)	---	8913	7175	7175	3585	---	26848	---	---	---	---	---	---	26848
	Prést.(Oriente y Galápagos)	---	1320	308	---	---	---	1628	---	---	---	---	---	---	1628
		---	2086	2996	3516	1043	---	9641	---	---	---	---	---	---	9641
SNT. FASE C	Organismo Int.	---	10450	9200	3300	---	---	22950	---	---	---	---	---	---	22950
	Bancario	---	4180	3680	1320	---	---	9180	---	---	---	---	---	---	9180
	Proveedores	---	6270	5520	1980	---	---	13770	---	---	---	---	---	---	13770
SNT. FASE D	Organismo Int.	---	2000	13950	13300	4900	2650	36800	---	---	---	---	---	---	36800
	Bancario	---	2000	12720	---	---	---	14720	---	---	---	---	---	---	14720
	Proveedores	---	---	1230	13300	4900	2650	22080	---	---	---	---	---	---	22080
TOTALES:		---	74419	134079	166791	140728	158500	674517	215147	198029	135720	96400	67400	19200	1406413

DESEMBOLSOS DE PRESTAMOS EN TRAMITE DE INEGEL
(CON ESCALAMIENTO)

ALTERNATIVA 1-A

(miles de dólares)

PROYECTO	Préstamo	1980	1981	1982	1983	1984	1985	80-85	1986	1987	1988	1989
AGOYAN	1) Organismo Int.	---	9592	23881	24152	6352	---	63977	---	---	---	---
	2) Bancario	---	9592	14257	---	---	---	23849	---	---	---	---
	3) Proveedores	---	---	9624	24152	6352	---	40128	---	---	---	---
PAUTE C	1) Organismo Int.	---	10682	12475	21886	12034	8309	65986	9925	---	---	---
	2) Bancario	---	10682	12475	3480	---	---	26637	---	---	---	---
	3) Proveedores	---	---	---	18406	12634	8309	39349	9925	---	---	---
DAULE-PERIPA	1) Bancario	---	---	---	9454	12234	---	21688	---	---	---	---
	2) Proveedores	---	---	---	---	3858	17233	21091	11292	6162	---	---
TOACHI	1) Organismo Inter- nacional	---	---	9564	22404	29302	35453	96723	38639	31587	11477	---
	2) Bancario	---	---	9564	22404	29279	---	61247	---	---	---	---
	3) Proveedores	---	---	---	---	---	35478	35478	38639	31587	11477	---
P. MAZAR	1) Organismo Inter- nacional	---	---	---	---	18845	20541	39386	44779	48809	17833	---
	2) Bancario	---	---	---	---	18845	20541	39386	14960	---	---	---
	3) Proveedores	---	---	---	---	---	---	---	29819	48809	17833	---
JUBONES	1) Organismo Inter- nacional	---	---	---	6410	13975	7555	27940	49961	36287	29590	21502
	2) Bancario	---	---	---	6410	13975	38142	58527	---	---	---	---
	3) Proveedores	---	---	---	---	---	---	---	16620	36287	29590	21502
COCA - S.	1) Organismo Inter- nacional	---	---	---	---	---	22079	22079	48133	61148	76415	83184
	2) Bancario	---	---	---	---	---	22079	22079	48133	61331	---	---
	3) Proveedores	---	---	---	---	---	---	---	---	---	76216	83184
E. RURAL	BID (Sierra-Costa)	---	9715	8525	9292	5061	---	32593	---	---	---	---
	Los Ríos	---	1400	366	---	---	---	1766	---	---	---	---
	(Oriente y Galápa- gos)	---	2274	3560	4553	1472	---	11859	---	---	---	---
SNT. C.	1) Organismo Interna- cional	---	11300	11000	4300	---	---	26600	---	---	---	---
	2) Bancario	---	4520	4400	1720	---	---	10640	---	---	---	---
	3) Proveedores	---	6780	6600	2580	---	---	15960	---	---	---	---
SNT. D.	1) Organismo Interna- cional	---	2180	16574	17224	6917	4077	46972	---	---	---	---
	2) Bancario	---	2180	15112	---	---	---	17292	---	---	---	---
	3) Proveedores	---	---	1462	17224	6917	4077	29880	---	---	---	---
TOTAL		80897	159439	216051	198652	243873		898912	360825	362007	270431	209372

RESUMEN DEL SERVICIO DE LA DEUDA DE INECEL
(VIGENTES)

	ALTERNATIVA 1-A						(miles de dólares)	
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	T O T A L 1980-1985	
PRESTAMOS VIGENTES								
SIN DESEMBOLSO								
AMORTIZACION	15707	17668	17569	23579	19802	16596	110921	
INTERESES	17949	19055	17213	15053	12596	7392	89258	
SUBTOTAL	36656	36723	34782	38632	32398	23988	200179	
CON DESEMBOLSO								
AMORTIZACION	---	3369	8890	31467	40003	53413	137142	
INTERESES	15230	33772	40697	40488	36541	31249	197977	
SUBTOTAL	15230	37141	49587	71955	76544	84662	335119	
TOTAL PRESTAMOS VIGENTES								
AMORTIZACION	15707	21037	26459	55046	59805	70009	248063	
INTERESES	33179	52827	57910	55541	49137	38641	287235	
TOTAL	48886	73864	84369	110587	108942	108650	535298	

RESUMEN DEL SERVICIO DE LA DEUDA DE INECEL
(SIN ESCALAMIENTO)
(Miles de Dólares)

ALTERNATIVA 1-A

	ALTERNATIVA 1-A						TOTAL
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1980-1985
PRESTAMOS VIGENTES							
Amortización	15.707	21.037	26.459	55.046	59.805	70.009	248.063
Intereses	33.179	52.827	57.910	55.541	49.137	38.641	287.235
TOTAL	48.886	73.864	84.369	110.587	108.942	108.650	535.298
PRESTAMOS EN TRAMITE							
Amortización	--	886	886	1.401	8.350	12.959	24.482
Intereses	--	7.793	19.321	34.334	49.104	65.310	175.862
TOTAL	--	8.679	20.207	35.735	57.454	78.269	200.344
TOTAL SERVICIO DE LA DEUDA							
Amortización	15.707	21.923	27.345	56.447	68.155	82.968	272.545
Intereses	33.179	60.620	77.231	89.875	98.241	103.951	463.097
TOTAL	48.886	82.543	104.576	146.322	166.396	186.919	735.642

RE RESUMEN DEL SERVICIO DE LA DEUDA DE INEGEL
(CON ESCALAMIENTO)
(Miles de dólares)

ALTERNATIVA 1-A

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL 1980-1985
PRESTAMOS VIGENTES							
Amortización	15.707	21.037	26.549	55.046	59.805	70.009	248.063
Intereses	33.179	52.827	57.910	55.541	49.137	38.641	287.235
TOTAL	48.886	73.864	84.369	110.587	108.942	108.650	535.298
PRESTAMOS EN TRAMITE							
Amortización	--	886	886	1.420	9.458	15.582	28.232
Intereses	--	8.764	22.740	42.230	62.811	88.661	225.206
TOTAL	--	9.650	23.626	43.650	72.269	104.243	253.438
TOTAL SERVICIO DE LA DEUDA							
Amortización	15.707	21.923	27.345	56.466	69.263	85.591	276.295
Intereses	33.179	61.591	80.650	97.771	111.948	127.302	512.441
TOTAL	48.886	83.514	107.995	154.237	181.211	212.893	788.736

CONDICIONES DE PRESTAMOS EN TRAMITE PARA DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION

ALTERNATIVA 1-A

PROYECTO	PRESTAMO	AÑO DE FIRMA	MONTO (US\$ x 10 ³)		PLAZO (años)		INTERESES (o/o)		
			Sin Escala	Con Escala	TOTAL	GRACIA	Comprom.	Giro	Ser. Deuda
FASE B	Proveedores	1981	42.255	46.059	12	3	0.5	8.0	8.0
FASE C	Organismo Internacional	1982	29.533	36.243	20	5	1.25	8.5	8.5
	Proveedores	1982	29.532	36.243	12	3	0.5	8.0	8.0
FASE D	Organismo Internacional	1984	24.911	36.837	20	5	1.25	8.5	8.5
	Proveedores	1984	24.911	36.837	12	3	0.5	8.0	8.0

DESEMBOLSOS Y SERVICIO DE LA DEUDA ANUAL DE PRESTAMOS EN TRAMITE
PARA COMERCIALIZACION Y DISTRIBUCION
(miles de dólares)

ALTERNATIVA 1-A

			1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL	
DESEMBOLSOS:										
Sin Escalamiento:	FASE B:	Proveedores	---	42.255	---	---	---	---	42.255	
	FASE C:	Internacionales	---	---	18.734	10.799	---	---	29.533	
		Proveedores	---	---	18.734	10.798	---	---	29.532	
	FASE D:	Internacionales	---	---	---	---	11.738	13.173	24.911	
		Proveedores	---	---	---	---	11.738	13.173	24.911	
	TOTAL			---	42.255	37.468	21.597	23.476	26.346	151.142
	Con Escalamiento:	FASE B:	Proveedores	---	46.059	---	---	---	---	46.059
FASE C:		Internacionales	---	---	22.258	13.985	---	---	36.243	
		Proveedores	---	---	22.258	13.985	---	---	36.243	
FASE D:		Internacionales	---	---	---	---	16.569	20.268	36.837	
		Proveedores	---	---	---	---	16.569	20.268	36.837	
TOTAL			---	46.059	44.516	27.970	33.138	40.536	192.219	
SERVICIO DE LA DEUDA:										
Sin Escalamiento:										
	Amortización		---	---	---	---	---	4.695	4.695	
	Intereses		---	1.796	5.279	7.457	9.555	11.204	35.291	
TOTAL			---	1.976	5.279	7.457	9.555	15.899	39.986	
Con Escalamiento:										
	Amortización		---	---	---	---	---	5.118	5.118	
	Intereses		---	1.958	5.961	8.633	11.531	14.043	42.126	
TOTAL			---	1.958	5.961	8.633	11.531	19.161	47.244	

SERVICIO DE LA DEUDA VIGENTE DE S.R.
(Miles de dólares)

EMPRESA	PRESTAMO	1 9 8 0		1 9 8 1		1 9 8 2		1 9 8 3		1 9 8 4		1 9 8 5		T O T A L		TOTAL
		AM.	IN.	AM.	IN.	AM.	IN.	AM.	IN.	AM.	IN.	AM.	IN.	AM.	IN.	
NORTE	Mellow Bank In.	220	101	220	74	220	47	220	20	---	---	---	---	880	242	1122
QUITO	Varios Prést.	6550	5358	7527	6843	8424	5126	7687	4122	7127	3203	6823	2315	44138	26967	71105
AMBATO	Termelec.	3808	1106	3808	828	3148	543	2421	331	2421	155	---	---	15606	2963	18569
RIOBAMBA	2001/Inter/Proved.	144	25	72	5	---	---	---	---	---	---	---	---	216	30	246
CENTRO SUR	Financiera del															
(Azogues)	Austro	28	2	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	28	2	30
REGIONAL																
SUR	Mirrless Blackstone	469	145	469	111	469	77	470	43	235	9	---	---	2112	385	2497
	Pawells Traffo	10	3	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	10	3	13
MANABI	Mitsubishi	765	244	765	186	765	129	776	72	382	14	--	---	3453	645	4098
	Banco Londres	---	40	444	20	889	33	889	24	889	16	889	7	4000	140	4140
	Northern Trust Int. B.	205	100	205	69	205	38	103	8	---	---	---	---	718	215	933
EL ORO	Irosley Premier	603	298	603	196	603	152	603	108	603	64	434	21	3449	839	4288
	Nat. West B. London	225	155	225	122	225	90	225	57	225	24	---	---	1125	448	1573
MILAGRO	Papelera Nacional	---	---	---	---	160	---	160	---	160	---	---	---	480	---	480
	TOTAL	13027	7577	14338	8454	15108	6235	13554	4785	12042	3485	8146	2343	76215	32879	109094

FUENTES Y USOS DE RECURSOS DEL SECTOR ELÉCTRICO
 CONSIDERANDO SOLAMENTE ASIGNACIONES VIGENTES
 (Cifras en Millones de Dólares - Período 1980 - 1985)

Cuadro 12 - 22

HOJA 1 de 2

SIN ESCALAMIENTO

ALTERNATIVA 1-A

A. ORIGEN DE FONDOS

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Ingr. Expl.	41.4	59.8	98.1	152.2	210.1	300.9	862.5
- Ingr. Neto	12.2	24.9	55.7	96.6	140.0	222.8	552.2
- Dep. Anual	29.2	34.9	42.4	55.6	70.1	78.1	310.3
Otros Ing.	147.1	126.7	122.1	114.6	103.9	93.3	707.7
- Reg. Petr.	129.4	125.8	121.2	113.5	102.8	92.0	684.7
- Ing. varios	17.7	0.9	0.9	1.1	1.1	1.3	23.0
Préstamos	164.9	221.5	196.3	192.4	164.2	184.8	1124.1
- S. Regio	0.0	42.3	37.5	21.6	23.5	26.3	151.1
- S. N. Int.	164.9	179.2	158.8	170.8	140.7	158.5	972.9
- Vigentes	164.9	103.5	24.7	4.0	0.0	0.0	297.1
- Trámite	0.0	75.7	134.1	166.8	140.7	158.5	675.8
Deficit	110.7	126.3	74.6	69.5	43.5	0.0	424.6
T. FUENTE	464.1	534.3	491.1	528.7	521.7	579.0	3118.9

B. USO DE LOS FONDOS

ALTERNATIVA 1-A

Cuadro 12 - 22

Hoja 2 de 2

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
G. Adm Gen.	13.8	14.3	14.7	15.1	15.6	16.1	89.6
Inv. S. N. I.	255.1	299.1	242.4	263.0	244.3	277.3	1581.2
Est. y Dise.	17.6	19.3	21.6	18.8	18.0	18.5	113.8
– Construc.	237.5	279.8	220.8	244.2	226.3	258.8	1467.4
– Hidroel.	97.2	178.8	155.0	187.4	203.0	250.5	1071.9
– Termoel.	77.2	13.5	0.0	0.0	0.0	0.0	90.7
– S. Trans.	63.1	87.5	65.8	56.8	23.3	8.3	304.8
Inv. Gener.	2.1	4.9	5.2	5.4	4.7	3.2	25.5
Otr. Invers.	120.9	100.9	96.6	68.6	60.6	60.8	508.4
– Elc. Rural	11.0	24.1	21.2	21.5	9.6	0.0	87.4
– Empr. Reg.	101.9	76.8	75.4	47.1	51.0	60.8	413.0
– Cred. Pend.	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0
Serv. Deuda	69.5	107.1	131.2	172.1	191.5	213.3	884.7
– S. Región	20.6	24.6	26.6	25.8	25.1	26.3	149.0
Interés	7.6	10.3	11.5	12.2	13.1	13.5	68.2
Amortiz.	13.0	14.3	15.1	13.6	12.0	12.8	80.8
– S. N. Inter.	48.9	82.5	104.6	146.3	166.4	187.0	735.7
Interés	33.2	60.6	77.3	89.9	98.2	104.0	463.2
Amortiz.	15.7	21.9	27.3	56.4	68.2	83.0	272.5
Var. Cap. Trabajo	2.7	8.0	1.0	4.5	5.0	8.3	29.5
TOTAL USOS	464.1	534.3	491.1	528.7	521.7	579.0	3118.9
COBERTURA	2.71	1.74	1.68	1.55	1.64	1.85	1.77

FUENTES Y USOS DE RECURSOS DEL SECTOR ELECTRICO
CONSIDERANDO SOLAMENTE ASIGNACIONES VIGENTES
CON ESCALAMIENTO

	A. ORIGEN DE FONDOS						ALTERNATIVA 1-A
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Ingr. Expl.	96.8	58.4	108.1	187.0	281.6	436.0	1107.9
– Ingr. Neto	6.3	19.1	57.1	116.1	186.6	320.8	706.0
– Dep. Anual	30.5	39.3	51.0	70.9	95.0	115.2	401.9
Otros Ing.	147.1	126.7	122.2	114.6	104.0	93.3	707.9
– Reg. Petr.	129.4	125.8	121.2	119.5	102.8	92.0	684.7
– Ing. varios	17.7	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	23.2
Préstamos	164.9	232.0	228.6	248.1	231.8	284.4	1389.8
– S. Regio.	0.0	46.1	44.5	28.0	33.1	40.5	192.2
– S.N. Int.	164.9	185.9	184.1	220.1	198.7	243.9	1197.6
Vigentes	164.9	103.5	24.7	4.0	0.0	0.0	297.1
Trámite	0.0	82.4	159.4	216.1	198.7	243.9	900.5
Déficit	116.4	172.9	129.9	131.9	113.9	75.3	740.3
TOT. FUENTE	465.2	590.0	588.8	681.6	731.3	889.0	3945.9

B. USOS DE LOS FONDOS

ALTERNATIVA 1-A

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
G. Adm. Gen.	13.8	16.4	19.4	23.0	27.3	32.3	132.2
Inv. S. N. I.	255.1	332.8	298.9	360.6	376.9	477.7	2102.0
Est. y Dise.	17.6	21.5	26.8	25.9	27.8	32.1	151.7
	237.5	311.3	272.1	334.7	349.1	445.6	1950.3
Hidroel.	97.2	199.8	191.8	256.9	312.5	431.4	1489.6
Termoel.	77.2	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	92.2
S. Trans.	63.1	96.5	80.3	77.8	36.6	14.2	368.5
Inv. Gener.	2.1	5.6	6.9	8.2	8.2	6.4	37.4
Otr. Invers.	120.9	113.0	121.5	97.3	96.9	109.8	659.4
- Elc. Rural	11.0	27.2	26.9	30.7	15.5	0.0	111.3
- Empr. Reg.	101.9	85.8	94.6	66.6	81.4	109.8	540.1
Cred. Pend.	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0
Serv. Deuda	69.5	108.2	135.3	181.2	208.2	242.6	945.0
- S. Regio.	20.6	24.7	27.3	27.0	27.0	29.7	156.3
Interés	7.6	10.4	12.2	13.4	15.0	16.4	75.0
Amortiz.	13.0	14.3	15.1	13.6	12.0	13.3	81.3
- S. N. Inter.	48.9	83.5	108.0	154.2	181.2	212.9	788.7
Interés	33.2	61.6	80.7	97.7	111.9	127.3	512.4
Amortiz.	15.7	21.9	27.3	56.5	69.3	85.6	276.3
Var. Cap. Trabajo	3.8	14.0	6.8	11.3	13.8	20.2	69.9
TOTAL USOS	465.2	590.0	588.8	681.6	731.3	889.0	3945.9
COBERTURA	2.65	1.71	1.70	1.66	1.85	2.18	1.92

FUENTES Y USOS DE RECURSOS DE INECEL
CONSIDERANDO SOLAMENTE ASIGNACIONES VIGENTES
(Cifras en Millones de Dólares - Período 1980-1985)

	A. ORIGEN DE FONDOS				ALTERNATIVA 1-A		
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Ingr. Expl.	6.3	18.2	54.4	108.3	159.9	247.6	594.7
- Ingr. Neto	0.2	3.2	33.9	77.5	114.0	192.0	420.8
- Dep. Anual	6.1	15.0	20.5	30.8	45.9	55.6	173.9
Otros Ing.	160.9	144.4	146.5	140.1	139.2	142.5	873.6
- Reg. Petr.	129.4	125.8	121.2	113.5	102.8	92.0	684.7
- Ing. Varios	31.5	18.6	25.3	26.6	36.4	50.5	188.9
Préstamos:							
- S. N. I.	164.9	185.9	184.1	220.1	198.7	243.9	1197.6
Vigentes	164.9	103.5	24.7	4.0	0.0	0.0	297.1
Trámite	0.0	82.4	159.4	216.1	198.7	243.9	900.5
Déficit	40.7	136.7	90.5	135.6	145.3	141.3	690.1
TOTAL FUENTE	372.8	485.2	475.5	604.1	643.1	775.3	3356.0

	B. USO DE LOS FONDOS						TOTAL
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	
	ALTERNATIVA 1-A						
G. Adm. Gen.	13.8	14.3	14.7	15.1	15.6	16.1	89.6
Inv. S. N. I.	255.1	299.1	242.4	263.0	244.4	277.3	1581.3
Est. y Diseño	17.6	19.3	21.6	18.8	18.0	18.5	113.8
— Construc.	237.5	279.8	220.8	244.2	226.4	258.8	1467.5
Hidroel.	97.2	178.8	155.0	187.4	203.0	250.5	1071.9
Termoel.	77.2	13.5	0.0	0.0	0.0	0.0	90.7
S. Trans.	63.1	87.5	65.8	56.8	23.4	8.3	304.9
Inv. Generales	2.1	4.9	5.2	5.4	4.7	3.2	25.5
Otr. Invers.	54.2	32.8	32.5	36.0	28.0	23.8	207.3
— Elec. Rural	11.0	24.1	21.2	21.5	9.6	0.0	87.4
— Empr. Reg.	35.2	8.7	11.3	14.5	18.4	23.8	111.9
— Cred. Pend.	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0
Serv. Deuda:							
— S. N. I.	48.9	82.5	104.5	146.3	166.4	186.9	735.5
Interés	33.2	60.6	77.2	89.9	98.2	103.9	463.0
Amortiz.	15.7	21.9	27.3	56.4	68.2	83.0	272.5
Var. Cap. Trabajo	-1.5	7.1	-0.6	5.0	3.7	3.9	17.6
TOTAL USOS	372.6	440.7	398.7	470.8	462.8	511.2	2656.8
COBERTURA	3.42	1.96	1.85	1.53	1.52	1.63	1.77

FUENTES Y USOS DE RECURSOS DE INECEL
 CONSIDERANDO SOLAMENTE ASIGNACIONES VIGENTES
 (Cifras en Millones de Dólares — Período 1980—1985)

CON ESCALAMIENTO
 A. ORIGEN DE FONDOS

ALTERNATIVA 1-A

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Ingr. Expl.	6.3	18.2	54.4	108.3	159.9	247.6	594.7
— Ingr. Neto	0.2	3.2	33.9	77.5	114.0	192.0	420.8
— Dep. Anual	6.1	15.0	20.5	30.8	45.9	55.6	173.9
Otros Ing.	160.9	144.4	146.5	140.1	139.2	142.5	873.6
— Reg. Petr.	129.4	125.8	121.2	113.5	102.8	92.0	684.7
— In. Varios	31.5	18.6	25.3	26.6	36.4	50.5	188.9
Préstamos:							
— S. N. I.	164.9	185.9	184.1	220.1	198.7	243.9	1197.6
Vigentes	164.9	103.5	24.7	4.0	0.0	0.0	297.1
Trámite	0.0	82.4	159.4	216.1	198.7	243.9	900.5
Déficit	40.7	136.7	90.5	135.6	145.3	141.3	690.1
TOTAL FUENTE:	372.8	485.2	475.5	604.1	643.1	775.3	3356.0

B. USO DE LOS FONDOS

ALTERNATIVA 1-A

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
G. Adm. Gen.	13.8	16.4	19.4	23.0	27.3	32.3	132.2
Inv. S. N. I.	255.1	332.8	298.9	360.6	376.9	477.7	2102.0
Est. y Diseño	17.6	21.5	26.8	25.9	27.8	32.1	151.7
— Construc.	237.5	311.3	272.1	334.7	349.1	445.6	1950.3
Hidroel.	97.2	199.8	191.8	256.9	312.5	341.4	1489.6
Termoel.	77.2	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	92.2
S. Trans.	63.1	96.5	80.3	77.8	36.6	14.2	368.5
Inv. Generales	2.1	5.6	6.9	8.2	8.2	6.4	37.4
Otr. Invers.	54.2	36.6	40.1	49.0	40.7	35.0	255.6
— Elec. Rural	11.0	27.2	26.9	30.7	15.5	0.0	111.3
— Empr. Reg.	35.2	9.4	13.2	18.3	25.2	35.0	136.3
— Cred. Pend.	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0
Serv. Deuda:							
— S. N. I.	48.9	83.5	108.0	154.2	181.2	212.9	788.7
Interés	33.2	61.6	80.7	97.7	111.9	127.3	512.4
Amortiz.	15.7	21.9	27.3	56.5	69.3	85.6	276.3
Var. Cap. Trabajo	-1.3	10.3	2.2	9.1	8.8	11.0	40.1
TOTAL USOS	372.8	485.2	475.5	604.1	643.1	775.3	3356.0
COBERTURA	3.42	1.95	1.86	1.61	1.65	1.83	1.86

FUENTES Y USOS DEL SECTOR ELECTRICO

SIN ESCALAMIENTO

(Mí (Millones de Dólares))

ALTERNATIVA 1-A

AÑO	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
(A) FUENTES							
Ingresos de Explotac.	41.4	59.9	98.1	152.2	210.1	300.8	862.5
-Ingreso Neto	12.2	24.9	55.7	96.6	140.4	222.8	552.2
-Depreciación Anual	29.2	35.2	42.4	55.6	70.1	78.0	310.3
Ingresos no Operacional.	147.1	126.7	122.2	114.6	104.0	93.3	707.9
-Regalías de Petróleo	129.4	125.8	121.2	113.5	102.8	92.0	684.7
-Ingresos Varios	17.7	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	23.2
Préstamos a Largo Plazo	164.9	221.5	196.3	192.4	164.2	184.8	1,124.1
-S. Regionales	-	42.3	37.5	21.6	23.5	26.3	151.2
-S.N. Interconectado	164.9	167.3	148.3	160.1	136.1	158.5	935.2
-Vigentes	164.9	103.5	24.7	4.0	-	-	297.1
-Trámite	-	63.8	123.6	156.1	136.1	158.5	638.1
-E. Rural	-	11.9	10.5	10.7	4.6	-	37.7
Préstamos a Corto Plazo	86.4	83.7	-	-	-	-	170.1
Otros Ingresos	24.3	55.5	104.2	135.6	121.1	115.9	556.6
-Dif. Precio Combust.	-	14.3	19.8	13.8	14.0	14.5	76.4
-Substit. Energía Term.	-	-	24.1	50.2	43.4	43.3	161.0
-Otros Aport. Estat.	4.3	21.2	40.3	51.6	43.7	38.1	199.2
-Aport. Con. Prov. y Mun.	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	120.0
TOTAL FUENTES:	464.1	547.3	520.8	594.8	599.4	694.8	3,421.2
(B) USOS							
Administ. General	13.8	14.3	14.7	15.1	15.6	16.1	89.6
Inv. en el S.N.I.	255.1	299.1	242.4	263.0	244.3	277.3	1,581.2
-Est. y Diseños	17.6	19.3	21.6	18.8	18.0	18.5	113.8
-Construcciones	237.5	279.8	220.8	244.2	226.3	258.8	1,467.4
-Hidroeléctricas	97.2	178.8	155.0	187.4	203.0	250.5	1,071.9
-Termoeléctricas	77.2	13.5	-	-	-	-	90.7
-S.N. Transmisión	63.1	87.5	65.8	56.8	23.3	8.3	304.8
Inversiones Generales	2.1	4.9	5.2	5.4	4.7	3.2	25.5
Otras Inv. y Gastos	120.9	100.9	96.6	68.5	60.7	60.8	508.4
-E. Rural	11.0	24.1	21.2	21.5	9.6	-	87.4
-Distrib. Urb.	101.9	76.8	75.4	47.0	51.1	60.8	413.0
-Créditos Pendientes	8.0	-	-	-	-	-	8.0
Serv. Deuda Largo Plazo	69.5	107.1	131.1	172.1	191.5	213.4	884.7
-S. Regionales	20.6	24.6	26.6	25.8	25.1	26.4	149.1
-Intereses	7.6	10.3	11.5	12.2	13.1	13.5	68.2
-Amortización	13.0	14.3	15.1	13.6	12.0	12.9	80.9
-S.N. Interconectado	48.9	82.5	104.5	146.3	166.4	187.0	735.6
-Intereses	33.2	60.6	77.2	89.9	98.2	104.0	463.1
-Amortización	15.7	21.9	27.3	56.4	68.2	83.0	272.5
Serv. Deuda Corto Plazo	-	13.0	25.5	54.3	88.0	85.7	266.5
-Intereses	-	13.0	25.5	25.5	21.2	11.2	96.4
-Amortización	-	-	-	28.8	66.8	74.5	170.1
Variación de Cap. de Trab.	2.7	8.0	5.3	16.4	-5.4	38.3	65.3
TOTAL USOS:	464.1	547.3	520.8	594.8	599.4	694.8	3,495.8
COBERTURA	3.06	2.02	2.07	1.78	1.56	1.71	1.85

FUENTES Y USOS DEL SECTOR ELECTRICO
CON ESCALAMIENTO
(Millones de Dólares)

ALTERNATIVA 1-A

AÑO	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
(A) FUENTES							
Ingresos de Explotac.	36.8	58.4	108.1	187.0	281.6	436.0	1,107.9
-Ingreso Neto	6.3	19.1	57.1	116.1	186.6	320.8	706.0
-Depreciación Anual	30.5	39.3	51.0	70.9	95.0	115.5	401.9
Ingresos No Operacional.	147.1	126.7	122.2	114.6	104.0	93.3	707.9
-Regalías de Petróleo	129.4	125.8	121.2	113.5	102.8	92.0	684.7
-Ingresos Varios	17.7	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	23.2
Préstamos a Largo Plazo	164.9	232.0	228.6	248.1	231.8	284.4	1,389.8
-S. Regionales	-	46.1	44.5	28.0	33.1	40.5	192.2
-S.N. Interconectado	164.9	172.9	171.6	206.2	192.2	243.9	1,151.7
-Vigentes	164.9	103.5	24.7	4.0	-	-	297.1
-Trámite	-	69.4	146.9	202.2	192.2	243.9	854.6
-E.Rural	-	13.0	12.5	13.9	6.5	-	45.9
Préstamos a Corto Plazo	90.7	120.3	26.5	-	-	59.2	296.7
Otros Ingresos	25.7	66.0	135.0	192.7	192.9	205.6	817.9
-Dif. Precio Combust.	1.4	19.7	28.6	21.4	24.0	27.6	122.7
-Substit. Energía Term.	-	-	28.9	66.2	63.1	69.1	227.3
-Otros Aport. Estat.	4.3	24.3	53.3	78.5	76.5	76.7	313.6
-Aport. Con. Prov. y Mm.	20.0	22.0	24.2	26.6	29.3	32.2	154.3
TOTAL FUENTES	465.2	603.4	620.4	742.4	810.3	1,078.5	4,320.2
(B) USOS							
Administ. General	13.8	16.4	19.4	23.0	27.3	32.3	132.2
Inv. en el S.N.I.	255.1	332.8	298.9	360.6	376.9	477.7	2,102.0
-Est. y Diseños	17.6	21.5	26.6	25.9	27.8	32.1	151.7
-Construcciones	237.5	311.3	272.1	334.7	349.1	445.6	1,950.3
-Hidroeléctricas	97.2	199.8	191.8	256.9	312.5	431.4	1,489.6
-Termoeléctricas	77.2	15.0	-	-	-	-	92.2
-S.N. Transmisión	63.1	96.5	80.3	77.8	36.6	14.2	368.5
Inversiones Generales	2.1	5.6	6.9	8.2	8.2	6.4	37.4
Otras Inv. y Gastos	120.9	113.0	121.5	97.3	96.9	109.8	659.4
-E. Rural	11.0	27.2	26.9	30.7	15.5	-	111.3
-Distrib. Urb.	101.9	85.8	94.6	66.6	81.4	109.8	540.1
-Créd. Pendientes	8.0	-	-	-	-	-	8.0
Serv. Deuda Largo Plazo	69.5	108.2	135.3	181.2	208.2	242.6	945.0
-S. Regionales	20.6	24.7	27.3	27.0	27.0	29.7	156.3
-Intereses	7.6	10.4	12.2	13.4	15.0	16.4	75.0
-Amortización	13.0	14.3	15.1	13.6	12.0	13.3	81.3
-S.N. Interconectado	48.9	83.5	108.0	154.2	181.2	212.9	788.7
-Intereses	33.2	61.6	80.7	97.7	111.9	127.3	512.4
-Amortización	15.7	21.9	27.3	56.5	69.3	85.6	276.3
Serv. Deuda Corto Plazo	-	13.6	31.7	66.1	73.9	189.4	374.7
-Intereses	-	13.6	31.7	35.9	31.2	24.8	137.2
-Amortización	-	-	-	30.2	42.7	164.6	237.5
Variación de Cap. de Trab.	3.8	13.8	6.7	6.0	18.9	20.3	69.5
TOTAL USOS	465.2	603.4	620.4	742.4	810.3	1,078.5	4,320.2
COBERTURA	3.02	2.06	2.19	2.00	2.05	1.70	2.00

FUENTES Y USOS DE INECEL
SIN ESCALAMIENTO
(Millones de Dólares)

ALTERNATIVA 1-A

AÑO	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
(A) FUENTES							
Ingresos de Explotac.	6.3	18.5	49.4	89.4	123.1	177.7	464.4
-Ingreso Neto	0.2	4.9	31.9	64.4	87.7	138.2	327.3
-Depreciación Anual	6.1	13.6	17.5	25.0	35.4	39.5	137.1
Ingresos No Operacional.	160.9	143.5	143.9	134.8	129.8	126.6	839.5
-Regalías del Petróleo	129.4	125.8	121.2	113.5	102.8	92.0	684.7
-Elec. Rural	1.8	4.6	5.9	-	-	-	12.3
-Acuerdo 051	12.0	12.2	15.8	20.2	25.8	33.3	119.3
-Ingresos Varios	17.7	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	23.2
Préstamos a Largo Plazo	164.9	179.2	158.8	170.8	140.7	158.5	972.9
-S.N. Interconectado	164.9	167.3	148.3	160.1	136.1	158.5	935.2
-Vigentes	164.9	103.5	24.7	4.0	-	-	297.1
-Trámite	-	63.8	123.6	156.1	136.1	158.5	638.1
-Elec. Rural	-	11.9	10.5	10.7	4.6	-	37.7
Préstamos a Corto Plazo	36.2	69.4	-	-	-	-	105.6
Otros Ingresos	4.3	35.5	84.2	115.6	101.1	95.9	436.6
-Diferencial Precio Comb.	-	14.3	19.8	13.8	14.0	14.5	76.4
-Subst. Energía Térm.	-	-	24.1	50.2	43.4	43.3	161.0
-Otros Aport. Estat.	4.3	21.2	40.3	51.6	43.7	38.1	199.2
TOTAL FUENTES:	372.6	446.1	436.3	510.6	494.7	558.7	2.819.0
(B) USOS							
Administ. General	13.8	14.3	14.7	15.1	15.6	16.1	89.6
Inv. en el SNI	255.1	299.1	242.4	263.0	244.3	277.3	1.581.2
-Est. y Diseños	17.6	19.3	21.6	18.8	18.0	18.5	113.8
-Construcciones	237.5	279.8	220.8	244.2	226.3	258.8	1.467.4
-Hidroeléctricos	97.2	178.8	155.0	187.4	203.0	230.5	1.071.9
-Termoeléctricas	77.2	13.5	-	-	-	-	90.7
-S.N. Transmisión	63.1	87.5	65.8	56.8	23.3	8.3	304.8
Inver. Generales	2.1	4.9	5.2	5.4	4.7	3.2	25.5
Otras Inver. y Gastos	54.2	32.8	32.5	36.0	28.0	23.7	207.2
-Elec. Rural	11.0	24.1	21.2	21.5	9.6	-	87.4
-Distrib. Urb.	35.2	8.7	11.3	14.5	18.4	23.7	111.8
-Créd. Pendientes	8.0	-	-	-	-	-	8.0
Serv. Deuda Largo Plazo	48.9	82.5	104.5	146.3	166.4	187.0	735.6
-Intereses	33.2	60.6	77.2	89.9	98.2	104.0	463.1
-Amortización	15.7	21.9	27.3	56.4	68.2	83.0	272.5
Serv. Deuda Corto Plazo	-	5.4	15.8	52.0	41.6	44.2	159.0
-Intereses	-	5.4	15.8	15.8	10.6	5.8	53.4
-Amortización	-	-	-	36.2	31.0	38.4	105.6
Variación de Cap. Trab.	1.5	7.1	21.2	- 7.2	- 5.9	7.2	20.9
TOTAL USOS	372.6	446.1	436.3	510.6	494.7	558.7	2.819.0
COBERTURA	3.51	2.25	2.31	1.71	1.70	1.73	1.95

Cuadro 12.29

FUENTES Y USOS DE INECEL
CON ESCALAMIENTO
(Millones de Dólares)

ALTERNATIVA 1-A

AÑO	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
(A) FUENTES							
Ingresos de Explotac.	6.3	18.2	54.4	108.3	159.9	247.6	594.7
-Ingreso Neto	0.2	3.2	33.9	77.5	114.0	192.0	420.8
-Depreciación Anual	6.1	15.0	20.5	30.8	45.9	55.6	173.9
Ingresos No Operacional.	160.9	144.4	146.5	140.1	139.2	142.5	873.6
-Regalías del Petróleo	129.4	125.8	121.2	113.5	102.8	92.0	684.7
-Elec. Rural	1.8	4.6	5.9	-	-	-	12.3
-Acuerdo Q51	12.0	13.1	18.4	25.5	35.2	49.2	153.4
-Ingresos Varios	17.7	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	23.2
Préstamos a Largo Plazo	164.9	185.9	184.1	220.1	198.7	243.9	1,197.6
-S.N. Interconectado	164.9	172.9	171.6	206.2	192.2	243.9	1,151.7
-Vigentes	164.9	103.5	24.7	4.0	-	-	297.1
-Trámite	-	69.4	146.9	202.2	192.2	243.9	854.6
-Elec. Rural	-	13.0	12.5	13.9	6.5	-	45.9
Préstamos a Corto Plazo	35.0	98.0	-	-	73.3	35.1	241.4
Otros Ingresos	5.7	44.0	110.8	166.1	163.6	173.4	663.6
-Diferencial Precio Comb.	1.4	19.7	28.6	21.4	24.0	27.6	122.7
-Subst. Energía Térm.	-	-	28.9	66.2	63.1	69.1	227.3
-Otros Apoft. Estat.	4.3	24.3	53.3	78.5	76.5	76.7	313.6
TOTAL FUENTES	372.8	490.5	495.8	634.6	734.7	842.5	3,570.9
(B) USOS							
Administ. General	13.8	16.4	19.4	23.0	27.3	32.3	132.2
Inv. en el SNI	255.1	332.8	298.9	360.6	376.9	477.7	2,102.0
-Est. y Diseños	17.6	21.5	26.8	25.9	27.8	32.1	151.7
-Construcciones	237.5	311.3	272.1	334.7	349.1	445.6	1,950.3
-Hidroeléctricos	97.2	199.8	191.8	256.9	312.5	431.4	1,489.6
-Termoeléct.	77.2	15.0	-	-	-	-	92.2
-S.N. Transmisión	63.1	96.5	80.3	77.8	36.6	14.2	368.5
Inversiones Generales	2.1	5.6	6.9	8.2	8.2	6.4	37.4
Otras Inver. y Gastos	54.2	36.6	40.1	49.0	40.7	35.0	255.6
-Elect. Rural	11.0	27.2	26.9	30.7	15.5	-	111.3
-Distrib. Urb.	35.2	9.4	13.2	18.3	25.2	35.0	136.3
-Créd. Pendientes	8.0	-	-	-	-	-	8.0
Ser. Deuda Largo Plazo	48.9	83.5	108.0	154.2	181.2	212.9	788.7
-Intereses	33.2	61.6	80.7	97.7	111.9	127.3	512.4
-Amortización	15.7	21.9	27.3	56.5	69.3	85.6	276.3
Serv. Deuda Corto Plazo	-	5.3	20.0	30.7	91.7	67.4	215.1
-Intereses	-	5.3	20.0	20.0	18.4	18.4	82.1
-Amortización	-	-	-	10.7	73.3	49.0	133.0
Variación de Cap. Trab.	-1.3	10.3	2.5	8.9	8.7	10.8	39.9
TOTAL USOS	372.8	490.5	495.8	634.6	734.7	842.5	3,570.9
COBERTURA	3.54	2.33	2.44	2.24	1.70	2.01	2.12

INVERSIONES ALTERNATIVA 1 - 3

PROYECTO	INVERSION Precios 1979	INVERSION Actualiz. 1980
1. Sistema Nacional Interconectado		
a. Estudios, Diseños e Invers. Gles.	1170.4	2382.5
b. Generación		
Gas Quito	253.0	253.0
Vapor Estero Salado No. 3	414.2	414.2
Vapor Esmeraldas	1272.1	1557.5
Toachi	377.5	377.5
Paute: Fases A y B	6514.9	6514.9
Agoyán	3753.0	3753.0
Daule—peripa	—	—
Paute Fase C	550.0	2797.5
Paute Mazar	375.0	375.0
Jubones	—	—
Pequeñas Centrales y Energía Solar	523.0	523.0
c. Sistema Nacional Transmisión	3634.7	7395.0
2. Sistemas Regionales	1838.5	1838.5
3. Electrificación Rural	1796.2	1796.2
TOTAL INVERSIONES ESTADO	22472.5	29977.8

ALTERNATIVA 1 - 3
(Millones de sucres 1980)

PROYECTOS	1980	1981	1982	1983	1984	TOTAL
I. INVERSIONES DE INECEL						
1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO						
a) Estudios y Diseños e Inversiones Generales	440.0	482.5	540.0	470.0	450.0	2.382.5
b) Generación						
Gas Quito	253.0					253.0
Vapor Estero Salado N° 3	414.2					414.2
Vapor Esmeraldas	1.220	337.5				1.557.5
Toachi					377.5	377.5
Paute Fases A y B	2.290.0	2.162.7	764.0	1.298.2		6.514.9
Agoyán		748.	1.469.8	1.017.5	517.7	3.753.0
Daule Peripa (*)	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Paute Fase C			712.5	832.5	1.252.5	2.797.5
Paute Mazar					375.0	375.0
Jubones (*)	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Pequeñas Centrales y Ener.Solar	73.0	100	100	100	150.0	523.0
c) Sistema Nacional de Transmisión	1.577.5	2.187.5	1.645.0	1.420.0	585.0	7.415.0
Subtotal Sistema Inteconectado						
2. SISTEMAS REGIONALES	665.4	289.2	415.0	235.0	233.9	1.839.5
3. ELECTRIFICACION RURAL	262.0	293.8	417.9	372.5	450.0	1.796.2
SUBTOTAL INECEL	7.195.1	6.601.2	6.064.2	5.745.7	4.391.6	29.997.8
II. INVERSIONES EMPRESAS ELECTRICAS	500.0	2500.0	1400.0	665.0	647.5	5.712.5
TOTAL SECTOR ELECTRICO	7.695.1	9.101.2	7.464.2	6.410.7	5.039.1	35.710.3

(*) Las inversiones para los Proyectos de aprovechamiento múltiple Daule Peripa y Jubones están contempladas en el programa de riego del País.

PRESUPUESTO DE INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO

SIN ESCALAMIENTO ALTERNATIVA 1-3
MILLONES DE DOLARES

Cuadro 12-31-A
Hoja 1-2

OBRAS	1980			1981			1982			1983			1984			TOTAL 1980 - 1984			1985			TOTAL 1980 - 1985		
	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL
1. GENERACION	102.4	67.6	170.0	71.9	62.0	133.9	79.5	42.4	121.9	86.7	43.2	129.9	70.3	36.6	106.9	410.8	251.8	662.6	76.8	41.3	118.1	487.6	293.1	780.7
1.1 Hidroeléctricas																								
Paute I A-B	43.7	47.9	91.6	42.3	44.2	86.5	17.3	13.3	30.6	32.1	19.8	51.9	-	-	-	135.4	125.2	260.6	-	-	-	135.4	125.2	260.6
Agoyán	-	-	-	17.6	12.3	29.9	40.2	18.6	58.8	31.2	9.5	40.7	14.7	6.0	20.7	103.7	46.4	150.1	-	-	-	103.7	46.4	150.1
Paute I-C	-	-	-	-	-	-	19.6	8.9	28.5	21.0	12.3	33.3	33.8	16.3	50.1	74.4	37.5	111.9	17.9	10.0	27.9	92.3	47.5	139.8
Toachi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.6	5.5	15.1	9.6	5.5	15.1	34.5	20.1	54.6	44.1	25.6	69.7
Mazar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.6	6.4	15.0	8.6	6.4	15.0	22.0	9.5	31.5	30.6	15.9	46.5
Pequeñas Centrales	1.7	1.2	2.9	2.4	1.6	4.0	2.4	1.6	4.0	2.4	1.6	4.0	3.6	2.4	6.0	12.5	8.4	20.9	2.4	1.7	4.1	14.9	10.1	25.0
Subtotal	45.4	49.1	94.5	62.3	58.1	120.4	79.5	42.4	121.9	86.7	43.2	129.9	70.3	36.6	106.9	344.2	229.4	573.6	76.8	41.3	118.1	421.0	270.7	691.7
1.2 Térmicas																								
Estero Salado N°3	11.2	5.4	16.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.2	5.4	16.6	-	-	-	11.2	5.4	16.6
Esmeraldas	37.2	11.6	48.8	9.6	3.9	13.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.8	15.5	62.3	-	-	-	46.8	15.5	62.3
Gas Quito	8.6	1.5	10.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.6	1.5	10.1	-	-	-	8.6	1.5	10.1
Subtotal	57.0	18.5	75.5	9.6	3.9	13.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	66.6	22.4	89.0	-	-	-	66.6	22.4	89.0
2. SISTEMA NACIONAL DE TRANS- MISION Y CENTRO DE CONTROL	40.9	22.2	63.1	65.4	22.1	87.5	50.0	15.8	65.8	37.5	19.3	56.8	12.5	10.9	23.4	206.3	90.3	296.6	5.3	3.0	8.3	211.6	93.3	304.9
2.1 Fase A																								
Quito-Guayaquil	2.0	6.2	8.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0	6.2	8.2	-	-	-	2.0	6.2	8.2
2.2 Fase B																								
Sto. Domingo-Esmeraldas	3.2	5.2	8.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.2	5.2	8.4	-	-	-	3.2	5.2	8.4
Quevedo-Portoviejo	5.4	3.1	8.5	0.9	0.4	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.3	3.5	9.8	-	-	-	6.3	3.5	9.8
SNT-Fase B2 (8ID)	30.3	7.7	38.0	37.3	15.4	52.7	-	0.3	0.3	-	-	-	-	-	-	60.6	23.4	91.0	-	-	-	67.6	23.4	91.0
2.3 Fase C																								
Guayaquil-Sta. Elena	-	-	-	0.5	0.1	0.6	5.2	1.7	6.9	0.9	1.8	2.7	-	-	-	6.6	3.6	10.2	-	-	-	6.6	3.6	10.2
Milagro-Machala	-	-	-	9.8	2.4	12.2	1.3	2.9	4.2	2.1	1.8	3.9	-	-	-	13.2	7.1	20.3	-	-	-	13.2	7.1	20.3
Ambato-Riobamba	-	-	-	7.1	1.6	8.7	1.0	1.8	2.8	1.3	1.2	2.5	-	-	-	9.4	4.6	14.0	-	-	-	9.4	4.6	14.0
Cuenca-Loja	-	-	-	0.5	0.1	0.6	4.9	1.6	6.5	0.8	1.8	2.6	-	-	-	6.2	3.5	9.7	-	-	-	6.2	3.5	9.7
Milagro-Babahoyo	-	-	-	1.4	0.1	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.4	0.1	1.5	-	-	-	1.4	0.1	1.5
S/E Babahoyo	-	-	-	0.2	-	0.2	1.9	1.0	2.9	-	-	-	-	-	-	2.1	1.0	3.1	-	-	-	2.1	1.0	3.1
S/E Ambato (Ampliación)	-	-	-	1.1	0.2	1.3	0.2	0.3	0.5	-	-	-	-	-	-	1.3	0.5	1.8	-	-	-	1.3	0.5	1.8
Ibarra-Tulcán	-	-	-	0.2	0.1	0.3	2.2	1.0	3.2	0.9	0.4	1.3	-	-	-	3.3	1.5	4.8	-	-	-	3.3	1.5	4.8
Ampliación S/E Ibarra y Tulcán	-	-	-	0.1	0.1	0.2	1.7	1.0	2.7	0.6	0.4	1.0	-	-	-	2.4	1.5	3.9	-	-	-	2.4	1.5	3.9

PRESUPUESTO DE INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO

CON ESCALAMIENTO ALTERNATIVA 1-3
MILLONES DE DOLARES

Cuadro 12-31-B
Hoja 1-2

OBRAS	1980			1981			1982			1983			1984			TOTAL 1980 - 1984			1985			TOTAL 1980 - 1985		
	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL	DIV	ML	TOTAL
1. GENERACION	102.4	67.6	170.0	78.4	71.2	149.6	94.4	56.1	150.5	112.2	65.7	177.9	99.2	64.0	163.2	486.6	324.6	811.2	118.1	83.0	201.1	604.7	407.6	1012.3
1.1 HIDROELECTRICAS																								
Paute I A-B	43.7	47.9	91.6	46.1	50.8	96.9	20.5	17.6	38.1	41.5	30.2	71.7	-	-	-	151.8	146.5	298.3	-	-	-	151.8	146.5	298.3
Agoyán	-	-	-	19.2	14.1	33.3	47.8	24.6	72.4	40.4	14.4	54.8	20.7	10.5	31.2	128.1	63.6	191.7	-	-	-	128.1	63.6	191.7
Paute I-C	-	-	-	-	-	-	23.2	11.8	35.0	27.2	18.7	45.9	47.7	28.5	76.2	98.1	59.0	157.1	27.5	20.1	47.6	125.6	79.1	204.7
Toachi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.6	9.6	23.2	13.6	9.6	23.2	53.1	40.4	93.5	66.7	50.0	116.7
Hazar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.2	11.2	23.4	12.2	11.2	23.4	33.8	19.1	52.9	46.0	30.3	76.3
Pequeñas Centrales	1.7	1.2	2.9	2.6	1.8	4.4	2.9	2.1	5.0	3.1	2.4	5.5	5.0	4.2	9.2	15.3	11.7	27.0	3.7	3.4	7.1	19.0	15.1	34.1
Subtotal	45.4	49.1	94.5	67.9	66.7	134.6	94.4	56.1	150.5	112.2	65.7	177.9	99.2	64.0	163.2	419.1	301.6	720.7	118.1	83.0	201.1	537.2	384.6	921.8
1.2 TERMICAS																								
Estero Salado N°3	11.2	5.4	16.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.2	5.4	16.6	-	-	-	11.2	5.4	16.6
Esmeraldas	37.2	11.6	48.8	10.5	4.5	15.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47.7	16.1	63.8	-	-	-	47.7	16.1	63.8
Gas de Quito	8.6	1.5	10.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.6	1.5	10.1	-	-	-	8.6	1.5	10.1
Subtotal	57.0	18.5	75.5	10.5	4.5	15.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67.5	23.0	90.5	-	-	-	67.5	23.0	90.5
2. SISTEMA NACIONAL DE TRANS-MISION	40.9	22.2	63.1	71.2	25.3	96.5	59.4	20.7	80.1	48.5	29.3	77.8	17.6	19.0	36.6	237.5	116.5	354.0	8.2	6.0	14.2	245.7	122.5	368.2
2.1 FASE A																								
Quito-Guayaquil	2.0	6.2	8.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0	6.2	8.2	-	-	-	2.0	6.2	8.2
2.2 FASE B																								
Sto. Domingo-Esmeraldas	3.2	5.2	8.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.2	5.2	8.4	-	-	-	3.2	5.2	8.4
Quevedo-Portoviejo	5.4	3.1	8.5	1.0	0.5	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.4	3.6	10.0	-	-	-	6.4	3.6	10.0
SNT-Fase B2 (BID)	30.3	7.7	38.0	40.7	17.7	58.4	-	0.4	0.4	-	-	-	-	-	-	71.0	25.8	96.8	-	-	-	71.0	25.8	96.8
2.3 FASE C																								
Guayaquil-Santa Elena	-	-	-	0.5	0.1	0.6	6.2	2.2	8.4	1.2	2.7	3.9	-	-	-	7.9	5.0	12.9	-	-	-	7.9	5.0	12.9
Mialgro-Machala	-	-	-	10.7	2.8	13.5	1.5	3.8	5.3	2.7	2.7	5.4	-	-	-	14.9	9.3	24.2	-	-	-	14.9	9.3	24.2
Ambato-Riobamba	-	-	-	7.7	1.8	9.5	1.2	2.4	3.6	1.7	1.8	3.5	-	-	-	10.6	6.0	16.6	-	-	-	10.6	6.0	16.6
Cuenca-Loja	-	-	-	0.5	0.1	0.6	5.8	2.1	7.9	1.0	2.7	3.7	-	-	-	7.3	4.9	12.2	-	-	-	7.3	4.9	12.2
Milagro-Babahoyo	-	-	-	1.5	0.1	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.5	0.1	1.6	-	-	-	1.5	0.1	1.6
S/E Babahoyo	-	-	-	0.2	-	0.2	2.3	1.3	3.6	-	-	-	-	-	-	2.5	1.3	3.8	-	-	-	2.5	1.3	3.8
S/E Ambato (Ampliación)	-	-	-	1.2	0.2	1.4	0.2	0.4	0.6	-	-	-	-	-	-	1.4	0.6	2.0	-	-	-	1.4	0.6	2.0
Ibarra-Tulcán	-	-	-	0.2	0.1	0.3	2.6	1.3	3.9	1.2	0.6	1.8	-	-	-	4.0	2.0	6.0	-	-	-	4.0	2.0	6.0
Ampliación S/E Ibarra y Tulcán	-	-	-	0.1	0.1	0.2	2.0	1.3	3.3	0.8	0.6	1.4	-	-	-	2.9	2.0	4.9	-	-	-	2.9	2.0	4.9

PRESUPUESTO DE INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO

MILLONES DE DOLARES
CON ESCALAMIENTO ALTERNATIVA 1-3

Cuadro 12-31-B
Hoja 2-2

O B R A S	1980			1981			1982			1983			1984			TOTAL 1980 - 1984			1985			TOTAL 1980 - 1985		
2.4 FASE D																								
Paute-Totoras-Quito	-	-	-	2.6	0.1	2.7	21.3	3.2	24.5	3.2	10.7	13.9	7.5	5.4	12.9	34.6	19.4	54.0	-	-	-	34.6	19.4	54.0
Paute - Guasmo	-	-	-	-	-	-	2.6	0.1	2.7	21.2	3.0	24.2	3.4	9.6	13.0	27.2	12.7	39.9	6.5	5.8	12.3	33.7	18.5	52.2
Agoyán-Totoras-Ambato	-	-	-	0.9	-	0.9	7.4	0.7	8.1	4.1	2.3	6.4	1.7	3.1	4.8	14.1	6.1	20.2	-	-	-	14.1	6.1	20.2
S/E. Latacunga	-	-	-	-	-	-	0.2	-	0.2	2.5	0.5	3.0	0.4	0.7	1.1	3.1	1.2	4.3	-	-	-	3.1	1.2	4.3
S/E. Ibarra	-	-	-	0.1	-	0.1	1.2	0.1	1.3	0.2	0.3	0.5	-	-	-	1.4	0.4	1.8	-	-	-	1.4	0.4	1.8
Capacitores	-	-	-	0.8	0.1	0.9	0.5	0.1	0.6	3.1	0.5	3.6	0.8	0.2	1.0	5.2	0.9	6.1	1.7	0.2	1.9	6.9	1.1	8.0
2.5 CENTRO DE CONTROL	-	-	-	2.5	1.6	4.1	4.4	1.3	5.7	5.6	0.9	6.5	3.8	-	3.8	16.3	3.8	20.1	-	-	-	16.3	3.8	20.1
Subtotal S.N.I.	143.3	89.8	233.1	149.6	96.5	246.1	153.8	76.8	230.6	160.7	95.0	255.7	116.8	83.0	199.8	724.1	441.1	1,165.2	126.3	89.0	215.3	850.4	530.1	1380.5
SISTEMA DE SUBTRANS*	14.6	12.0	26.6	7.0	6.0	13.0	10.8	10.0	20.8	6.7	6.4	13.1	7.3	7.3	14.6	46.4	41.7	88.1	7.5	8.2	15.7	53.9	49.9	103.8
4. ELECTRIFICAC. RURAL	4.2	6.3	10.5	5.0	8.2	13.2	7.9	13.2	21.1	7.8	13.5	21.3	10.2	18.9	29.1	35.1	60.1	95.2	-	-	-	35.1	60.1	95.2
5. OTRAS INVERSIONES	2.6	15.0	17.6	12.1	9.4	21.5	16.3	10.4	26.7	15.3	10.6	25.9	15.2	12.6	27.8	61.5	58.0	119.5	16.8	15.3	32.1	78.3	73.3	151.6
Estudios y Diseños e Inversiones Generales																								
Subtotal INECEL	164.7	123.1	287.8	137.7	120.1	293.8	188.8	110.4	299.2	190.5	125.5	316.0	149.5	121.8	271.3	867.1	600.9	1,468.0	150.6	112.5	263.1	1017.7	713.4	1731.1
INVERSIONES DE EMP. ELECTRICAS (**)	11.0	9.0	20.0	60.0	51.8	111.8	36.6	33.3	69.9	18.9	18.2	37.1	20.0	20.5	40.5	146.5	132.8	279.3	24.8	47.3	72.1	171.3	180.1	351.4
TOTAL:	175.7	132.1	307.8	233.7	171.9	405.6	225.4	143.7	369.1	209.4	143.7	353.1	169.5	142.3	311.8	1013.6	733.7	1747.3	175.4	159.8	335.2	1189.0	893.5	2082.5

* Corresponde a Inversiones de INECEL en los Sistemas Regionales

** Corresponde a las Inversiones necesarias para completar el Programa de Subtransmisión y Distribución

EVOLUCION DE ACTIVOS DE EXPLOTACION DEL SECTOR ELECTRICO

	(Millones de dólares)						Alternativa 1-3
	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
	<u>PRECIOS CONSTANTES</u>						
Sistema Nacional Interconectado	212.9	378.8	613.8	639.6	1245.6	1317.1	1522.3
— Hidroeléctricas	102.4	102.4	102.4	102.4	649.6	649.6	821.9
— Termoeléctricas	88.0	158.8	258.3	258.3	258.3	258.3	258.3
— Sistema Nacional de Transmisión	22.5	113.2	243.9	264.3	319.4	385.4	413.6
— Otras Inversiones	—	4.4	9.2	14.6	19.3	23.8	28.5
— Sistema de Distribución	608.7	608.7	608.7	784.6	784.6	909.1	909.1
— Electrificación Rural	—	—	—	—	—	—	103.9
T O T A L:	821.6	987.5	1222.5	1424.2	2030.2	2226.2	2535.3
	<u>PRECIOS CORRIENTES (*)</u>						
Sistema Nacional Interconectado	212.9	396.8	680.8	772.8	1507.2	1736.3	2237.6
— Hidroeléctricas	102.4	111.6	121.7	132.6	731.9	797.8	1106.6
— Termoeléctricas	88.0	162.0	282.0	307.4	335.1	365.2	398.1
— Sistema Nacional de Transmisión	22.5	118.8	266.9	315.0	414.3	538.2	686.6
— Otras Inversiones	—	4.4	10.2	17.8	25.9	35.1	46.3
— Sistema de Distribución	608.7	663.5	723.2	978.6	1066.7	1323.9	1443.0
— Electrificación Rural	—	—	—	—	—	—	117.7
T O T A L:	821.6	1060.3	1404.0	1751.4	2573.9	3060.2	3798.3

(*) Revalorización anual de: 9.0%

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SECTOR ELECTRICO

Período 1980-1985
(Millones de dólares)

Alternativa 1-3

	SIN ESCALAMIENTO		CON ESCALAMIENTO	
	COMBUSTIBLE SUBSIDIADO	COMBUSTIBLE SIN SUBSIDIO	COMBUSTIBLE SUBSIDIADO	COMBUSTIBLE SIN SUBSIDIO
Energía vendida (GWh)	21529	21529	21529	21529
Ingresos de Explotación	1524	1539	1906	1986
Gastos de Explotación	994	1070	1231	1355
— Generación	112	112	129	129
— Transmisión	38	38	49	49
— Distribución	445	445	577	577
— Generales	41	41	50	50
— Depreciación anual	303	303	372	372
— Combustibles	54	131	54	177
Ingresos Netos	530	469	675	631
Rentabilidad (o/o) 1980	0.5	0.5	0.8	0.8
Rentabilidad (o/o) 1985	9.5	9.5	9.5	9.5
Tarifa (S/kWh) 1980	1.28	1.28	1.28	1.28
Tarifa (S/.kWh) 1985	2.19	2.29	3.10	3.30
Incremento Tarifario anual	11.3	12.3	19.4	20.9
Capital Neto a 1980	812	812	838	838
Capital Neto a 1985	2109	2109	2951	2951

(*) 50% del costo del combustible a aplicarse a partir de 1983 en adelante para lo cual se ha considerado que en el período 1980-1985 se incrementará gradualmente su costo.

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SECTOR ELECTRICO
SIN ESCALAMIENTO

Período 1980-1985

(Millones de sucres)

Alternativa 1 - 3

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Energía vendida (GWh)	2710	2949	3328	3727	4146	4667	21527
Ingresos de Explotación	3481	3990	5267	6663	8358	10718	38477
Gastos de Explotación	3393	3668	4260	4568	5163	5718	26770
Generación	430	423	393	438	545	593	2822
Transmisión y distribución	1680	1478	1877	2117	2308	2617	12077
Generales	100	120	143	185	225	250	1023
Depreciación anual	790	932	1102	1365	1620	1775	7584
Combustible	393	715	745	463	465	483	3264
Ingresos Netos	88	322	1007	2095	3195	5000	11707
Rentabilidad (O/o)	0.5	1.2	3.3	5.2	6.6	9.5	5.35(*)
Tarifa (S/. kWh)	1.28	1.35	1.57	1.78	2.01	2.29	1.81(*)
Capital neto	20300	26298	30890	39945	48738	52725	218896

(*) Promedio del período.

NOTA: El 50% del precio internacional del combustible desde 1983 en adelante.

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SECTOR ELECTRICO
CON ESCALAMIENTO

Período 1980 - 1985 (Millones de sucres)

Alternativa 1 - 3

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Energía Vendida (GWh)	2710	2949	3328	3727	4146	4667	21527
Ingresos de Explotación	3485	4585	6253	8463	11378	15478	49642
Gastos de Explotación	3324	4217	5087	5780	7029	8451	33888
Generación	425	433	428	503	663	783	3235
Transmisión y distribución	1613	1828	2280	2748	3253	3945	15667
Generales	98	128	163	223	290	355	1257
Depreciación anual	760	978	1253	1653	2108	2558	9310
Combustible	428	850	963	653	715	810	4419
Ingresos Netos	161	368	1166	2683	4349	7027	15754
Rentabilidad (O/o)	0.8	1.4	3.4	5.7	7.1	9.5	5.94(*)
Tarifa (S/. kWh)	1.28	1.55	1.87	2.26	2.73	3.30	2.31(*)
Capital neto	20955	27175	34442	47342	61443	73780	265137

(*) Promedio del período

NOTA: el 50% del precio internacional del combustible desde 1983 en adelante.

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

	Período 1980 — 1985		(Millones de Dólares)	
			<u>ALTERNATIVA 1-3</u>	
	SIN ESCALAMIENTO		CON ESCALAMIENTO	
	Combustible Subsidiado	Combustible sin Subsidio	Combustible Subsidiado	Combustible sin Subsidio
Energía vendida (GWh)	16735	16735	16735	16735
Ingresos de Explotación	624	658	788	838
Gastos de Explotación	304	349	369	442
— Generación	85	85	102	102
— Transmisión	39	39	50	50
— Generales	21	21	26	26
— Depreciación anual	136	136	168	168
— Combustibles	23	68	23	96
Ingresos Netos	320	309	419	396
Rentabilidad (‰) 1980	1.5	1.5	1.2	1.2
Rentabilidad (‰) 1985	9.5	9.5	9.5	9.5
Tarifa (S/. KWh) 1980	0.60	0.60	0.60	0.60
Tarifa (\$ / KWh) 1985	1.14	1.23	1.58	1.72
Incremento tarifario anual	13.7	15.4	21.4	23.5
Capital Neto a 1980	288	288	296	296
Capital Neto a 1985	1327	1327	1847	1847

(*) 50‰ del costo del combustible a aplicarse a partir de 1983 en adelante para lo cual se ha considerado que en el período 1980 — 1985 se incrementará gradualmente su costo.

RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
SIN ESCALAMIENTO

Período 1980-1985

(Millones de sucres)

Alternativa 1-3

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Energía vendida	1022	1592	2480	3265	3910	4465	16734
Ingresos de Explotación	615	1108	1993	3028	4188	5520	16452
Gastos de Explotación	529	1024	1264	1541	2097	2289	8744
Generación	158	228	263	393	533	573	2148
Transmisión	43	110	158	180	218	258	967
Generales	33	53	65	98	133	150	532
Depreciación Anual	210	353	445	630	833	933	3404
Combustible	85	280	333	240	380	375	1693
Ingresos Netos	86	84	729	1487	2091	3231	7708
Rentabilidad (o/o)	1.2	0.7	4.9	6.6	6.8	9.5	6.40(*)
Tarifa S/. kWh)	0.6	0.68	0.80	0.92	1.07	1.23	0.98(*)
Capital neto	7197	12067	15002	22559	30518	33178	120521

(*) Promedio del período

NOTA: el 50% del precio internacional del combustible desde 1983 en adelante.

RESULTADOS DE EXPLOTACION DE INECEL
CON ESCALAMIENTO
 Período 1980 — 1985 (Millones de sucres)

ALTERNATIVA 1-3

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Energía vendida (GWh)	1022	1592	2480	3265	3010	4465	16734
Ingresos de Explotación	615	1185	2280	3703	5478	7698	20959
Gastos de Explotación	527	1116	1489	1897	2761	3274	11064
Generación	153	235	298	460	648	763	2557
Transmisión	43	120	178	223	300	383	1247
Generales	33	55	75	118	168	205	654
Depreciación Anual	205	373	508	758	1060	1295	4199
Combustible	93	333	430	338	585	628	2407
Ingresos Netos	88	69	791	1806	2717	4424	9895
Rentabilidad (%)	1.2	0.5	4.6	6.7	7.1	9.5	6.58(*)
Tarifa (S/. /kWh)	0.60	0.74	0.92	1.13	1.39	1.72	1.25(*)
CAPITAL NETO	7398	13060	17334	27127	38343	46183	149445

(*) Promedio del período

NOTA: el 50o/o del precio internacional del combustible desde 1983 en adelante.

CONDICIONES DE PRESTAMOS EN TRAMITE DE INECEL

ALTERNATIVA 1-3

PROYECTO	NOMBRE	Año de Firma	Monto (US\$ x 10 ³)		PLAZO AÑOS			INTERESES (%)		
			Sin Escalam.	Con Escalam.	Total	Gra- cia	Amorti- zación	Compro- miso	Giro	Servicio de la Deuda
Agoyán	Organismo Internacional	1981	51850	64050	20	5	15	1.25	8.5	8.5
Agoyán	Bancario 1 (Divisas)	1981	20740	23778	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Agoyán	Bancario 2 (M. Local)	1981	16400	47276	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Agoyán	Proveedores	1982	31110	40272	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Paute C	Organismo Internacional	1982	57468	82742	20	5	15	1.25	8.5	8.5
Paute C	Bancario	1982	22987	29034	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Paute C	Proveedores	1984	34481	53708	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Daule Peripa	Bancario	1983	15967	21688	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Daule Peripa	Proveedores	1984	24037	38545	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Paute Mazar	Organismo Internacional	1984	89050	166850	20	5	15	1.25	8.5	8.5
Paute Mazar	Bancario	1984	35620	66740	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Paute Mazar	Proveedores	1987	53430	100110	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Toachi	Organismo Internacional	1984	115400	214900	20	7	13	1.25	8.5	8.5
Toachi	Bancario	1984	46130	85960	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Toachi	Proveedores	1987	69240	128940	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Jubones	Organismo Internacional	1984	94250	178850	20	7	13	1.25	8.5	8.5
Jubones	Bancario	1984	37700	71540	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Jubones	Proveedores	1987	56550	107310	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Coca Salado	Organismo Internacional	1986	153300	317450	20	6	14	1.25	8.5	8.5
Coca Salado	Bancario	1986	61320	126980	12	2	10	0.5	15.0	15.0
Coca Salado	Proveedores	1989	91980	190470	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Electrif. Rural	(Sierra-Costa) BID	1981	13760	17821	40	10	30	0.5	2.0	2.0
Electrif. Rural	(Los Ríos) Bancario	1981	1628	1925	12	3	9	0.5	6.0	6.0
Electrif. Rural	(Oriente-Galáp.) Prestamista	1981	10182	13516	20	5	15	1.25	8.5	8.5
SNT-C	Organismo Internacional	1981	22950	26600	20	5	15	1.25	8.5	8.5
SNT-C	Bancario	1981	9180	10640	12	2	10	0.5	15.0	15.0
SNT-C	Proveedores	1981	13770	15960	12	4	8	0.5	8.0	8.0
SNT-D	Organismo Internacional	1981	36800	47011	20	5	15	1.25	8.5	8.5
SNT-D	Bancario	1981	14720	17293	12	2	10	0.5	15.0	15.0
SNT-D	Proveedores	1982	22080	29718	12	4	8	0.5	8.0	8.0
Pequeñas Centrales	Proveedores	1981	13.200	17350	12	4	8	0.5	8.0	8.0

ANÁLISIS DE ACTIVOS FIJOS
(Miles de Suces)

	1976	1977	1978
<hr/>			
Planta en Servicio			
Saldo Inicial	215.096	308.201	767.596
Más Transferencia en Obras de Ejecución	93.105	734.024	3'670.043
Menos Retiros	---	(274.629)	---
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
Depreciación Acumulada	308.201	767.596	4'437.639
Saldo Inicial	45.666	60.062	48.100
Más Adiciones	14.396	37.972	141.496
Menos Retiros	---	(49.934)	---
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
	60.062	48.100	189.596
Planta en Servicio Neto			
Saldo Final	248.138	719.496	4'248.043
Obras en Ejecución			
Saldo Inicial	1'246.634	2'494.366	3'329.719
Más Adiciones	1'340.837	1'569.377	3'471.405
Menos Transferencia a la Planta	93.105	734.024	3'670.043
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
	2'494.366	3'329.719	3'131.081
Otros Bienes Neto			
Saldo Final	97.477	114.594	114.498
Saldo Final del Activo Fijo	2'839.981	4'163.809	7'493.622

ANALISIS DE PATRIMONIO
(Miles de Suces)

	1976	1977	1978
CAPITAL			
Saldo Inicial	3'091.358	4'439.032	5'486.095
Más Adiciones	1'347.674	1.047.063	2'012.087
Saldo Final	4'439.032	5'486.095	7'498.182
UTILIDADES RETENIDAS			
Saldo Inicial	(65.891)	(35.730)	(15.297)
Más Utilidad Neta Año	(30.113)	(1.094)	(7.733)
Más Ajustes	60.275	21.527	--
Saldo Final	(35.730)	(15.297)	(23.030)
Saldo Final Patrimonio	4'403.302	5'470.798	7'475.152

ESTADO DE ORIGEN Y APLICACION DE RECURSOS
(Miles de Suces)

	1976	1977	1978
Origen de los Recursos			
Interno:			
Regalías de Petróleo	1'206.058	1'138.489	1'952.731
Contribución para Electrificación Rural	42.252	7.937	---
Donaciones de Capital	---	---	59.357
Otros Beneficios y Valores Líquidos	99.363	99.363	---
Disponibilidades al Inicio del Año	---	377.418	---
Incremento en Depreciaciones	18.046	---	151.897
Reducción de Subpréstamos	---	---	---
Otros Pasivos	202.307	---	37.178
Reducción de Activos	---	135.080	---
	1'568.026	1'758.287	2'201.163
Externos:			
Préstamos a Largo Plazo (neto)	1'557.374	549.210	2'700.980
	3'125.400	2'307.497	4'902.143
Aplicación de los Recursos			
Activos Fijos	1'671.015	1'246.464	3'475.564
Organizaciones Asociadas	527.843	666.857	520.284
Subpréstamos	122.248	97.421	---
Pérdida en Operación	30.113	1.094	7.732
Reducción de Depreciaciones	---	8.532	---
Capital de Trabajo	550.518	---	124.526
Otros Activos	223.663	---	774.037
Reducción de Pasivos	---	287.129	---
	3'125.400	2'307.497	4'902.143

EVALUACION DEL ENDEUDAMIENTO PERIODO 1976-1978 (en miles de sucres)

CUADRO 13-13

PRESTAMO	MONTO DEL PRESTAMO	SALDO AL 1-1-76	AMORTIZACION EN 1976	DESEMBOLSOS 1976	SALDO AL 31-12-76	AMORTIZACION EN 1977	DESEMBOLSO EN 1977	SALDO AL 31-12-77	AMORTIZACION EN 1978	DESEMBOLSO EN 1978	SALDO AL 31-12-78
BID-314-SF/EC	405.000	189.000	0	117.800	306.800	0	74.850	381.650	7.475	23.350	397.525
BID-271-OC/EC	837.500	-	0	129.800	129.800	0	92.900	222.700	0	65.925	288.625
BID-411-SF/EC	412.500	-	0	13.600	13.600	0	1.100	14.700	0	21.100	35.800
REINO UNIDO/75	292.325	-	0	64.825	64.825	0	99.550	164.375	0	44.950	209.325
GOBIERNO DEL JAPON	315.575	137.975	0	143.550	281.525	0	34.050	315.575	0	0	315.575
EXIMBANK JAPON	270.825	26.725	0	207.400	234.125	19.350	36.700	251.475	38.700	0	212.775
KREDITANSTALT	278.650	-	0	78.975	78.975	0	133.900	212.875	0	35.800	248.675
MITSUBISHI EST #2	748.625	-	0	92.800	92.800	0	300.625	392.425	0	355.200	748.625
WELLS FARGO	250.000	-	0	250.000	250.000	0	0	250.000	0	0	250.000
CITIBANK	750.000	-	0	497.500	497.500	0	252.500	750.000	0	0	750.000
I.E.S.S.	300.000	7.500	0	300.000	292.500	31.950	0	260.550	74.750	0	185.800
BID-323-OC/EC	625.000	-	0	0	0	0	0	0	0	16.425	16.425
OEF	953.775	-	0	0	0	0	0	0	0	117.400	117.400
SWISS BANK CORP.	461.725	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CITIBANK 20'	500.000	-	0	0	0	0	0	0	0	500.000	500.000
GIE PAUTE	400.000	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IMPREGILIO	1'000.000	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHASE MANHATTAN	500.000	-	0	0	0	0	0	0	0	500.000	500.000
BCO. AMERICA	250.000	-	0	0	0	0	0	0	0	250.000	250.000
EXIMBANK JAPON	294.375	-	0	0	0	0	0	0	0	221.350	221.350
KREDITANSTALT	476.850	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BID-038	1'250.000	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTERUNION BANK	1'250.000	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GIE (ESMERALDAS)	1'300.000	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0
	14'122.725	361.200	0	1'896.250	2'242.450	51.300	1'026.175	3'217.325	120.925	2'151.500	5'247.900

CONDICIONES DE PRESTAMOS VIGENTES

Cuadro 13-14
Hoja 1 de 2

PROYECTO	PRESTAMO	AÑO DE FIRMA	MONTO MONEDA ORIGINAL		MONTO DOLARES (x 10 ³)	PLAZO TOTAL	GRACIA (Años)	INTERESES (%/o)			DEUDA A XII-79 (10 ³ Dólares)	OBSERVACION
			(x 10 ³)					COMPROMISO	GIRO	SERVICIO DEUDA		
E. Rural	AID-518-023	1964	US	645	645	40	10	--	0.75	2.0	537.3	
E. Rural	AID-518-025	1964	US	696	696	40	10	--	0.75	2.0	580.0	
E. Rural	AID-518-035	1972	US	3413*	3413	40	10	--	2.0	3.0	3413.0	*No se utilizó todo Monto contratado.
AMBI	Reino Unido 1966	1966	£	600	1320	20	5	--	6.88 *	6.88 *	616.0	*Valor Promedio
L.T. - TULCAN	Reino Unido 1969	1969	£	300	660	25	3	--	7.9	7.9	450.0	
7 Grupos	Reino Unido 1972	1972	£	300	660	25	5	--	3.0	3.0	594.0	
Varios S.R.	Reino Unido 1973-(1)	1973	£	2900	6370	25	5	--	3.0	3.0	6051.5	
Saucay I	Reino Unido 1973-(2)	1973	£	1205	2651	25	5	--	3.0	3.0	2518.45	
Varios S. R.	Eximbank 2200 U.S.A.	1964	US	5128	5128	20	3	0.5	5.5	5.5	1508.24	
Sis. Gquil.	Eximbank 6063 U.S.A.	1976	US	1161	1161	7	3	0.5	9.125	9.125	1161.0	
Grupos Varios	Eximbank 6349 U.S.A.	1979	US	1755	1755	7	3	0.5	8.75	8.75	1755.0	
G. El Oro	English Electric 1970	1970	£	449	988	11	1	--	5.5	5.5	197.6	
G. Riobamba	English Electric 1971	1971	£	393	864	9	2	--	6.5	6.5	123.4	
Est. Paute	Bid 315 SF-EC	1972	US	2700	2700	15	3	0.75	4.0	4.0	1800.0	
Est. Coca	Bid 412 SF-EC	1974	US	1500	1500	25	10	0.5	1.0	2.0	1500.0	
Est. Guayllab.	Bid 492 SF-EC	1977	US	1600	1600	20	5	0.5	1.0	2.0	1600.0	
C. Pisayambo	Bid 314 SF-EC	1972	US	16200	16200	25	5	0.75	4.0	4.0	15390.0	
C. Pisayambo	Bid 18 CDF	1972	US	7694*	7694	50	10	0.50	0.50	0.5	7694.0	* No se utilizó todo Monto contratado
C. Guangopolo	Gobierno Japón	1975	Y	2680000	11872	20	7	--	4.75	4.75	11872.0	
C. Guangopolo	Eximbank Japón	1975	Y	2300000	10189	9	2	0.5	7.5	7.5	7277.86	
Est. F Toachi	Confederación Suiza	1973	FS	5000	3151	12	2	--	2.75	2.75	1890.6	
Est. D Toachi	Mobesco	1976	FS	4200	2647	9	2	--	7.0	7.0	2268.86	
Medidores	Schumberger	1975	US	722	722	5	--	--	7.5	7.5	144.40	
Medidores	Galileo	1975	US	523	523	8	--	--	7.5	7.5	261.90	
Refinanciación	City Corp. Int. Bank(*)	1979	US	30000	30000	10	3	0.5	16.88 (1)	17.2 (2)	30000.00	*Renegociamiento CITY BANK
Refinanciación	City Corp. Int. Bank(*)	1977	US	20000	20000	10	3	0.5	17.0 (2)	17.25 (3)	20000	*Renegociado CHASE
E. Salado 2	Kreditanstalt (1)	1975	DM	20000	11146	30	10	0.25	2.0	2.0	11146	
E. Salado 2	Mitsubishi (1)	1975	Y	6357759	28165	13	3	--	7.5	7.5	25348.5	
S/E Manta y Protoviejo	Pawels Trafo	1976	FB	6937	242	6	--	--	8.75	8.75	121.0	
L.Qto-Gquil.	Mitsubishi (2)	1976	Y	1815325	8042	8	1	--	8.5	8.5	5744.29	
L.Qto.-Gquil.	Mitsui	1976	Y	1144675	5071	7	2	--	8.5	8.5	4056.8	
L.Qto.-Gquil.	B. America Sade	1978	US	10000	10000	8	2	0.5	17.5 (4)	17.5 (4)	10000	
E. Rural	Balfour Beatty	1977	£	297	653	6	1	--	7.25	7.25	522.4	
S/E Ibarra y Ep	Brown Boveri	1978	DM	2296	1280	7	2	--	8.0	8.0	1280.0	
S/E Ibarra y Ep	GIE ST/1	1977	US	1794	1794	9	3	--	7.75	7.75	1794	
G.E Regionales	Banco de Londres	1979	US	2250	2250	4	--	0.5	17.0 (5)	17.0 (5)	2250	
Varios	IESS (1)	1976	\$	300000	12000	7	--	--	10.0	10.0	6857.14	
Est. D. Toachi	FONAPRE(1)	1976	\$	35000	1400	10	2	1.0	6.0	6.0	1225.0	
Varios	City Bank (2)	1977	US	20000	2000	7	2	0.5	17.25 (3)	17.25 (3)	20000	
(1) 7/8% sobre Libor	(3) 1 1/4% sobre Libor	Cotizaciones:				1 Franco S.:	0.63016 US\$					
(2) 1% sobre Libor	(4) 1.5% sobre Libor	1 Libra:	2.19963 US\$			1 DM:	0.5573 US\$					
	(5) 1% sobre Libor	1 Yen:	0.00443 US\$			1 FB:	0.08487 US\$					

CONDICIONES DE PRESTAMOS VIGENTES
CON DESEMBOLSO

PROYECTO	PRESTAMO	AÑO DE FIRMA	MONTO MONEDA ORIGINAL (x 10 ³)	MONTO DOLARES (x 10 ³)	PLAZO TOTAL	GRACIA (Años)			INTERESES (°/o)			DEUDA A XII-79 (10 ³ Dólares)	OBSERVACIONES
						real	corr		COMPROMISO	GIRO	SERVICIO DEUDA		
Paute	BID-271	1974	US	33500	33500	20	5.5	7*	1.25	8.0	8.0	19657	*Por períodos de desembolsos.
	BID-411	1974	US	16500	16500	40	10.5	10*	1.00	1.0	2.0	2744	*Redondeado
	GIE	1977	US	16000	16000	16	4	6*	0.25	7.5	7.5	2933	*Por período de desembolsos.
	EXIMBANK JAPON	1978	Y	2500000	11775	11	2	5*	0.5	8.0	8.0	--	*Por período de desembolsos.
	IUB (Bco. Europeos)	1975	US	50000	50000	9	3.5	4*	0.5	17.13(1)	17.13(1)	20000	*Redondeo
	IMPREGILO	1978	US	40000	40000	15	5	5	--	8.0	8.0	12200	
	KREDITANSTAL	1979	DM	34227	19729	13	3	4	0.25	8.0	8.0	--	*Por período de desembolsos.
	BILATERAL (BID-038)	1979	US	50000	50000	10	5.5	5*	0.5	16.75(2)	16.88(3)	5000	*Redondeo
Est. Salado 3 Esmeraldas	OECEP	1977	Y	8100000	37179	20	7	7	--	5.0	5.0	27016	
	GIE	1979	US	52000	52000	13	3	3	0.25	7.5	7.5	13962	
L.Qto.-Gquil.	Banco de América	1979	US	13000	13000	10	2.5	3*	0.5	17.0 (4)	17.13(5)	8000	*Redondeo
	GIE ST/3A	1977	US	1084	1084	9	2.5	3*	0.25	8.0	8.0	771	*Redondeo
SNT FASE B	BID 323	1977	US	25000	25000	20	5	5	1.25	8.6	8.6	1600	
	AMEX BANK	1979(7)	US	4239	4239	10	2.5	3*	--	16.88(6)	16.88(6)	--	*Redondeo
	SUMITOMO	1979(7)	US	1814	1814	10	2	2	--	16.88(6)	16.88(6)	--	
SNT FASE B	EXIMBANK JAPON	1979(7)	US	7975	7975	10	1.5	2*	--	7.5	7.5	--	*Redondeo
	GRINDLAY BRANDTS	1979(7)	US	2047	2047	10	2	2	--	7.5	7.5	--	
	General Electric (España)	1979(7)	US	1052	1052	10	1.5	2*	--	7.5	7.5	--	*Redondeo
	Libra Bank, Londres	1979(7)	US	8000	8000	8	2	2	0.5	16.88(6)	17.0 (6)	--	
Plan Maestro	Banco Mundial	1979	US	2739	2739	10	3	3	1	6	6	256	
Varios	I. E. S. S.	1979	\$	500000	20000	10	3	3	--	10 (9)	11 (9)	--	
S. Regionales	SWISS BANK	1977	FS	30000	19491	11	2	3*	--	6	6	8092	*Por período de desembolsos.
S. Regionales	Reino Unido	1975	£	5100	11275	20	5	5	--	3	3	8985	

(1) 1 1/8 sobre Libor

(2) 1/4 sobre Libor

(3) 7/8 sobre Libor

(4) 1°/o sobre Libor

(6) 1 1/8 sobre Libor

(7) Asumido dólares

(8) 1°/o sobre Libor

(9) Valor aproximado

Libor considerado: 16°/o

(5) 1 1/8°/o sobre Libor

(6) 7/8°/o sobre Libor

(7) Asumido dólares

Cuadro 13.15

PROYECCION DE CAPACIDAD EN OPERACION Y CAPACIDAD EN CONSTRUCCION

Año	Capacidad en Operación (MW)	Capacidad en Construcción (MW)	Total (MW)
1979	203	758	961
1980	336	738	1074
1981	461	1281	1742
1982	761	1456	2217
1983	961	1311	2272
1984	961	1811	2772
1985	1111	1655	2766

Cuadro 13.16

PROYECCION DE REQUERIMIENTOS DE PERSONAL PARA INECEL

Año	Profesional	Técnico	Administrativo	Obrero	Total
1979	507	127	377	646	1657
1980	535	134	398	682	1750
1981	704	176	563	897	2300
1982	811	203	603	1033	2650
1983	826	207	614	1053	2700
1984	887	222	660	1131	2900
1985	887	222	660	1131	2900

**MINISTERIO DE
RECURSOS NATURALES
Y ENERGETICOS**

**INSTITUTO
DE
ENERGIA**

C E P E

HIDROCARBUROS

I N E C E L

ENERGIA ELECTRICA

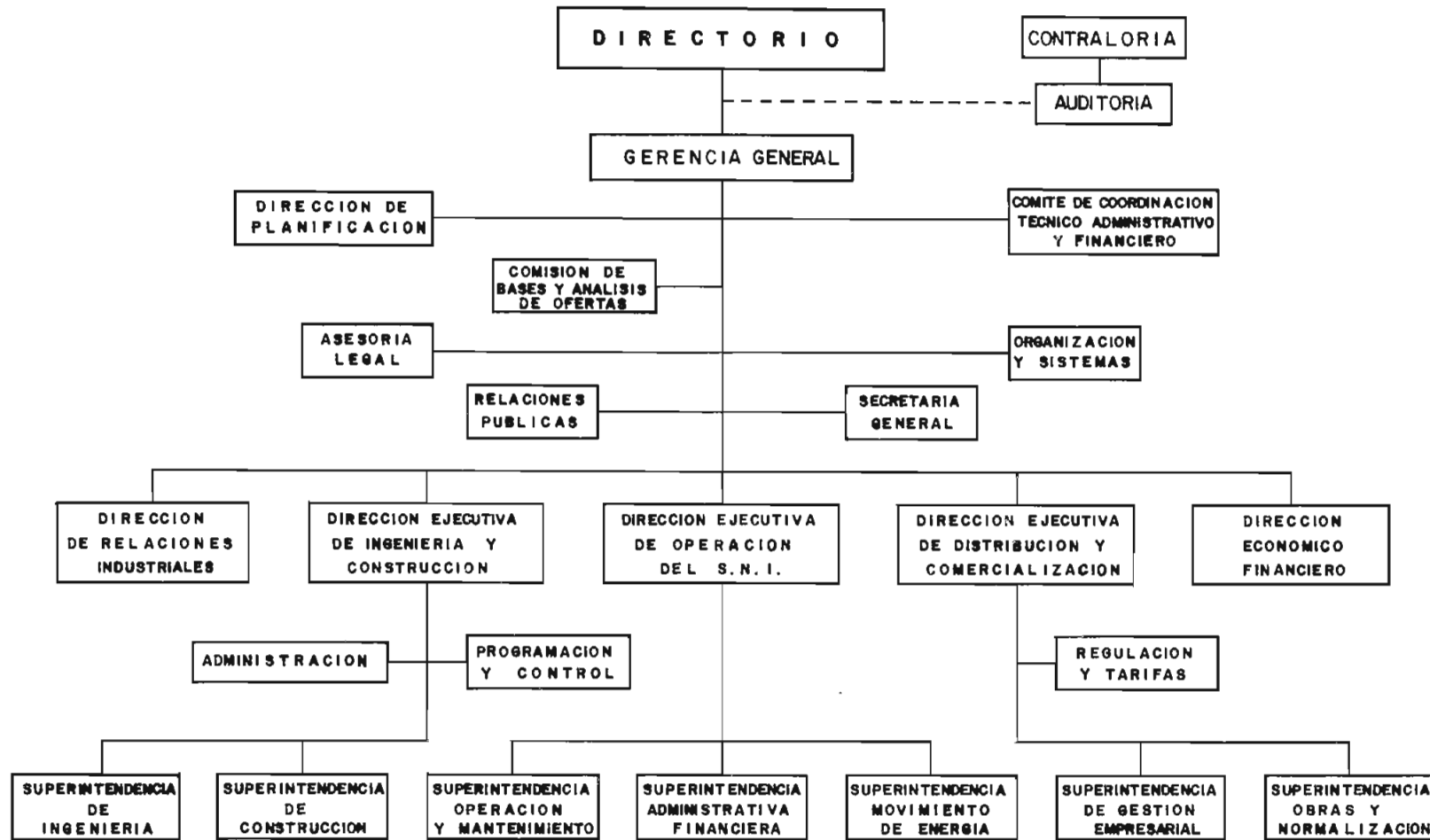
O T R O S

**INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR**

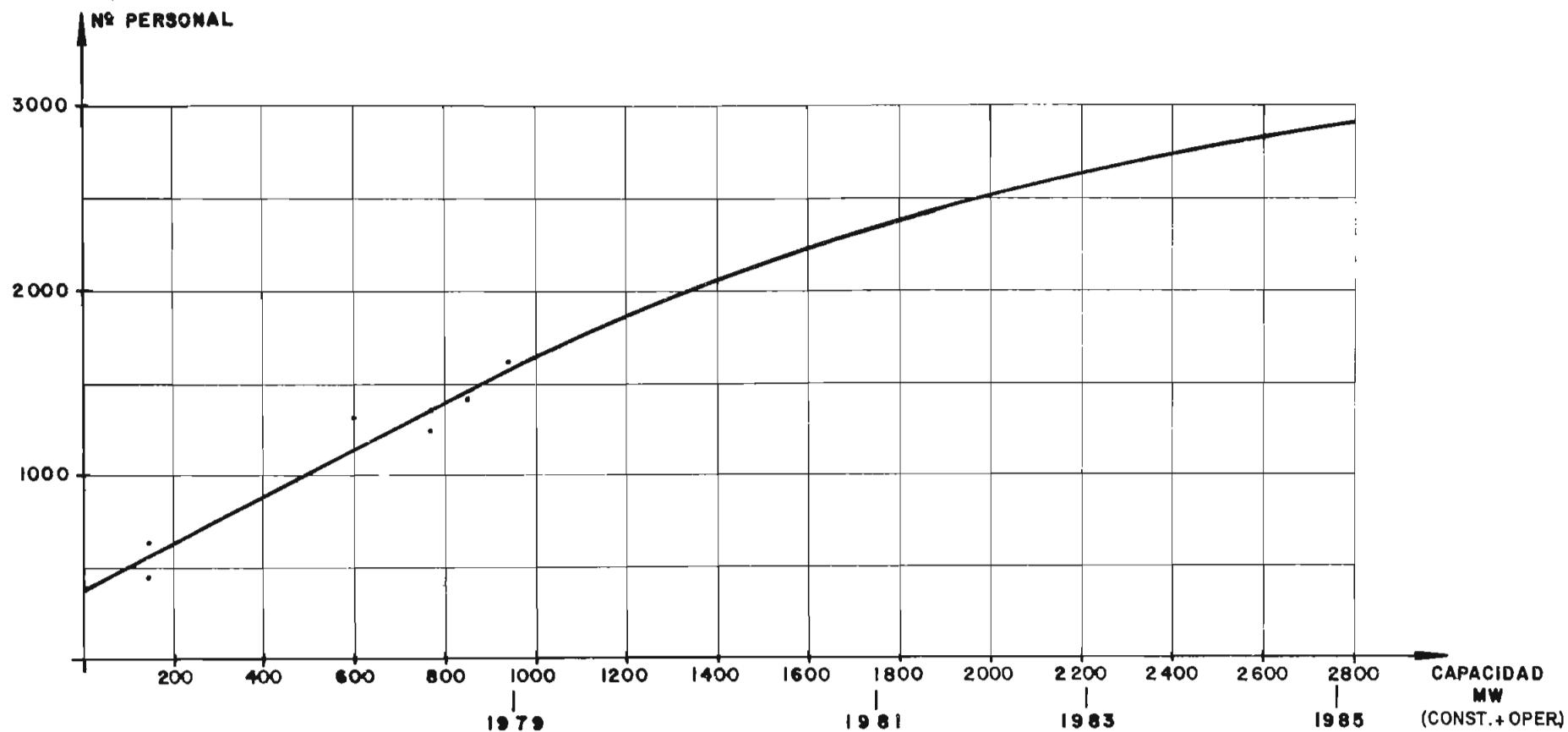
**PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
ORGANIZACION DEL SISTEMA
ENERGETICO ECUATORIANO**

FECHA : ABRIL 1980

GRAFICO: N° 13-1



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO - ECUADOR
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
 ORGANIGRAMA VIGENTE DE INECEL
 FECHA: ABRIL 1980 GRAFICO 13.2



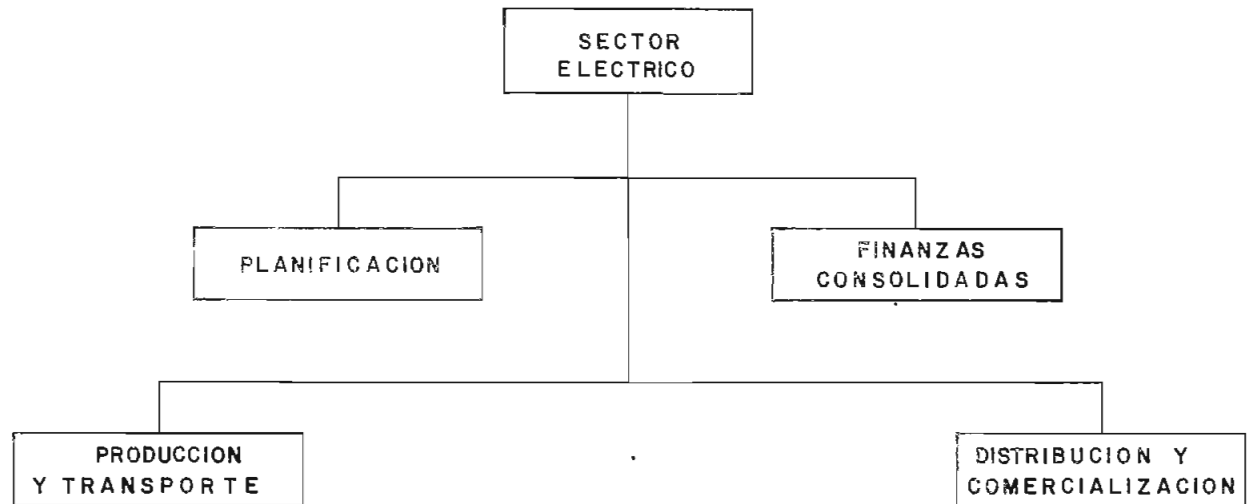
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO

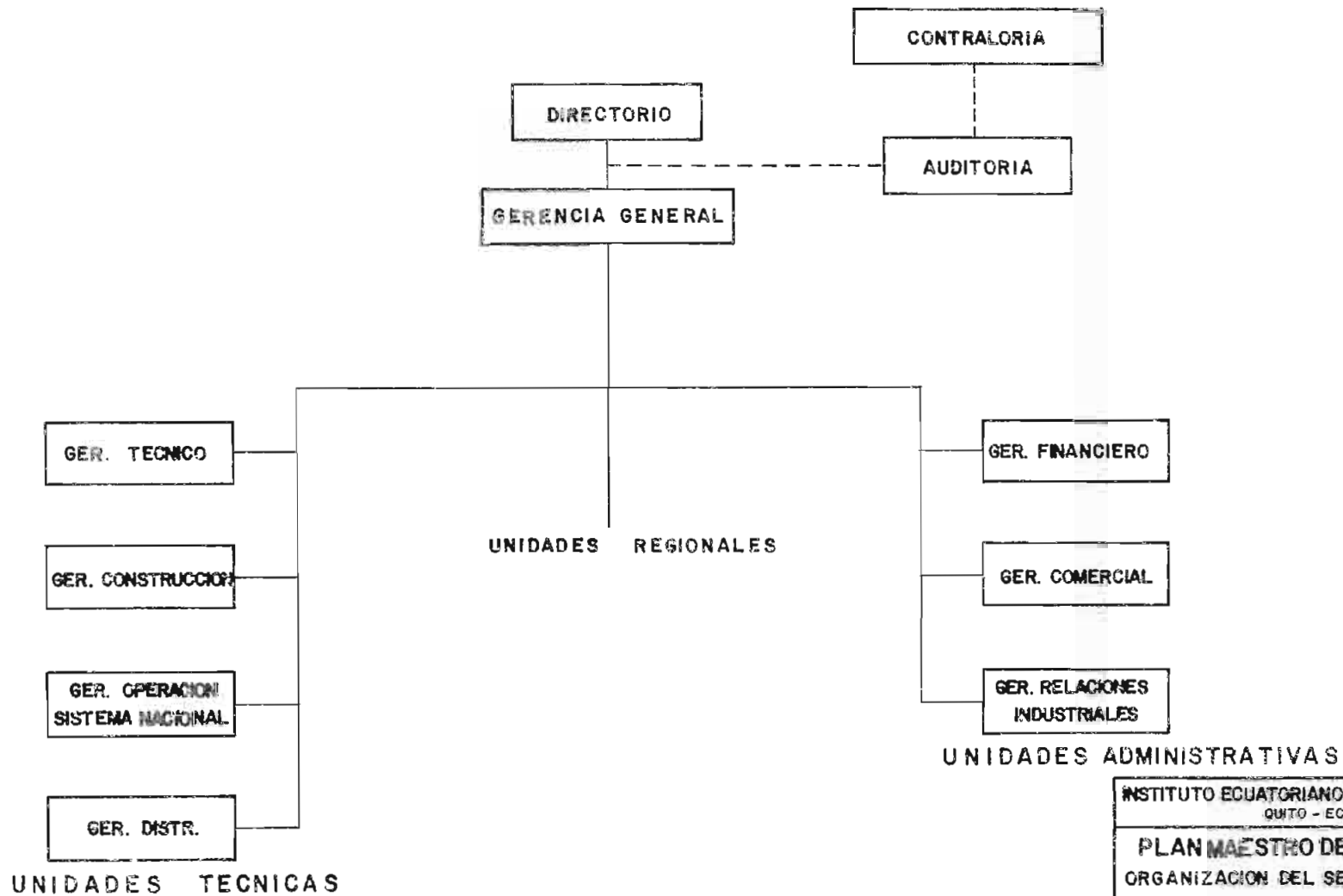
RELACION Nº PERSONAL
VS. CAPACIDAD TOTAL

FECHA ABRIL 1980

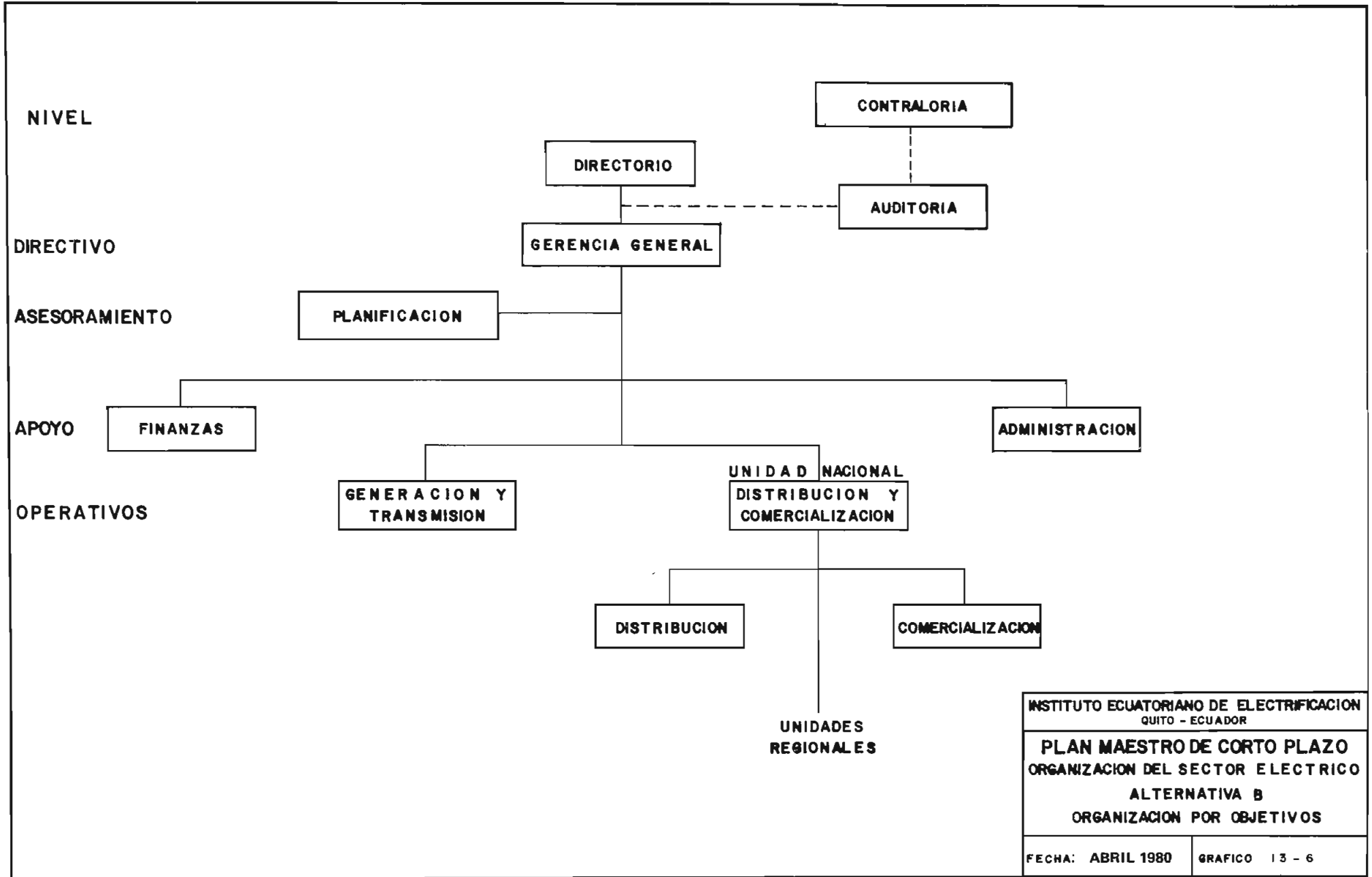
GRAFICO 13-3



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR	
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO FUNCIONES SECTOR ELECTRICO	
FECHA: ABRIL 1980	GRAFICO 13 - 4



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR	
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO ORGANIZACION DEL SECTOR ELECTRICO ALTERNATIVA A ORGANIZACION FUNCIONAL	
FECHA ABRIL 1980	GRAFICO 13 - 5



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR	
PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO ORGANIZACION DEL SECTOR ELECTRICO ALTERNATIVA B ORGANIZACION POR OBJETIVOS	
FECHA: ABRIL 1980	GRAFICO 13 - 6

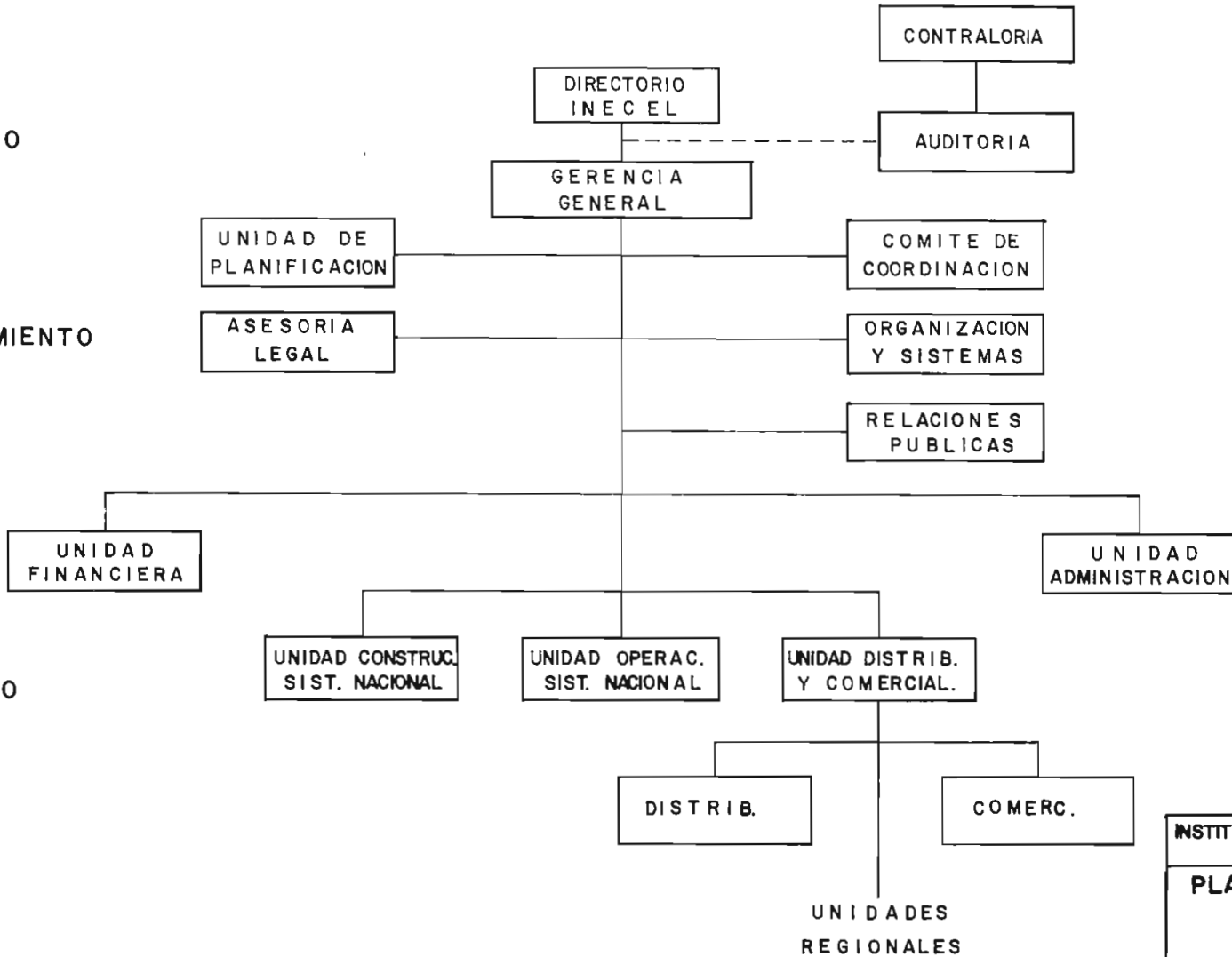
NIVEL

DIRECTIVO

ASESORAMIENTO

NORMATIVO Y CONTROL

OPERATIVO



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

PLAN MAESTRO DE CORTO PLAZO
ORGANIZACION PROPUESTA
PARA EL SECTOR ELECTRICO

FECHA: ABRIL 1980

GRAFICO 13-7

ABREVIATURAS

D. J.
A. J.
NAmin.
NAmáx.
 φ, D
m.s.n.m.
H
L
hab.
abon.
PIB
TIR
FA
FB
S/E
L/T
FOA
OA
ACSR
MCM
AWG
log
Ln
10' US\$
10⁻³ S/., mills S/.
SNI
PMEE
bl

NOMBRES

después junta
antes junta
nivel de aguas mínimo
nivel de aguas máximo
diámetro
metros sobre el nivel del mar
altura
longitud
habitante
abonado
producto interno bruto
tasa interna de retorno
frecuencia alta
frecuencia baja
Subestación
Línea de transmisión
forced—oil—cooled with forced—air cooler.
self cooled
aluminum conductor steel reinforced
mil circular mils.
American wire gage.
Logaritmo base 10
Logaritmo natural base e
millones de dólares
milésimas de sucres
Sistema Nacional Interconectado
Plan Maestro de Electrificación del Ecuador
barriles

CAPITULO 14

MEDIDAS PARA EL CUMPLIMIENTO DEL PLAN

1. Legislación Actual
 - 1.1. Dirección y Ejecución de la Política de Electrificación
 - 1.2. Programación, Coordinación, Ejecución y Supervisión del Desarrollo Eléctrico del País.
2. Reglamentos Vigentes
3. Procedimientos, Instructivos y Normas Vigentes
 - 3.1 Procedimientos e Instructivos
 - 3.2. Normas
4. Medidas Legales Requeridas
 - 4.1. Modificaciones Propuestas al Reglamento para la Fijación de Tarifas.
 - 4.1.1. Introducción
 - 4.1.2. Tarifas Eléctricas
 - 4.1.2.1. Nivel Tarifario
 - 4.1.2.2. Estructura Tarifaria
 - 4.2. Eliminación del Subsidio a los Combustibles del Sector Eléctrico.
 - 4.3. Compensación por el Ahorro de Consumo de Combustibles en las Entidades Eléctricas.
 - 4.4. Concesión del Servicio Eléctrico a EMELEC.
 - 4.5. Reglamentación de la Organización y Funcionamiento de los Sistemas y Empresas de Distribución.
5. Medidas de Orden Interno.

CAPITULO 14

MEDIDAS PARA EL CUMPLIMIENTO DEL PLAN

1. LEGISLACION ACTUAL

Las actividades y procedimientos del Sector Eléctrico están regidos por la Ley Básica de Electrificación vigente, aprobada mediante Decreto Supremo No. 1024 del 4 de Septiembre de 1973, publicada en el Registro Oficial No. 387 del 10 de Septiembre de 1973.

En la mencionada Ley se establece que es atribución privativa del Estado la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, atribución que debe ser ejercida por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

La Ley faculta al Directorio de INECEL para que apruebe y reglamente toda la actividad del Sector Eléctrico del País, tanto de INECEL como de toda empresa o entidad de suministro de energía eléctrica para uso público, a la que se le haya otorgado permiso de concesión.

1.1. Dirección y Ejecución de la Política de Electrificación

Corresponde a la Función Ejecutiva la formulación y ejecución de la política de electrificación enmarcada dentro de la Ley Básica. Actuará a través del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, de INECEL y del Ministerio de Defensa Nacional en lo concerniente a la seguridad nacional, en coordinación con los organismos pertinentes para establecer la política del Plan Nacional de Electrificación.

1.2. Programación, Coordinación, Ejecución y Supervisión del Desarrollo Eléctrico del País.

Corresponde al Instituto Ecuatoriano de Electrificación el impulso de esta actividad, para lo cual, la Ley Básica lo constituye en persona jurídica de derecho público con patrimonio y recursos propios, autonomía económica y administrativa.

Para cumplir su objetivo, norma sus procedimientos mediante las siguientes leyes:

- a) Ley de Licitaciones y Concurso de Ofertas que rige a la contratación pública para la adquisición de bienes, la prestación de servicios o la realización de una obra.
- b) Ley Orgánica de Administración Financiera y Control, que regula la programación, organización, dirección, coordinación y control del presupuesto y crédito público, y la inversión de los recursos financieros.
- c) Ley de Seguridad Nacional.
- d) Ley de Régimen Administrativo.
- e) Ley de Servicio Civil y Carrera Administrativa que norma las actividades del personal del Sector Público.
- f) Código del Trabajo que rige las relaciones laborales en los términos estipulados en el Art. 10.
- g) Código Penal, en lo referente a las sanciones puntualizadas en la Ley de Administración Financiera y Control, cuya tipificación se señala en el Art. 257 del Código Penal.
- h) Código de Procedimiento Civil, para fines de expropiación de terrenos necesarios para las obras, declaración de utilidad pública de bienes, imposición de servidumbre, etc.
- i) Ley de Aguas, cuando se requiere la concesión de un derecho de aprovechamiento de aguas, exoneración de tarifas, etc. con el consiguiente estudio justificativo del proyecto aprobado por INECEL, con las normas y especificaciones técnicas preparado en coordinación con la institución rectora, el INERHI.
- j) Ley de Consultoría, en lo que se refiere a la prestación de servicios de consultoras nacionales o extranjeras.
- k) Ley de Servicios Personales por Contrato, en lo que atañe a la contratación de personal especializado.

2. REGLAMENTOS VIGENTES

De conformidad con la Ley Básica de Electrificación, el Directorio de INECEL tiene la función de reglamentar toda la actividad del Sector Eléctrico, tanto de INECEL como de toda empresa o entidad de suministro de energía eléctrica para uso público, a la que se la haya otorgado permiso de concesión.

Es evidente, entonces, la intención del Legislador de unificar la reglamentación y normas que rijan la actividad del Sector Eléctrico de todo el País, y obtener los beneficios derivados de esta unificación.

A partir de la vigencia de la Ley Básica de Electrificación, el Directorio de INECEL ha emitido los siguientes reglamentos:

a) Reglamento Orgánico Funcional de INECEL

Define y determina las funciones y responsabilidades de cada una de las unidades administrativas de INECEL, como el organismo rector y responsable del abastecimiento eléctrico ecuatoriano, para conseguir eficacia en alcanzar los fines señalados por la Ley Básica de Electrificación.

b) Reglamento para la Conformación del Directorio de INECEL y de las Empresas Eléctricas y Elección de sus Miembros.

Establece la integración del Directorio, como máximo Organismo Administrativo de INECEL, conforme lo dispuesto en el Art. 10 de la Ley Básica de Electrificación, y reglamenta la elección de los representantes de las Empresas Eléctricas y de los Colegios Eléctricos del País que actuarán como miembros del Directorio. El Directorio designa, a su vez, a sus representantes en las Empresas Eléctricas de las que INECEL es accionista.

c) Reglamento para la Conformación y Funcionamiento del Comité de Licitaciones y Concurso de Ofertas de INECEL.

Se establece para dar cumplimiento a lo dispuesto en la nueva Ley de Licitaciones y Concurso de Ofertas expedida mediante Acuerdo Supremo No. 679, de 20 de Agosto de 1976, y reglamenta la conformación y funcionamiento del Comité de Licitaciones y Concurso de Ofertas para INECEL, asignando sus deberes, atribuciones y procedimientos.

d) Reglamento para la Designación de Representantes de INECEL ante las Empresas Eléctricas y Fijación de Responsabilidades.

Designa a los representantes ante la Junta de Accionistas y ante los Directorios de las Empresas, en las que INECEL, es accionista. Establece las funciones y obligaciones de los representantes.

e) Reglamento para la Fijación de Tarifas de los Servicios Eléctricos.

Regula el régimen tarifario que las Empresas Eléctricas deben aplicar al suministro público de energía, previa autorización del Directorio de INECEL, de modo tal que permita a las Empresas cubrir los costos que demande la generación y el suministro del servicio y obtener una razonable rentabilidad que asegure la prestación del servicio en forma continua y eficiente.

Determina los procedimientos para el establecimiento y la actualización de tarifas, así como las sanciones para las Empresas que no apliquen a cabalidad las tarifas aprobadas de acuerdo a la Ley y de conformidad con este reglamento.

f) Reglamento del Sistema Uniforme de Cuentas o Código de Cuentas para el Sector Eléctrico.

Establecido para regular la aplicación de las transacciones del Sector Eléctrico, este instrumento orienta el proceso y la organización contable de las empresas y

establece normas de carácter administrativo, contable y disposiciones legales con la finalidad de conseguir la eficiencia de una contabilidad uniforme.

Para conseguir su objetivo establece la clasificación de cuentas y subcuentas, unifica la terminología empleada en el Sector Eléctrico y uniforma la presentación de los estados financieros, de tal manera que sean comparables entre los diversos organismos eléctricos de características similares.

g) Manual de Clasificación de Puestos en INECEL

Constituye el instrumento básico para toda acción de personal y para la aplicación de las diferentes técnicas administrativas, como el reclutamiento, selección de nuevos empleados, ascensos, traslados, adiestramiento, sistema de remuneraciones, etc.

Para su aplicación se han establecido las especificaciones sobre la clase y naturaleza del trabajo, tareas y requisitos; la terminología administrativa y ocupacional, que ha de utilizarse, y las normas generales de administración de personal.

h) Reglamento de Becas para Funcionarios, Empleados y Trabajadores de INECEL.

Regula, a través de un Comité de Becas, los requisitos, derechos y obligaciones de los funcionarios, trabajadores y empleados de INECEL en la utilización de becas de estudios con fines de capacitación y perfeccionamiento teórico o práctico.

i) Reglamento de Escalafón para Funcionarios, Empleados y Trabajadores de INECEL.

Determina y regula las normas y el régimen de escalafón al que han de sujetarse los funcionarios, empleados y trabajadores de acuerdo a lo establecido en el "Manual de Clasificación de Puestos de INECEL".

El régimen de escalafón en el que se fijan los requisitos, condiciones, deberes y derechos de los empleados y trabajadores se canaliza a través del "Comité de Clasificación, Valorización de Puestos y Escalafón" con atribuciones y responsabilidades propias determinadas en el reglamento.

j) Reglamento de Seguridad e Higiene Industrial para el Sector Eléctrico.

La función de higiene y seguridad industrial tiene como finalidad propender y llevar a cabo una campaña permanente de prevención de accidentes y de enfermedades profesionales.

Para hacer efectiva esta función se han establecido normas reglamentarias que contribuyen al mejoramiento de las condiciones de higiene y seguridad de los lugares de trabajo y tienden a preservar la integridad física y la vida personal de la industria eléctrica. El control y la relación necesaria para la aplicación del reglamento se realiza a través del Comité Nacional de Seguridad.

3. PROCEDIMIENTOS, INSTRUCTIVOS y NORMAS VIGENTES

3.1. Procedimientos e Instructivos

Tanto INECEL como las Empresas Eléctricas han trabajado en la preparación de procedimientos e instructivos tendientes a regular y dinamizar su acción. Sin embargo, este primer esfuerzo ha sido realizado en forma aislada, no uniforme y sin obedecer a un sistema global preestablecido.

Es imperiosa la necesidad de pasar a una siguiente etapa, en la que se estudien e implementen procedimientos e instructivos para normar la actividad del Sector Eléctrico de todo el País.

3.2. Normas

Con el fin de unificar criterios que normen las actividades del Sector Eléctrico y de alcanzar mayor eficiencia en su labor, es necesario estandarizar diseños, criterios técnicos, especificaciones, materiales y equipos que han de emplearse y adoptarse.

INECEL ha preparado, hasta el momento, las siguientes normas:

- Normas para Distribución-Estructuras Tipo para 13,2 kV a 34,5 kV.
- Normas para Distribución-Materiales de Fabricación Nacional (líneas y redes de distribución).
- Normas para Distribución-Codificación de materiales.
- Normas para Líneas de Subtransmisión a 69 kV.
- Normas y Símbolos para Dibujo.

4. MEDIDAS LEGALES REQUERIDAS

Para posibilitar la ejecución del Plan propuesto y la obtención de las metas fijadas, se debe adoptar las siguientes medidas legales principales:

- a) Modificación al Reglamento Nacional de Tarifas y aplicación de un nuevo sistema tarifario.
- b) Eliminación del subsidio de los combustibles empleados en el Sector Eléctrico.
- c) Compensación por el ahorro de consumo de combustibles en las Entidades Eléctricas.
- d) Definir la concesión del servicio eléctrico de la ciudad de Guayaquil.
- e) Reglamentación de la organización y funcionamiento de los Sistemas y Empresas Eléctricas de distribución.
- f) Regular la contratación de Consultoría.

g) Conformación de la Empresa Nacional de Electrificación.

4.1. Modificaciones Propuestas al Reglamento para la Fijación de Tarifas.

4.1.1. Introducción.— El consumo eléctrico per cápita del Ecuador ha crecido, en el período 1971—1978, en la espectacular cifra de 10,6% acumulativo anual.

A pesar de lo anterior, el actual índice, a fines del año 1978, es de apenas 336 kWh/hab./año; es decir que, en Sudamérica, supera solamente a Bolivia y Paraguay.

El desarrollo de la demanda eléctrica ha sido acompañado por un aumento también acelerado de la potencia instalada per cápita, que creció a una tasa media acumulativa anual de 13,1%.

En la misma forma, sin embargo, se puede indicar que el valor de 122 vatios/hab. correspondiente a 1978, es uno de los más bajos de Sudamérica,

Existe el agravante, además, de que debido al acelerado crecimiento de la demanda, a los plazos requeridos para la construcción de centrales hidroeléctricas y a la limitación de los recursos financieros, la estructura de producción continúa siendo básicamente termoeléctrica. Sólo el 24% de la potencia instalada en 1978 es del tipo hidroeléctrico.

Se estima que lo anterior representa para el país “quemar” anualmente 1914 millones de sucres, por el uso intensivo de combustibles que deberían dejar de importarse y/o exportarse (a precios internacionales).

Las previsiones que se han adoptado para el crecimiento futuro de la demanda y el consiguiente programa de expansión de las obras eléctricas, no son, en absoluto, exageradas, ya que representan tasas medias, hasta 1990, de 9% y 7% para el consumo y la potencia instalada per cápita, respectivamente.

Lo anterior permitirá que el Ecuador alcance, a fines de la próxima década, una situación eléctrica similar a la que actualmente tienen países como Uruguay y Chile, y algo superior a la que en estos momentos caracteriza a países como Colombia y Perú.

A pesar de ser bastante prudentes, las metas previstas para 1990 obligan a iniciar la construcción de 5 centrales hidroeléctricas en el período 1980—1985.

Para cumplir estas metas se requerirá un esfuerzo financiero muy grande y, aún recurriendo en un elevado porcentaje a créditos externos, se precisará de una alta cantidad de recursos locales que deberán ser obtenidos mediante ingresos netos propios del Sector Eléctrico y aportes adicionales por parte del Estado Ecuatoriano. En caso contrario, se continuará con una situación similar a la pasada y actual, sin que se puedan aprovechar en forma ventajosa los recursos hidroeléctricos renovables de que se dispone.

Cualquier esfuerzo que se haga para obtener los recursos financieros adecuados en los próximos años, será recompensado con la disponibilidad futura de energía eléctrica suficiente y económica, proveniente de recursos limpios y renovables.

Dentro del panorama planteado, se considera que una política económica sana es de la captar al máximo, los recursos provenientes del mismo sector energético y sus correspondientes usuarios, de modo de minimizar el subsidio directo que deba ser aportado por el Estado.

En los numerales siguientes se proponen medidas que consideran fundamentalmente el cambio de los criterios de tarificación, con la consiguiente revisión del reglamento para la fijación de tarifas, y la corrección de los precios subsidiados de combustibles para el Sector Eléctrico, aprovechándose la coyuntura para crear un fondo adicional de electrificación.

4.1.2. Tarifas Eléctricas.— Dos aspectos deben ser considerados en la tarificación: fijación del nivel medio de los precios y estructura de la tarifa; para ambos aspectos se proponen modificaciones en los criterios actualmente vigentes.

4.1.2.1. Nivel Tarifario.

De acuerdo a lo especificado en el reglamento de tarifas, éstas se calculan con el criterio de “costo de servicio” y para una rentabilidad garantizada de 8,50/o anual.

La tarifa media vigente en el Ecuador, al 1o. de Enero de 1978, fue de $34,3 \times 10^{-3}$ US\$/kWh (0.86 sucres por kWh). A nivel de consumidor final este precio es inferior al de todas las tarifas de los países sudamericanos, con excepción de Colombia y Perú, en donde estos servicios son considerablemente subsidiados.

Tres factores influyen principalmente en el bajo costo de la tarifa: activos subvaluados por no existir una mecánica de revalorizaciones anuales a costos de reposición; rentabilidad legal inferior a la que rige en otros países y combustibles adquiridos a precios subsidiados.

a) Revalorización de Activos.

El reglamento de tarifas permite revalorizaciones mediante inventarios y avalúo cada 5 años. Los ajustes anuales se aceptan sólo en el caso de que hubiera variaciones en el tipo de cambio oficial entre la moneda nacional y el dólar de los Estados Unidos de América.

Lo anterior impide efectuar una real revalorización por inflación de precios y relaciona dicha revalorización a un factor más político que económico.

La revalorización anual de activos debe basarse en el aumento de ciertos indicadores de precios que deben ser establecidos, manteniéndose la revalorización cada 5 años con criterio de costo de reposición (in-

ventario u avalúos). INECCEL deberá crear una Comisión de Avalúos e Inventarios que realice esta actividad, tanto para las instalaciones del Instituto como para las de las Empresas.

b) Rentabilidad

Como se ha dicho, la rentabilidad garantizada de 8,50/o para las Empresas Eléctricas es inferior a la de todos los países latinoamericanos (Brasil acepta entre 10 y 120/o, Chile 100/o, etc).

Otro aspecto que agrava el problema es que, prácticamente, sólo EMELEC y en menor grado la Empresa Eléctrica Quito alcanzan rentabilidades aceptables.

Las Empresas Eléctricas Regionales pequeñas deberían incrementar exageradamente sus tarifas para llegar a la rentabilidad aceptada por la Ley.

Se proponen dos medidas para solucionar la situación anterior:

- Fijación de la rentabilidad garantizada al 9,50/o anual.
- Creación de una Tarifa Unica Nacional para el Sector Eléctrico.

La Tarifa Unica Nacional permitirá, por una parte, garantizar a todas las Empresas, por pequeñas que sean, los excedentes a que tienen derecho y que requieren para reinvertir en las expansiones de sus áreas.

Por otra parte, el tratamiento igualitario a los clientes ayudará a frenar las migraciones hacia zonas más pobladas, en busca de servicio de infraestructura más barata.

La Tarifa Unica Nacional deberá ser aplicada a los consumidores residenciales, comerciales e industriales pequeños y medianos. Para demandas especiales no debe ser aplicada, ya que podría distorsionar las decisiones económicas sobre localización de industrias importantes.

c) Precios de Combustible

El alto subsidio a los combustibles derivados del petróleo crea dos graves problemas para el Sector Eléctrico: baja artificialmente las tarifas de aquellas empresas que tienen alta proporción de generación térmica y distorsiona la base económica de la tarificación.

Esto último es de gran importancia, pues los productores con generación termoeléctrica prefieren quemar combustibles (resulta más barato) que utilizar energía hidroeléctrica del SNI, cuyas inversiones no están subvencionadas. Es decir, que se queman combustibles mientras se desperdicia el recurso hídrico.

La solución propuesta se indica en el numeral 4.2.

4.1.2.2. Estructura Tarifaria

La estructura tarifaria vigente en el Ecuador debe revisarse y padronizarse para todo el País, adaptándose solamente los tamaños de los bloques de potencia conectada y consumos mensuales al mercado de cada región.

En el gráfico 12.1 (Cap.12) se mostró la tendencia de los precios medios de energía, en función de los niveles de consumo mensual, para los sectores residencial, comercial e industrial, en los diferentes países sudamericanos.

Las principales conclusiones que se desprenden de estas cifras son:

- La mayoría de los países tienen tarifas residenciales constantes o crecientes con el nivel de consumo, ya sea a partir del consumo mínimo o a partir de un cierto consumo “normal mínimo”.
- Todos los países, salvo Brasil, tienen tarifas comerciales decrecientes con el nivel de consumo. Brasil tiene tarifa residencial y comercial constante.
- Absolutamente todos los países fijan tarifas industriales decrecientes con el nivel del consumo.
- En general, como se ve en el indicado gráfico 12.1, el consumo industrial tiene precios semejantes al consumo residencial (superiores para niveles bajos e inferiores para niveles altos de consumo), en tanto que la tarifa comercial es bastante mayor.

La principal preocupación corresponde a la tarifa residencial.

En el cuadro 12.3 del Capítulo 12 se describió sumariamente el precio medio de la energía del sector residencial de los diferentes países sudamericanos.

A base de un análisis de las ventajas y desventajas de las distintas estructuras, se propone el siguiente criterio general para la tarifación residencial:

- a) Cargos fijos mensuales proporcionales a las potencias suscritas.
- b) Cargos de energía en escalones de precios unitarios crecientes, de tal modo que el valor medio mínimo del kWh, considerado el cargo fijo, se obtenga para factores aceptables de utilización de la potencia suscrita.
- c) Bonificación “Social” a las facturas con consumos inferiores a 70 kWh/mes.

Los criterios anteriores permiten restar incentivos tanto al consumo exagerado como a la mala utilización de la potencia suscrita (bajo factor de carga). Se subsidia, al mismo tiempo, a más del 50% de los consumidores que tienen consumos inferiores a 70 kWh/mes, sin que

influya esta medida fuertemente en los ingresos, ya que esta faja de consumidores representa menos del 15% del total.

Para facilitar la implementación generalizada de la estructura, se podría comenzar con una estructura simplificada en la cual los cargos de energía fuesen constantes (tipo Brasil).

Los cambios propuestos al reglamento para Fijación de Tarifas se explican en el Tomo X.

- * A continuación se transcribe la estructura tarifaria residencial en los diferentes países sudamericanos (*)

CARACTERISTICAS DE LA TARIFA RESIDENCIAL EN LOS PAISES SUDAMERICANOS (CIER).

1. ARGENTINA

- Tarifa aplicable para demandas no superiores a 20 kW. Caso contrario se aplica tarifa comercial.
- Bloques de 60,100 (ó 120), 150 kWh/mes y superiores, con tarifa creciente con el consumo.
- Mínimo de 20, 30 ó 40 kWh/mes (según sea el caso), facturables aunque el consumo sea inferior.
- El menor precio se obtiene para consumos de hasta 100 kWh/mes, incrementándose fuertemente más allá de esta cifra.

2. BOLIVIA

- Tarifa aplicable para consumos de 3 kW y/o 200 kWh/mes (residencial pequeños); o para consumos 1000 kWh/mes. Caso contrario se facturan como consumo comercial.
- Bloques de 10,25,60 kWh/mes y superiores (residencial pequeños) o bien, 10,25, 60,200 kWh/mes y superiores, con tarifa decreciente con el consumo.
- Consumo mínimo 10 kWh/mes.
- El menor precio se obtiene para consumos mayores.

3. BRASIL

Se utiliza un Padrón Unificado de Tarifas en el cual la distribución de clientes se hace por tensión de conexión y no por sector tradicional (residencial, comercial, industrial, etc.). De 2 hasta 30 kV o tensiones superiores, se factura según tensión industrial y comercial importantes: Tarifa A de 110 a 440 kV se clasifica en Residencial, Rural, Alumbrado Público y Tarifa B. (comerciales pequeños, etc.): Tarifa B:

- Tarifa constante sin identificación de bloques.

*) Fuente de información: Comisión de Integración Eléctrica Regional CIER.

TOMO I

- Mínimos de 30,50 ó 100 kWh/mes según las acometidas sean mono, bi, o trifásicas.
- Bonificación "social" para consumos inferiores al mínimo (25% de reducción) y para tarifa rural (aproximadamente 35%/o).
- Consumos conectados con más de 50 kW pasan a facturarse como Tarifa A.
- Precio mínimo para consumos inferiores a 50 kWh/ mes y constantes después.

4. COLOMBIA

- Bloques de 200, 400, 600, 800 kWh/mes y superiores con precios crecientes de energía.
- Bonificación "social" pequeña para consumos inferiores a 200 kWh/mes.
- Consumos mínimos facturables equivalente a 18 horas/mes por carga contratada.
- Precio mínimo para consumos entre 100 y 200 kWh/mes y crecientes después.

5. CHILE

- Tarifa monómica para demandas no superiores a 5 kW, con bloques de precios crecientes a partir de 90 kWh/mes y un mínimo facturable fijo de 30 kWh/mes.
- Tarifa binómica para demandas superiores a 5 kW, con demanda máxima no medida sino determinada en función de los artefactos e instalaciones internas aprobadas.
- Tarifa especial (bonificada en 30%/o) para consumos de fuera de hora de punta con circuito separado e interruptor horario (cocinas, calentadores de agua, etc.).
- Tarifa mínima para consumos mínimos.

6. PARAGUAY

- Padrón Unificado de Tarifas en función de la tensión de las entregas.
- Consumos mínimos variables.

kW	kWh/mes
1-3	15
3-6	30
6-12	60
12-24	120
24-40	240

- Tarifas decrecientes para demandas inferiores a 1 kW y consumos no superiores a 50 kWh/mes.
- Tarifas crecientes para consumos mayores a 50 kWh/mes.

7. PERU

- Tarifa binómica con cargos de energía crecientes con bloques de 200, 500 kWh/mes y superiores; y cargos de potencia crecientes, también, según bloques de 50, 200, 500 y mayores.
- Bonificación “social” para consumos no superiores a 50 kWh/mes.
- Precios mínimos para consumos inferiores a 20 kWh/mes, constantes hasta 200 kWh/mes y crecientes para consumos superiores.

8. VENEZUELA

- Tarifa con bloques de 12, 100, 200, 400 kWh/mes y superiores, con precios fuertemente decrecientes con el consumo.
- Mínimo facturado fijo de 12 kWh/mes.
- Precio mínimo para consumos máximos.

4.2. Eliminación del Subsidio a los Combustibles del Sector Eléctrico.

Como se indicó en el literal c) del numeral 4.1.2.1., es necesario evitar las distorsiones que provocan en el Sector Eléctrico los subsidios a los combustibles.

Por lo tanto, se propone el siguiente esquema:

- a) Cada año, el Ministerio de Recursos Naturales debe fijar el precio de referencia de los combustibles usados en el Sector Eléctrico (Bunker C y petróleo diesel) en función de los precios internacionales previstos para el próximo año.
- b) Mensualmente, las Empresas depositarán, en la Cuenta Nacional de Combustibles del Sector Eléctrico, la diferencia entre los precios de referencia y los precios internos de venta.
- c) La Cuenta Nacional de Combustibles será administrada por INECEL y utilizada exclusivamente como fondo complementario para la construcción de proyectos hidroeléctricos.
- d) Las empresas considerarán en sus gastos de operación los desembolsos reales por compra de combustibles, como las contribuciones hechas a la Cuenta Nacional de Combustibles.
- e) Cuando los precios internos se nivelen con los internacionales, se deberá estudiar la eliminación de esta mecánica.

Lo anterior, además de ayudar a financiar las inversiones del programa de instalaciones hidroeléctricas hasta que entren a producir y crear fuentes de ingreso, permitirá evitar las distorsiones de operación que ya se han indicado.

Para concretar esta política sobre precios de combustibles, es necesario obtener la promulgación de un Acuerdo Ministerial cuya redacción, en forma esquemática, se propone en el Tomo X.

4.3. Compensación por el Ahorro de Consumo de Combustibles en las Entidades Eléctricas.

En el año 1979, la generación térmica será, estimativamente, de 1970 GWh, que representan el 68,20/o del consumo total. Para producir esta energía, se consumirán alrededor de 3,5 millones de barriles de derivados de petróleo. Para cubrir estas cantidades está importando parte de los derivados livianos y dejando de exportar la diferencia, mientras no se utilizan los recursos hídricos que existen en apreciable cantidad.

Se ha llegado a esta situación muy inconveniente debido a que, por falta de recursos económicos, no se han desarrollado los hidroeléctricos en la medida en que se requerían.

Si no se adoptan medidas radicales para el financiamiento y la ejecución de los proyectos hidroeléctricos que requieren de grandes inversiones iniciales, y si no se pudiera completar ninguna nueva central hidroeléctrica hasta el año 1985, el consumo de combustibles sería de 5,7 millones de barriles por año, en promedio, y en el período 1985—1990 la cifra llegaría a 11 millones de barriles.

La medida financiera más clara y justificada que aparece es la de que el País no gaste petróleo en producir energía eléctrica, permitiendo que este petróleo se exporte y el valor producto de su exportación se lo capitalice destinándolo exclusivamente al desarrollo y construcción de centrales hidroeléctricas. Con esta medida se lograría transformar el “gasto” que significa quemar petróleo, en una “inversión” que constituirá una riqueza permanente para el País.

Considerando que con un barril de derivados de petróleo se obtiene una generación aproximada de 550 kWh, se propone que por cada 550 kWh de generación hidroeléctrica que produzca el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, el Estado asigne a la construcción de nuevos proyectos hidroeléctricos el 500/o del valor obtenido de la exportación de un barril de petróleo, exportación que se hace posible por la sustitución de energía térmica con energía hidroeléctrica.

Para cristalizar esta medida, se sugiere la expedición del Decreto cuyo esquema consta en el Tomo X.

4.4. Concesión del Servicio Eléctrico de la ciudad de Guayaquil a EMELEC.

EMELEC es una Empresa formada con capital privado norteamericano, que participa en el Sector Eléctrico desde 1925. En la primera etapa servía a Guayaquil y Riobamba; actualmente concentra sus servicios en el área de Guayaquil.

EMELEC es de propiedad de un grupo de inversionistas cubanos residentes en los Estados Unidos. Originalmente perteneció a la Firma EBASCO SERVICES de Estados Unidos.

Su operación en Guayaquil se legalizó mediante un contrato-concesión otorgado por la Municipalidad, por un período de 50 años, que luego se prorrogó hasta 1985 mediante un contrato modificatorio celebrado con la entonces Junta Militar de Gobierno, el 26 de Marzo de 1966.

El servicio prestado durante el período de concesión ha sido considerado, en general satisfactorio. Los últimos años, debido a la proximidad de la caducidad de su contrato, EMELEC ha restringido sus inversiones, lo que ha incidido negativamente en la calidad del servicio eléctrico.

Varias de las cláusulas de los dos contratos, principalmente del último, otorgan condiciones especiales a la Empresa EMELEC, que han sido y son interpretadas de diferente manera por sectores de opinión del País. Tal vez lo más objetado de estas condiciones ha sido la facilidad que se da a la Empresa para conformar un "Fondo de Estabilidad" de utilidades, que le asegura la rentabilidad del 9,50/o anual sobre su capital en explotación, tal como lo establece el contrato.

Además, en el contrato ampliatorio suscrito por la Junta Militar, se otorga a la Empresa la concesión especial de que el Estado le reintegre el valor del Impuesto a la renta, con el fin de que se lo acredite a la cuenta de estabilización de utilidades. Tal situación se considera, en determinados círculos, como una medida necesaria para atraer el capital foráneo para que participe en un sector de fundamental importancia.

En cambio, otros sectores de opinión, principalmente el laboral, consideran que se han concedido privilegios ilegales que causan perjuicios económicos al País y a los trabajadores de EMELEC.

Este asunto requiere detenido estudio particularizado que conduzca a decisiones acertadas, puesto que el problema está íntimamente ligado al servicio de energía eléctrica a Guayaquil.

De las muchas variables que rodean al asunto, conviene el examen de los siguientes aspectos básicos:

- La propiedad de la Empresa ha sido transferida desde EBASCO SERVICES (una compañía privada norteamericana dedicada en forma permanente y preferencial a manejar y operar empresas de servicio público dentro de Estados Unidos y Latinoamérica) al actual propietario, una sociedad de inversionistas extranjeros.
- La mayor parte de las inversiones para atender el mercado eléctrico del área de Guayaquil, correspondientes a generación, las está haciendo el Estado a través de INECEL. En efecto, las centrales de Estero Salado 1, 2 y 3 de propiedad del Estado totalizan una potencia de 172.000 kW y tienen un costo de 3000 millones de sucres. Los activos totales de EMELEC en generación y distribución e instalaciones generales, tienen un valor, en libras, a Diciembre de 1977, de 1240 millones de sucres.
- Servicio eléctrico sin criterio de servicio social y de desarrollo económico regional.

Es justificable y explicable que una empresa privada persiga lucro; es su razón de existir. En el caso de una empresa privada de servicio eléctrico, este criterio se traduce en concentrar el servicio solamente en las zonas que ofrezcan mayor rentabilidad, dejando de lado a las áreas en las que el servicio eléctrico puede arrojar resultados directos negativos y solo beneficios indirectos

que no los percibe la empresa.

Así, EMELEC no ha tenido interés en ampliar el servicio eléctrico a las zonas rurales y a las zonas menos desarrolladas de la provincia del Guayas, limitándose a servir sólo a la ciudad de Guayaquil que, por su concentración ofrece características favorables de mercado, y aún dentro de la ciudad, se ha concentrado casi exclusivamente en la zona urbana, descuidando el servicio en las zonas suburbanas.

Una operación bajo estos criterios, obviamente favorece a la concentración excesiva en las grandes ciudades, perjudicando gravemente el desarrollo de las áreas rurales.

En el caso de la Provincia del Guayas, se ha llegado a la absurda situación de que una empresa con capitales extranjeros tiene la concesión de servicio en solamente el área más rentable de la provincia, y el Estado ha asumido el servicio en las zonas no rentables, para permitir el desarrollo económico de toda la región.

— Desperdicio y uso inadecuado de los recursos del País.

En razón de que el contrato de concesión le asegura a EMELEC una rentabilidad del 9,50% anual sobre sus activos, sin obligarla a que sus inversiones se mejoren, a la Empresa le da igual invertir o no en proyectos económicamente favorables para el País. Es así como las inversiones de EMELEC en generación se han dirigido exclusivamente a instalación térmica, de la cual el 70% corresponde a turbinas a gas, turbinas que representan la generación más antieconómica y para cuya operación el Estado tiene que destinar combustibles livianos con precios internacionales muy superiores al interno.

Es indudable que una empresa particular que cuenta con una rentabilidad asegurada sobre sus inversiones, buenas o malas, no puede tener interés en realizar proyectos con un plazo de amortización muy largo, ante la terminación cercana de su período de concesión.

La operación de las centrales de generación en todos los países obedece a un sistema óptimo que signifique la operación más económica.

Debido a la distorsión que representan los precios internos de combustibles, la operación óptima para una empresa difiere considerablemente de la óptima para el País. Esta situación y la existencia de una empresa privada de por medio, dificultan la operación óptima de la generación para la ciudad de Guayaquil y la Provincia del Guayas, e impiden la adopción de medidas económicas que faciliten el financiamiento de futuros proyectos hidroeléctricos, que son los que representan la solución adecuada para el Ecuador.

EMELEC utiliza sus propias unidades de generación, en su mayor parte de tipo liviano (turbinas de gas) que consumen diesel y kerosene, a precio de consumo interno, antes que adquirir energía de las centrales de INECEL que utilizan residuo (Bunker) de menor costo. Este hecho se deriva del precio de venta de INECEL, comparado con el costo de generación de EMELEC que recibe el subsidio en el combustible, de una parte y, de otra, de tener activos depreciados.

A fin de mantener el buen servicio eléctrico para Guayaquil, en el año 1980 se deberán negociar las condiciones entre EMELEC y el Estado para fijar el traspaso de los bienes y servicios de esta Empresa a un Sistema Regional con capitales estatales.

4.5. Reglamentación de la Organización y Funcionamiento de los Sistemas y Empresas de Distribución.

La distribución y comercialización de la energía estuvo originalmente en manos de los Municipios, que actuaban, en forma completamente aislada, con más de 100 Entidades de Servicio Eléctrico en 1961.

Con la creación de INECEL se dió paso a una gradual integración de los entes de Servicio Eléctrico, conformando entidades con áreas de servicio cada vez mayores, que debían llegar, de acuerdo con la Ley Básica de Electrificación, a la Integración Eléctrica Nacional.

Las Entidades de Servicio Eléctrico se conformaron bajo la figura jurídica de sociedades anónimas, reguladas por la Ley de Compañías.

En Septiembre de 1973 se publica la nueva Ley Básica de Electrificación que establece los siguientes principios para las Empresas de Servicio Eléctrico.

- a) Es atribución privativa del Estado la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, y es facultativo del Estado el otorgamiento de concesiones y permisos a Empresas de Servicio Eléctrico.
- b) Las Empresas Regionales que se constituyan para este fin, se sujetarán en su organización y funcionamiento al reglamento especial que expida el Directorio de INECEL.
- c) Es objetivo de la Ley la integración eléctrica, para cumplir con lo cual se autoriza a INECEL a adquirir las acciones que sean necesarias y hacer aportes de capital.

En 1978 se publica la Ley Orgánica de Administración Financiera que establece un sistema de control de las inversiones del Estado, incluidas las realizadas en las Empresas Eléctricas, y que conlleva la incorporación de regulaciones para su actividad, no contempladas en la Ley de Compañías.

En Agosto de 1979 se pone en vigencia la Nueva Constitución que define el ámbito de acción de los diferentes tipos de empresa.

Como consecuencia de todas estas medidas, y para fijar claramente el ámbito funcional y organizativo que corresponde a las Empresas Eléctricas, es necesario que el Directorio de INECEL, en uso de las atribuciones que le concede la Ley Básica de Electrificación, dicte el Reglamento Especial fijando el tipo de organización y funcionamiento que deberán adoptar los Sistemas Eléctricos de distribución y comercialización.

4.6. Regulación de la contratación de Servicios de Consultoría

En vista de la carencia de instrumentos legales que regulen adecuadamente la selección y contratación de servicios de consultoría, y del gran uso que de estos servicios deberá hacer INECEL, se deberá elaborar y emitir una reglamentación que las regule.

4.7. Conformación de la Empresa Nacional de Electrificación

Según lo indicado en el Capítulo 13, la Constitución de la República establece la conformación de Empresas Estatales para actividades como el servicio eléctrico. Es indispensable, entonces, estudiar y elaborar los proyectos de estatutos de esta futura empresa en la que deberá transformarse el actual Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

5. MEDIDAS DE ORDEN INTERNO

En el orden interno, constituye un imperativo el REGLAMENTAR y NORMALIZAR la organización y funcionamiento de TODO el Sector Eléctrico y la comercialización de la energía eléctrica.

Si bien en el numeral 2 de este Capítulo se han citado una serie de reglamentos, procedimientos y normas dictados hasta el presente, estos documentos no responden a un trabajo sistematizado que enfoque a todo el Sector Eléctrico ecuatoriano.

Se sugiere la preparación y la implementación de reglamentos, procedimientos y normas uniformes que posibiliten el desarrollo de una actividad eficiente, a fin de contar con información completa para tomar decisiones oportunas dirigidas al control requerido de todas las actividades del Sector Eléctrico.

Para el efecto, se recomienda emprender un programa específico de trabajo al que se le asigne alta prioridad y los mayores recursos humanos posibles, y que contemple:

- a) Revisión de toda la documentación existente
- b) Análisis y complementación de la organización propuesta en este Plan.
- c) Determinación de un sistema integrado de funcionamiento de INECEL y del Sector Eléctrico.
- d) Determinación y precodificación del conjunto de reglamentos y procedimientos.
- e) Determinación de las normas que se necesiten.
- f) Elaboración de reglamentos, procedimientos y normas.
- g) Adquisición de equipos para mecanización.
- h) Implementación del sistema.

El programa propuesto tendría una duración estimada de 2 a 3 años, y en todo caso se aspira a que, en el período 1980—1985, se llegue a contar con un Sistema Unificado de funcionamiento del Sector Eléctrico y Comercialización de la energía.

CAPITULO 15

INCIDENCIA SOCIO-ECONOMICA Y EVALUACION DE LA APLICACION DEL PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION

INTRODUCCION

1. Análisis de las Metas e incidencia socio-económica del Plan Maestro de Electrificación
 - 1.1. A Nivel Social
 - 1.2. A Nivel Económico
 - 1.3. A nivel del Medio Ambiente
 - 1.4. A nivel Administrativo o Institucional

2. Evaluación del Plan Maestro de Electrificación en función del Plan Nacional de Desarrollo.
 - 2.1. Objetivos y Metas del Plan Nacional de Desarrollo
 - 2.2. El Plan Maestro de Electrificación frente a los requerimientos del Plan Nacional de Desarrollo.
 - 2.3. Consideraciones finales.

CAPITULO 15

INCIDENCIA SOCIO-ECONOMICA Y EVALUACION DE LA APLICACION DEL PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION

INTRODUCCION

El presente Capítulo tiene por finalidad los efectos que se derivarán de la aplicación del Plan Maestro de Electrificación 1980—1985. El análisis es de carácter fundamentalmente cualitativo y se apoya en una base de datos estadísticos.

Por razones metodológicas, el análisis de la incidencia socio económica del Plan se ha hecho en forma sectorizada, incidencia en lo social, en lo económico, etc., lo cual no implica necesariamente que los aspectos que se analizan en un sector específico no tengan relación con los demás. A título de ejemplo, puede mencionarse el caso de la capacitación: desde el punto de vista de los aspectos sociales, esta acción es de gran importancia como desarrollo de recursos humanos; desde el punto de vista económico es igualmente importante como calificación de mano de obra y mejoramiento del factor trabajo, e igualmente interesa a los demás sectores analizados.

Por esta razón, es importante, para quien haga uso de este documento, que tome en cuenta, en todo momento, la interrelación existente entre los sectores, que como se mencionó anteriormente se han tratado en forma independiente, por fines metodológicos.

En lo que se refiere a la evaluación de la aplicación del Plan Maestro de Electrificación, ella hace referencia a la forma o medida en que éste contribuye al logro de los objetivos, metas, políticas y estrategias del Plan Nacional de Desarrollo.

1. ANALISIS DE LAS METAS E INCIDENCIA SOCIO-ECONOMICA DEL PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION

Con el cumplimiento de las metas del Plan Maestro de Electrificación, se espera responder a los requerimientos de energía eléctrica del País en el período 1980—1985, —tomando en cuenta la evolución natural de la demanda y las nuevas acciones que incidirán en esta evolución— así como iniciar las acciones necesarias para que, a Mediano y Largo Plazo, el servicio eléctrico se suministre en las mejores condiciones económicas, de calidad y cantidad, en función del desarrollo nacional.

En consecuencia, si los niveles más altos de decisión del Gobierno, otorgan el Sector

Eléctrico la prioridad debida, tal como se manifiesta en el Plan Nacional de Desarrollo 1980—1984, asignando los fondos que la ejecución del Plan Maestro de Electrificación demanda y facilitando administrativa, política, legal y económicamente su implementación, en el período analizado se podrán incorporar al servicio eléctrico 2.000.000 de habitantes, lo que representa aproximadamente 360.000 abonados adicionales, llegando, así, al 55% la población servida en 1985. Esto quiere decir que las metas del Plan superan el crecimiento demográfico del País, ya que en 1979, de un total de 8.078.000 habitantes, 3.271.590 contaban con el servicio eléctrico, lo que equivalía a un 40,5%; mientras que, para el año 1985, de una población total de aproximadamente 9.450.000 habitantes, 5.200.000 corresponderán a población servida, lo que equivale a un 55%. Igualmente, el Plan de Electrificación prevé la satisfacción de los requerimientos de energía eléctrica que demandan el sector industrial del País.

Este notable incremento en la oferta de energía eléctrica que se lograría con el cumplimiento de las metas del Plan Maestro de Electrificación, considera también importantes cambios cualitativos en los sistemas de generación hasta ahora utilizados, en los cuales la generación térmica a base de derivados del petróleo representa en la actualidad, el 67% de la generación total, fenómeno que resulta altamente oneroso para el País.

Por otra parte, es necesario mencionar la importancia que tiene para el País la implementación del Sistema Nacional Interconectado, ya que éste brinda un amplio margen de seguridad en la prestación del servicio, en el sentido de que si una central falla, otra dentro del sistema puede suplir la energía adicional que se requiere para compensar la falla.

Un análisis más pormenorizado de los efectos que en la realidad ecuatoriana tendrá la aplicación del Plan Maestro de Electrificación se hace en los apartes siguientes:

1.1. A Nivel Social

Los beneficios que recibirá el Ecuador como consecuencia de la ampliación del Plan Maestro de Electrificación, desde el punto de vista social, se derivan de los siguientes factores fundamentales.

1.1.1. Población servida

La construcción y puesta en marcha de nuevas estaciones de generación con una capacidad de 1000 MW; 1.400 km de líneas de transmisión; 1.800 km. de líneas de subtransmisión y redes de distribución, permitirá la incorporación de aproximadamente 250.000 nuevos abonados urbanos y 110.000 nuevos abonados rurales lo que significa una población servida de aproximadamente 5.200.000 habitantes en 1985, es decir el 55% de la población en dicho año.

Es importante señalar que este 55% de población servida, no hace referencia exclusivamente a la población concentrada en las principales ciudades, ya que el Plan Maestro de Electrificación contempla una distribución especial más uniforme y de mayor alcance, al plantear la necesidad de que el servicio eléctrico llegue a todos los centros poblados de más de 500 habitantes. Esta ampliación cada vez mayor del servicio, en términos sociales, se ve favorecida por la aplicación de una estructura tarifaria justa, que permitirá el

acceso al servicio de las clases populares, y además permitirá generar excedentes para la expansión del Sector Eléctrico.

La ampliación de la oferta de energía eléctrica como consecuencia de la aplicación del Plan, puede apreciarse en los cuadros No. 15.1 y 15.2, que hacen referencia a la población adicional servida. En ellos puede apreciarse que de la población total, en 1985, se estará beneficiando un 22% más de la que tendría acceso al servicio, si la expansión de éste conservara su tendencia natural, lo cual significa un incremento del 64% sobre la población servida actual.

Es necesario anotar que, a más de las cifras que constan en los cuadros mencionados, existe un número adicional de varios miles de abonados que se beneficiarán con los programas de electrificación de Galápagos y el Oriente Ecuatoriano.

Cuadro 15-1

INCREMENTO DE LA POBLACION SERVIDA EN EL PERIODO 1979-1985
SEGUN SISTEMAS REGIONALES (*)

Sistema	Población servida 1979		Población servida 1985		Incremento Pobl. serv.
	número	o/o(**)	número	o/o(**)	
Norte	172.210	38.5	248.011	49.1	75.801
Pichincha	866.633	66.7	1283.833	76.0	417.200
Centro Norte	333.249	29.4	530.149	42.3	196.900
Centro Sur	216.415	36.6	332.116	49.4	115.701
Sur	84.183	18.6	169.584	31.9	85.400
Esmeraldas	56.701	21.3	116.401	33.9	59.700
Manabí	214.981	23.0	472.581	43.0	257.600
Guayas					
Los Ríos	1150.264	47.2	1897.663	61.2	747.399
El Oro	115.833	33.8	206.032	46.3	90.199
TOTAL	3210.469	40.5	5256.370	54.6	2045.900

(*) El área geográfica de cada Sistema figura en el Capítulo 11 pág. 8

(**) En relación con la población total de cada Sistema.

INCREMENTO DE POBLACION URBANA Y RURAL SERVIDA EN 1985 CON LA
APLICACION DEL PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION

Sistema Programa	Población Total	Incremento de Población Servida					
		urbana	o/o(*)	rural	o/o(*)	Total	o/o(**)
Norte	505.113	34.560	47	38.814	53	73.374	15
Pichincha	1689.254	317.700	69	140.850	31	458.550	27
Centro							
Norte	1253.307	83.190	37	141.312	63	224.502	18
Centro—							
Sur	672.299	87.240	64	49.242	36	136.482	20
Sur	531.610	31.320	51	30.438	49	61.758	12
Esmeraldas	343.365	38.070	73	13.902	27	51.972	15
Manabí	1099.026	190.800	78	53.076	22	243.876	22
Guayas—							
Los Ríos	3100.758	600.120	82	129.012	18	729.132	24
El Oro	444.994	71.220	57	52.872	43	124.092	28
TOTAL	9639.726	1454.220	69	649.518	31	2103.738	22

(*) Con respecto al incremento de la población servida

(**) Con respecto a la población total

1.1.2. Beneficios directos

La ejecución del Programa de Electrificación Rural tiene como principal finalidad social la elevación del nivel de vida de la población rural y contribuir a la orientación adecuada de las corrientes migratorias.

La elevación de la calidad de vida se da, no sólo por el acceso que el habitante rural tendrá al servicio, sino porque aquél se beneficiará de otros efectos directos e indirectos de la prestación de éste, como el aumento de la productividad en actividades agropecuarias por mejora en los sistemas existentes y no, necesariamente, por la incorporación de tecnología que desplaza mano de obra; diversificación de tales sistemas; generación de empleo; surgimiento de nuevos servicios, etc. Estos otros servicios pueden referirse fundamentalmente a:

- a) El ahorro neto de los consumidores domésticos y comerciales derivado de la sustitución de sus actuales fuentes energéticas (velas, kerosene, pilas, etc.), por energía eléctrica de costo inferior.
- b) Beneficios por la prestación del servicio de energía eléctrica a las escuelas y servicios de salud, mejorando su calidad y, por ende, elevación de las condiciones generales de vida de la población.

- c) Beneficios por el aumento de los ingresos del campesino medio al incorporar, mediante el uso de la energía eléctrica, mejoras en sus sistemas productivos.
- d) Beneficios netos por redistribución del ingreso, que comprende una imputación de los beneficios atribuidos a un subproyecto, por el impacto que genera la energía eléctrica en las condiciones de vida de los grupos más pobres, mediante la reorientación de las cargas impositivas del servicio.
- e) Mediante la construcción de varias centrales pequeñas de generación hidráulica, de líneas de transmisión y subtransmisión a 138 y 69 kV y redes de distribución para servir a varios miles de abonados, se incorporará al desarrollo del País a un importante número de habitantes del Oriente Ecuatoriano. El servicio también se extenderá para el territorio insular y se prestará a través de centrales térmicas.

1.1.3. Efectos mutiplicadores.

Debe tomarse en cuenta, también, el gran multiplicador social que tiene el Plan Maestro de Electrificación a través de un sinnúmero de actividades (agro-industriales, servicios y otros) que se estimulan, tanto por el mejoramiento de las existentes como por el surgimiento de otras nuevas, lo cual será posible gracias, entre otros factores, al incremento y mejora de la oferta de energía eléctrica.

1.2. A Nivel Económico

En lo que se refiere a los beneficios de tipo económico o incidencia del Plan Maestro de Electrificación en dichos aspectos, pueden mencionarse fundamentalmente los siguientes:

1.2.1. Al sector industrial en general.

Con la cabal ejecución del Plan Maestro de Electrificación se logrará satisfacer los requerimientos de energía eléctrica que el sector industrial demande para su desarrollo, disminuyendo la proporción de auto-producción que actualmente asciende al 250/o en dicho sector (se estima que para el año 2000 debe haber disminuido al 50/o). Este aspecto es de gran relevancia, si se toma en cuenta la importancia cada vez mayor que tomará el sector manufacturero en la economía del País y en su desarrollo general, toda vez que es la política del actual Gobierno superar la dependencia externa de la economía, mediante la transformación del modelo agrominero exportador, incrementando la sustitución de importaciones y la diversificación de las exportaciones, proceso en el cual juega un rol preponderante el sector industrial.

1.2.2. A la industria de bienes para la electrificación.

La ejecución del Plan Maestro de Electrificación tendrá un impacto importante en el proceso de diversificación de la producción industrial, ya que contempla el fomento de la fabricación de materiales y equipos na-

cionales que requiere la electrificación, así como la participación del sector privado en los estudios, construcción y mantenimiento de las obras e instalaciones del Sector Eléctrico.

Uno de los aspectos concretos que a este respecto contempla el Plan es, por ejemplo, la promoción de un programa piloto de industrialización y uso de calentadores solares para uso doméstico, que cubrirán parte de los requerimientos de energía, aprovechando, de manera óptima, las fuentes naturales de energía eléctrica de que dispone el País.

1.2.3. Al sector agrario.

Al considerar el Plan Maestro de Electrificación, proyectos de propósitos múltiples incorporándoles al Sistema Nacional Interconectado para contribuir a crear la infraestructura que requieren los planes de desarrollo agrícola, y agroindustrial en las diferentes zonas del País, hace una importante contribución a la política nacional de efectuar eficientemente, la asignación y aplicación de recursos de todo tipo, por el aumento del los multiplicadores del servicio al atender el Plan, a través de un mismo sistema, diferentes tipos de actividades económicas.

1.2.4. Al sector energético.

Siendo el petróleo un sector estratégico en el desarrollo del País, es de vital importancia tomar en cuenta que si subsisten las actuales pautas de consumo interno, en el transcurso de unos pocos años el Ecuador pasará a ser importador de dicho producto.

Las disponibilidades actuales de generación eléctrica (a Diciembre de 1979) alcanzan un total instalado de 855,7 MW, de los cuales 213,7 MW (25%) corresponden a generación hidroeléctrica y la diferencia, 642 MW (75%), son de generación termoeléctrica. Estas cifras permiten apreciar que, actualmente, se utilizan grandes cantidades de recursos hidrocarbúricos para cubrir las necesidades eléctricas nacionales, consumo de petróleo que asciende, en la actualidad, a un promedio de 7.000 barriles diarios, y probablemente se duplicará hasta 1982. A partir de esta fecha, con la ejecución del Plan, el consumo de petróleo para generación eléctrica comenzará a decrecer —con la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Paute I Fases A y B—, hasta llegar al punto en que todo el equipamiento eléctrico nacional corresponda a centrales hidroeléctricas. Esto permitirá dar una solución a las necesidades eléctricas del País a largo plazo, por ser los recursos hidráulicos de carácter renovable, y posibilitará un tratamiento especial, en otros sectores, a la producción y consumo de petróleo. De lo contrario, tal como se menciona en el Capítulo 14, si no se adoptan medidas radicales que permitan el financiamiento y la ejecución de los proyectos hidroeléctricos que requieren grandes inversiones iniciales y si no se pudiese completar ninguna nueva central hidroeléctrica hasta el año 1985, el consumo de combustible para generación eléctrica sería de 5,7 millones de barriles anuales, promedio, y en el período 1985—1990 la cifra llegaría a 11 millones de barriles, con el costo que esto significa para el País.

1.2.5. Incidencia específica de la Electrificación Rural.

En lo que se refiere al Programa de Electrificación Rural, pueden mencionarse los siguientes aspectos de su incidencia a nivel económico:

a. Beneficio agroindustrial: comprende los ahorros por sustitución de fuentes tradicionales de energía en las actividades agroindustriales. Por ejemplo, la sustitución de energía para operar motores que utilizan combustible, por energía eléctrica, representa un considerable ahorro económico en la actividad agroindustrial e importantes aumentos en la producción y productividad.

b. La inclusión de los aspectos que hacen referencia a la generación de energía eléctrica dentro de los programas de desarrollo rural integral y otros que afectan al mismo medio (agroindustriales, pecuarios, etc.), facilitará no sólo el mejoramiento de las actividades existentes sino el surgimiento de nuevas actividades productivas, con beneficio, no sólo para el habitante rural, sino para el País en general, ya que esto incide directamente en el aumento y mejora de la oferta de alimentos, materias primas, divisas provenientes del sector primario y otros rubros.

c. Beneficios indirectos del sector privado comercial, obtenidos por la venta de elementos requeridos por los usuarios rurales de servicio eléctrico. Estos elementos se refieren, a más de los que se relacionan directamente con la instalación de los sistemas domésticos, al aumento del uso de aparatos y bienes que funcionan con energía eléctrica.

1.2.6. Incidencia del precio de la energía eléctrica en la economía de los consumidores.

Si bien este aspecto se trata con detalle en el Capítulo 12 del presente Plan; por interesar en alto grado al analizar la incidencia económica del Plan Maestro de Electrificación, se hará referencia a algunos aspectos relacionados con este tema. Mayores detalles, se dan en el mencionado Capítulo 12.

Cuadro 15 - 3

INCIDENCIA DEL COSTO DE ENERGIA EN EL COSTO DE LAS RAMAS PRINCIPALES INDUSTRIALES (*)

Actividad Productiva	Incidencia (o/o) (**)
Productos alimenticios y de vestuario	menor que 1
Productos químicos y farmacéuticos	0,8
Metalurgia	1,7
Construcción de maquinaria	1,24
Material eléctrico y de comunicaciones	1,0

(*) Fuente: PME Cap. 12

(**) Incidencia del precio de la energía eléctrica en el costo de elaboración de los productos mencionados.

Como se puede apreciar en el cuadro No. 15.3, la incidencia del precio de la energía eléctrica en la producción de algunos bienes es bastante baja, afectando muy poco, por consiguiente, a los factores que condicionan la rentabilidad de dichos productos.

En lo que se refiere al sector residencial, los cálculos efectuados para la población comprendida en rangos de bajos ingresos (considerando un salario mínimo de S/. 2.000,00 mensuales) y de acuerdo con las cifras promedio de consumo (ver Cap.12), se ha establecido que la incidencia del consumo de la energía sería del 2,62% por año. Esto establece que los patrones de ahorro e inversión del consumidor medio —si se toma en cuenta que la incidencia también es baja en la economía de la población de ingresos superiores— se ven poco afectados por el consumo eléctrico, lo cual repercute positivamente en la economía del País.

1.2.7. Generación de empleo.

Si bien, en términos relativos, el empleo directo generado por el Sector Eléctrico es bajo en relación, por ejemplo, con la población económicamente activa del País o con la población efectivamente ocupada, es significativo resaltar que el Plan Maestro de Electrificación contempla un incremento del empleo directo de 12.105 personas en 1979 a 20.710 en 1985, lo cual incide directamente en el bienestar socioeconómico de más de 20.000 familias ecuatorianas.

Del empleo directo generado se benefician diversos sectores productivos, pues, como se puede observar en el cuadro de la pág. 21 del Cap. 13, de 20.710 puestos de trabajo, el 13% corresponde a INECEL, el 41% a las Empresas Eléctricas y el 46% a Empresas privadas. De la misma manera, se benefician diferentes niveles de categorías y tipo de ocupación, ya que, de los mencionados puestos de trabajo, el 1,6% corresponde a la categoría de directivos, 8,3% a profesionales, 4,4% a técnicos, 17,8% a personal administrativo y 67,9% a obreros. Son pues los estratos medios y bajos de la población, los más beneficiados.

Por otra parte, la construcción y operación de los proyectos del Plan Maestro de Electrificación, incidirá directamente en la creación de numerosas actividades terciarias destinadas a servir a dichos proyectos en sus diferentes fases de ejecución y operación (restaurantes, comercio, lugares de recreación, etc.), incorporando, de esta manera, al trabajo, a una proporción significativa de la población.

No obstante si se toma en cuenta el empleo indirecto que la ejecución del Plan Maestro de Electrificación ocasionará en todas las ramas de la actividad económica del País y en el sector servicio, es claro que el impacto del Plan es de proporciones muy significativas en este sentido, ya que su aplicación estimulará actividades económicas que producen bienes utilizados como insumos para la generación eléctrica (madera, cemento, cerámica, etc.), así como actividades existentes que se beneficiarán de la mayor oferta de servicio eléctrico y las nuevas que surgirán como consecuencia de la disponibilidad adicional de este importante insumo.

Finalmente es necesario resaltar que la aplicación del Plan tendrá, igual-

mente, repercusiones indirectas en el nivel del empleo y en la capacidad productiva del País; esto significa un fuerte y positivo impacto en el desarrollo integral del Ecuador, no sólo en consideración al aumento en el valor de algunos indicadores (empleo, productividad, ingresos, etc.) , sino por la incidencia socioeconómica que tiene el Plan Eléctrico al evitar, en buena parte, el desperdicio y uso inadecuado de los recursos del País, aspecto éste que se verá más detenidamente en el aparte siguiente.

1.3. A Nivel del medio ambiente

La aplicación del Plan Maestro de Electrificación tendrá importantes repercusiones a nivel del medio ambiente natural, principalmente en lo que se refiere al uso, desarrollo y conservación de los recursos naturales. Entre los principales aspectos que tiene la incidencia del Plan en el medio ambiente, pueden mencionarse los siguientes:

1.3.1 Utilización de Recursos renovables.

Con la aplicación del Plan, se logrará sustituir completamente el uso del petróleo en generación eléctrica, ya que, para 1985, el 80% de la generación será hidroeléctrica y el restante 20% térmica, pero utilizando casi exclusivamente centrales a vapor. Esto posibilitará un uso más adecuado de este importante recurso que, siendo clave y estratégico dentro de la economía nacional, es de carácter no renovable. Otras consideraciones sobre la sustitución del petróleo en la generación eléctrica y sus consecuencias beneficiosas para el País, se hace en los numerales 1.2 y 2 de este Capítulo.

1.3.2. Preservación recursos forestales

En la actualidad, el 14% del consumo total de energía corresponde a la utilización de la leña. En términos porcentuales, la cifra no es aparentemente muy significativa, pero si se toman en cuenta las implicaciones que este fenómeno, en lo que se refiere al uso indiscriminado e irracional del recurso forestal acarrea al medio ambiente (erosión, desertificación, desaparecimiento de fuentes de agua, etc.), queda claro que la situación es crítica. Es importante anotar, que, en el medio rural ecuatoriano, la fuente energética más importante para la producción de calor es la leña.

Como consecuencia, la ejecución del Plan Maestro de Electrificación y, fundamentalmente, del Programa de Electrificación Rural, traerá como efecto importante la racionalización en el uso del recurso forestal, aspecto que forma parte de las políticas del actual Gobierno. Desde luego que la sola iniciación de los programas previstos en el Plan no bastará para reducir el consumo actual de madera, siendo necesaria la aplicación de medidas efectivas de control forestal junto con actividades de promoción, principalmente en el medio rural, destinadas a modificar los patrones tradicionales de uso de energéticos.

1.3.3. Saneamiento ambiental.

Un fenómeno que ha incidido negativamente en el medio ambiente es la eliminación de desechos, lo cual afecta al saneamiento ambiental huma-

no, animal, y vegetal, elimina diversas formas de vida, altera el equilibrio ecológico y tiene otras numerosas consecuencias nocivas.

Frente a esta situación, el Plan de Electrificación contempla la utilización de la basura como recurso energético; no obstante, este proceso se dará a un plazo más largo debido a que los sistemas de utilización de este material aún se encuentran en experimentación, no habiéndose resuelto todavía todos los problemas que plantea, entre los cuales existe el de la contaminación que el tratamiento de la basura genera.

Sin embargo, lo que se refiere a la utilización de residuos orgánicos humanos, animales y vegetales —que en parte han sido utilizados tradicionalmente como abonos, pero que también han sido causa del apareamiento de focos infecciosos, tanto en el medio urbano como rural— es susceptible de aprovechamiento inmediato como fuente energética. Estos aspectos, contemplados en el Plan, tienen un importante y beneficioso impacto en el medio ambiente, principalmente en las áreas rurales.

1.3.4. Preservación del Ecosistema y uso de fuentes no convencionales.

La investigación, estudio, fomento y desarrollo de fuentes no convencionales de energía en el País, tales como radioactividad, geotermia, energía solar, eólica, mareomotriz y bio gas, llevará a un uso más adecuado, racional y económico de los innumerables recursos naturales con que cuenta el Ecuador. Esto traerá como consecuencia la preservación de recursos no renovables y su utilización en usos más específicos y adecuados; la recuperación y utilización racional de los recursos renovables; la incorporación a la estructura socioeconómica del País de recursos ociosos; la preservación de importantes ecosistemas que están deteriorándose como consecuencia de su explotación irracional para fines que, en algunos casos, la aplicación del Plan Maestro de Electrificación planteará alternativas más rentables y menos perjudiciales.

1.3.5. Conocimiento de recursos para planear acciones acertadas.

El Plan Maestro de Electrificación contempla la complementación del inventario nacional de los recursos hidroeléctricos hasta cubrir el 80% del potencial total, dentro del período considerado, y efectuar el inventario de los recursos geotérmicos.

El cumplimiento de esta meta reportará grandes beneficios, pues permitirá, por una parte, planificar la utilización de recursos ociosos para fines de generación eléctrica, y para otros usos, también, de gran importancia social y económica, tales como: agua potable, riego, desarrollo agropecuario y silvícola turismo y pesca. Por otra parte, permitirá, mediante el conocimiento de los recursos naturales del País, complementado con las investigaciones de otras instituciones, considerar las variables ecológicas y ambientales en la planificación y ejecución de los diferentes programas y proyectos nacionales, aspecto éste que ha sido tradicionalmente subestimado con graves consecuencias: deterioro de ecosistemas, desequilibrios externos de unidades industriales, contaminación, polución y otras.

1.4. A Nivel Administrativo e Institucional.

La aplicación del Plan Maestro de Electrificación tiene una incidencia directa en la estructura administrativa-institucional del País ya que, además de las reformas propias del Sector Eléctrico, implica la creación de una serie de mecanismos de coordinación y control con otras entidades del Estado. Como se mencionó en Capítulos anteriores, el monto de las inversiones en el período 1980—1985 para el Sector Eléctrico, triplica a las efectuadas en el período 1975—1980, resultando evidente que, para poder afrontar con éxito el programa propuesto, se requiere emprender aceleradamente un proceso de desarrollo institucional y de recursos humanos del Sector Eléctrico. Entre los principales aspectos que abarca la incidencia a nivel administrativo e institucional, pueden mencionarse los siguientes:

1.4.1 Eficiencia técnica y administrativa.

La regulación y normalización de las actividades de Distribución y Comercialización, unificando las diferentes labores, sistemas y procedimientos (distribución, comercialización, tarifas, capacitación, control, etc.) a nivel de todo el sistema eléctrico nacional, redundará en un servicio más eficiente técnica, económica, y administrativamente.

Para el efecto, el Plan Maestro de Electrificación, en su Capítulo 13, contiene una propuesta detallada de Desarrollo Institucional, con cuya aplicación se lograrán los fines mencionados en el párrafo precedente.

1.4.2. Coordinación y control sobre el sector energético.

El Plan Maestro de Electrificación es un importante insumo para enriquecer y facilitar el proceso de organización energética en que está empeñado el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos y del Instituto Nacional de Energía, de reciente creación. Este hecho permitirá definir los objetivos, metas, políticas y estrategias globales de todos los sectores energéticos del País; planificar, ejecutar, coordinar y controlar la acción de las entidades nacionales que se hallan involucradas en el proceso, tales como INECEL, CEPE, la Dirección de Geología y Minas y otras, y realizar todas las acciones del sector dentro de una política planificada y uniforme, interrelacionada con todas las otras ramas del acontecer nacional.

1.4.3. La organización y la estabilidad.

Un factor que ha obstaculizado la buena marcha del sistema eléctrico nacional ha sido la inestabilidad institucional. Tal como se menciona en el Capítulo 4 del Plan, en el período 1966—1978 se han sucedido cinco Gobiernos, trece Ministros de Recursos Naturales y Energéticos y siete Gerentes de INECEL. En cada caso, se han dado los correspondientes cambios de enfoques, políticas y reorganizaciones a veces injustificados.

Todos estos fenómenos han sido causa de que los planes no hayan sido aplicados íntegramente, de que no exista una garantía institucional y legal de la continuidad en el proceso de prestación de servicio eléctrico para el País y de la inestabilidad que esto ocasiona al Sector.

Se hace imperativa, entonces, la creación de un marco jurídico, administrativo e institucional, claro y definido, que garantice la ejecución de planes, programas y proyectos —cuya factibilidad y conveniencia ya ha sido demostrada—, aun a través de las sucesiones de Gobiernos, que se puedan dar durante los períodos de planificación considerados, sin que esto implique, desde luego, que no se lleven continuamente a cabo las labores de control, evaluación y reajuste del Plan, de sus programas y proyectos.

En relación con las consideraciones anteriores, el Plan contempla la necesidad de crear las leyes y reglamentos que garanticen la estabilidad del Sector Eléctrico. Entre otras, se sugieren las siguientes:

- a. Regulación Nacional para la Generación de Energía Eléctrica.
- b. Regulación Nacional de Tarifas.
- c. Regulación de la Estandarización de Equipos.
- d. Regulación de la Capacitación de Personal de la Industria Eléctrica.

En términos generales es fácil apreciar que la aplicación del Plan Maestro de Electrificación tiene una incidencia muy importante en todos los aspectos del acontecer nacional, tanto desde el punto de vista del bienestar social, como del de la producción y la acción del Estado, siendo, por lo tanto, un elemento clave y estratégico dentro del proceso global de desarrollo del País.

2. EVALUACION DEL PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION EN FUNCION DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO.

En el presente numeral se establece la contribución que ofrece el Plan Maestro de Electrificación para el logro de los objetivos y metas del Plan Nacional de Desarrollo, formulado por el Consejo Nacional de Desarrollo (CONADE).(*)

2.1. Objetivos y Metas del Plan Nacional de Desarrollo.

Los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo son lograr el afianzamiento del sistema democrático, el desarrollo económico y la justicia social. Para la consecución de dichos objetivos, el Plan Nacional establece la necesidad de cumplir las siguientes metas macroeconómicas:

- a. Un crecimiento del producto interno bruto del 6,50/o, que elevará el producto percapita de US\$ 1.114 correspondiente a 1978, a US\$ 1.312 en 1984.
- b. Un monto total de inversiones (privadas y públicas) de 376.238 millones sures. Aquellas crecerán un promedio anual del 6,80/o y su coeficiente, con relación al P.I.B., pasará del 26,90/o en los años 1976—1980 a un 27,1 en el período del Plan.
- c. Crear 489.000 empleos y elevar la productividad media en 2,60/o anual.
- d. Aumentar la participación de las remuneraciones de los trabajadores en el ingreso nacional, del 370/o correspondiente a 1978 a un 400/o en 1984, y, así, mejorar la distribución del ingreso.

(*) Los aspectos referentes a la evaluación interna del Plan Maestro de Electrificación, pueden consultarse en los Capítulos 6, 11 y 14 de este Tomo.

- e. Generar un ahorro nacional de 323.143 millones de sucres para financiar la inversión programada.
- f. Exportar 13.948 millones de dólares en el quinquenio, lo que representa elevar la tasa de crecimiento de las exportaciones del 1,50/o correspondiente a los últimos tres años, al 4,20/o.

Con el cumplimiento de dichas metas, el desarrollo del Ecuador recibirá un importante impulso durante el período considerado. El comportamiento previsto del PIB y de las exportaciones (cuadros 15.4 y 15.5) son un claro indicador del notable aumento que se deberá imprimir en la dinámica de las actividades productivas, dentro de una política que compromete a todos los sectores nacionales y que implica un serio esfuerzo para el Plan; viéndolo solamente desde el punto de vista financiero (cuadro 15.6), es evidente que el cumplimiento de los programas sectoriales dependen de que el Plan tenga un alto nivel de autofinanciamiento (*) disminuyendo, así, sus costos sociales y el grado de dependencia externa del desarrollo ecuatoriano.

Dentro de este panorama, es esencial que los servicios de apoyo a la producción cumplan con el rol que les es dado en el proceso, logrando una oferta que corresponda, cuantitativamente y cualitativamente, a los nuevos requerimientos que surgirán de la aplicación del Plan Nacional; de lo contrario la carencia o deficiencia de aquéllos se constituirá en un factor altamente obstaculizador del desarrollo del País.

El Sistema Eléctrico Nacional juega un papel preponderante en la implementación de las estrategias y el logro de las metas del Plan Nacional; es, por esto, que dicho sistema deberá responder en forma adecuada a la demanda adicional que se generará, para lo cual es necesario que se realice la cabal ejecución del Plan Maestro de Electrificación.

2.2. El Plan Maestro de Electrificación frente a los requerimientos del Plan Nacional de Desarrollo.

Como se mencionó anteriormente, la aplicación del Plan Nacional de Desarrollo hará surgir nuevas actividades que, conjuntamente con la dinámica y tendencia actual del País, demandarán proporciones adicionales de servicio eléctrico. Por ello, el Programa de Electrificación del Plan Nacional propone incorporar, en el quinquenio, 1.000 MW; atender al incremento anual de la demanda; ahorrar anualmente 5.9 millones de barriles derivados del petróleo, y beneficiar con el servicio eléctrico a 700.000 habitantes rurales.

(*) El autofinanciamiento del Plan, depende de la política económica del Estado y de los mecanismos que éste defina para su explicación; se trata fundamentalmente de canalizar una proporción de los excedentes generados por los programas y proyectos productivos, tanto para la expansión de los sectores a que pertenecen aquellos, como para el financiamiento de actividades que, por cuyo contenido y orientación (proyectos sociales, del medio ambiente, etc.) no tienen capacidad de generación de excedentes económicos, o de autofinanciamiento.

PROYECCIONES TOTALES DEL PIB NACIONAL Y DE LOS SECTORES
(millones de sucres 1979)

Año	PIB Sector	PIB PC(*)	Agropecuario	Minas y Canteras	Manufactura	Energía	Construcción	Comercio	Transporte	Gobierno	Servicios
1979		229.280	42.567	35.571	38.500	2.232	13.753	28.733	10.680	16.458	40.786
1984		313.483	54.530	37.124	59.237	4.207	22.029	39.198	15.901	20.845	60.412
Tasa de Cre- cimiento79/84		6.5	5.1	0.9	9.0	13.0	9.9	6.4	8.3	4.8	8.2
ESTRUCTURA PORCENTUAL											
1979		100.0	18.6	15.5	16.8	1.0	6.6	12.4	4.7	7.2	17.8
1984		100.0	17.5	11.8	18.9	1.3	7.0	12.6	5.1	6.5	19.3
Promedio 79/84		100.0	18.0	13.7	17.9	1.2	6.6	12.5	4.9	6.9	18.3

FUENTE: CONADE. Resumen del Plan Nacional de Desarrollo.
(*) A precios de comprador

Cuadro No. 15-5

PROYECCION DE LAS EXPORTACIONES DEL ECUADOR 1980 - 1984
(millones de sucres corrientes)

Año \ Productos	Plátano y Banano	Café	Cacao	Sub-Total	Petróleo	Productos Industrializados.	Otros Bienes	Servicios	Total Anual
1980	6202.5	6300.0	8185.0	20687.5	37702.5	8772.5	612.5	6352.5	74127.5
1984	9395.0	13217.5	16447.5	39060.0	55592.5	26037.5	1095.0	15650.0	137435.0
ESTRUCTRA PORCENTUAL									
1980	8.4	8.5	11.0	27.9	50.9	11.8	0.8	8.6	100.0
1984	6.8	9.6	12.0	28.4	40.5	18.9	0.8	14.4	100.0

FUENTE: CONADE. Resumen del Plan Nacional de Desarrollo

INVERSIONES EN PROYECTOS NACIONALES FUNDAMENTALES PARA EL QUINQUENIO 1980-1984
(millones de sucres de 1979)

Sector Año	Desarrollo Rural	Mejoramiento Social	Energía	Infraestructura	Manufactura
1980	1937.9	4716.3	6988.6	563.3	908.5
1984	4838.6	11600.4	8532.8	5129.8	1653.1
TOTAL (*)	19859.9	41900.1	39273.1	13973.4	8046.2

FUENTE: CONADE. Resumen del Plan Nacional de Desarrollo

(*) Incluye las inversiones de los años 1981, 1982 y 1983, que constan en este cuadro.

DISTRIBUCION DE LA POTENCIA QUE SE INSTALARA EN EL QUINQUENIO

Central	Año	MW
Térmica a Gas Quito	1980	60.0
Térmica a Vapor Estero Salado No. 3	1980	73.0
Térmica Vapor Esmeraldas	1981	125.0
Térmicas Menores	1980-84	160.8
Hidroeléctricas Menores	1980-84	33.1
Hidroeléctrica Paute I, Fase A	1982	300.0
Hidroeléctrica Paute I, Fase B	1983	200.0
Hidroeléctrica Agoyán	1985	150.0
TOTAL		1101.9

Como consecuencia de la aplicación de los mencionados programas, la generación de energía del Sector Eléctrico para 1985, tomando en cuenta el Sistema Nacional Interconectado y los Sistemas Regionales, ascenderá a 5.309 GWh; a esto hay que añadir los resultados del Programa de Obras Oriente y Galápagos, que considera las siguientes metas: generación, 8.000 kW; transformación, 10.000 kVA; transmisión a 69 kV, 300 km.; transmisión a 13,8 kV, 400 km. Se beneficiará a varios miles de abonados, en esas regiones.

El Plan Maestro de Electrificación, a más de responder en forma cuantitativa a los requerimientos del Plan Nacional de Desarrollo, da una importante contribución para el logro de las metas y la implementación de las estrategias de éste, tal como se ve, a continuación, en los aspectos más relevantes:

2.2.1. Desconcentración espacial y social del desarrollo económico mediante la articulación del sistema eléctrico nacional a través del Sistema Nacional Interconectado, los Sistemas Regionales y el Programa de Electrificación Rural. De esta manera, el Sector prestará servicio a todas las poblaciones de más de 500 habitantes y a aquéllas que, siendo menores, se encuentran al paso de las líneas. Igualmente, la estructura de una política tarifaria justa permitirá el acceso cada vez más generalizado al servicio de la población de bajos ingresos.

El aumento cuantitativo y cualitativo del servicio eléctrico, llevándolo a todas las regiones del País, contribuye notablemente al logro de otras importantes metas, políticas y estrategias del Plan Nacional de Desarrollo, entre las cuales se pueden mencionar las siguientes:

- a. Aumento de las ventajas comparativas en diferentes centros del País, favoreciendo el proceso de descentralización industrial, articulación espacial y desarrollo regional.
- b. Dotación de infraestructura básica para el desarrollo urbano, reorientando el proceso concentrador de Quito y Guayaquil.
- c. Dotación de infraestructura básica para la política de Desarrollo Rural Integral.

2.2.2. Con la complementación del inventario de los recursos hidroeléctricos y la realización del inventario de los recursos geotérmicos, así como con el Programa de Electrificación Rural, se está coadyuvando con la política del sector público de orientar las inversiones en infraestructura, a fin de elevar la capacidad productiva del País, dando prioridad a las que beneficien al sector agropecuario y favorezcan el mejor aprovechamiento de los recursos naturales.

De significativa importancia para la realización de esta política, con importantes repercusiones nacionales es la gradual sustitución de productos hidrocarburíferos para la generación eléctrica, mediante la implementación de los programas de proyectos hidroeléctricos contemplados en el Plan Maestro de Electrificación.

2.2.3. Una meta estratégica del Plan Nacional de Desarrollo, pues de ésta depende fundamentalmente el cumplimiento del mismo, es la de generar un ahorro nacional de 423. 143 millones de sucres para financiar la inversión programada. La aplicación del Plan Maestro de Electrificación tendrá un aporte particularmente significativo para el cumplimiento de esta importante meta, fundamentalmente a través de los siguientes mecanismos, descritos con más detalle en los Caps. 11, 12 y 14, de este Tomo.

a. Definición de una adecuada política tarifaria para lograr, por un lado, un alcance mayor de servicio en términos sociales y económicos y, por otro, para financiar, en parte, la propia expansión del Sector Eléctrico (Cap. 12, Tomo I).

b. Eliminación del subsidio a los combustibles del Sector Eléctrico (Cap. 12 Tomo I).

c. Ahorro de la utilización de derivados del petróleo para fines de generación eléctrica.

d. Beneficios netos del Ecuador: comprenden los tributos directos e indirectos percibidos en la venta de elementos necesarios para los beneficiarios de la electrificación rural, más los subsidios que deja de pagar a los combustibles sustituidos por la energía eléctrica, y, menos los tributos dejados de percibir por la discriminación en los consumos energéticos actuales. El cálculo efectuado al respecto (Cap. 11, Tomo I) ha permitido determinar que, por cada sucre que gasta el usuario doméstico, comercial y agroindustrial en electrodomésticos, materiales eléctricos y motores eléctricos, el Gobierno recibe, en promedio, por concepto de impuestos, la cantidad de 0,28 sucres.

2.2.4. La aplicación del Plan Maestro de Electrificación, por el tipo de medidas que contempla en lo que se refiere, entre otras cosas, a políticas tarifarias, financiamiento, desarrollo institucional y, por su orientación general, estará contribuyendo exitosamente a la Política y Programa del Sector Público, donde se plantea la consolidación de las empresas públicas, principalmente de CEPE e INECEL, como un paso necesario para la integración del sector estatal de la economía, previsto en la Constitución de la República.

2.2.5. Otros importantes aportes del Plan Maestro de Electrificación para la cabal ejecución del Plan Nacional de Desarrollo, que merecen destacarse, son los siguientes:

- a. Contribución a la Política de Desarrollo Científico y Tecnológico, al contemplar la utilización o creación de tecnologías adecuadas para el desarrollo eléctrico del País, en función de las características, necesidades y potencialidades específicas de la realidad ecuatoriana.
- b. Contribución a la política de desarrollo de recursos naturales y de resolución del problema energético, debido a que el Plan Maestro de Electrificación propicia la utilización racional de los recursos para la generación eléctrica, disminuyendo el consumo de hidrocarburos y material vegetal para dichos fines, a la vez que fomenta el uso de fuentes energéticas no convencionales y de los recursos renovables del País.
- c. Siendo la energía eléctrica un servicio indispensable para la casi totalidad de las actividades socio-económicas, es evidente que la aplicación del Plan Maestro de Electrificación tiene un papel estratégico dentro del proceso de desarrollo del País y, por lo tanto, en su principal agente regulador: el Plan Nacional de Desarrollo.

2.3. Consideraciones Finales.

Del breve análisis hecho en los apartes anteriores, se desprende que el Plan Maestro de Electrificación, a más de responder cuantitativamente, en términos de generación y distribución de energía eléctrica, a los requerimientos que plantea la ejecución del Plan Nacional de Desarrollo, entrega contribuciones muy importantes para el logro de sus objetivos, metas políticas y estrategias.

Se deduce, igualmente, que se derivarían efectos muy negativos para el desarrollo del País, entre los cuales pueden mencionarse el retraso que sufriría la ejecución del Plan Nacional de Desarrollo, como resultado de la falta de energía y el consecuente cambio a capacidad ociosa de las instalaciones, fruto de la realización de inversiones iniciales en los diferentes sectores.

Es evidente que una situación como ésta ocasionaría graves perjuicios, tanto por el costo social y económico de las obras paralizadas o retrasadas, cuanto por la necesidad que surgiría de suplir la carencia de energía con obras de emergencia, lo cual implicaría notables aumentos en el consumo del petróleo para esos fines. Es importante señalar que el País vivió una situación similar en la década anterior cuando, debido al retraso promedio de dos años y medio que se presentó en los proyectos hidroeléctricos, hubo que recurrir a la generación térmica, considerando que esta situación era preferible, antes que el perjuicio socioeconómico que ocasionaría un fuerte racionamiento de energía eléctrica.

Esto quiere decir que, de no ejecutarse o de diferirse el programa de centrales hidroeléctricas propuesto, habrá necesidad de recurrir a equipamiento térmico. En 1979 el consumo estimado de combustible de generación eléctrica alcanzaba la cifra de 3,5 millones de barriles; si el futuro equipamiento fuese exclusivamente térmico, el consumo de combustibles en el período 1980—1985 alcanzaría la cifra de 5,7 millones de barriles de derivados de petróleo, promedio anual, y el período 1985—1990 la cifra de 11 millones de barriles por año, en promedio. (*)

(*) Las cifras mencionadas para 1979, 1980-85 y 1985-90, en sucres de 1980, —considerando un valor constante de US \$ 25,0 por barril, como valor promedio de los diferentes tipos de venta, y el tipo de cambio a 25 sucres por dólar equivaldría a: 2.187,5; 3.562,5 y 6.875,0 millones de sucres respectivamente.

A más de las consecuencias mencionadas, es claro que, de no obtenerse los diferentes efectos que se esperan de la ejecución del Plan Maestro de Electrificación (**), bien sea por su no ejecución, su ejecución parcial o su diferimiento, se crearía un factor altamente limitativo para la implementación del Plan Nacional y para el desarrollo mismo del País.

Las consideraciones anteriores llevan a concluir que el Sistema Eléctrico Nacional y, por lo tanto, el Plan Maestro de Electrificación, juegan un papel clave dentro del Plan Nacional de Desarrollo, por ser un elemento condicionante del mismo (***). Por esta razón, es necesario que se le dé la prioridad debida traducida en la decisión política de ejecutarlo, la asignación de las partidas presupuestarias correspondientes y la implementación de todos los mecanismos necesarios para su realización.

(**) Descritos a cargos del Tomo I y principalmente en el presente Capítulo y en el que hace referencia a la incidencia socioeconómica del Plan Maestro de Electrificación.

(***) Elemento condicionante es aquel de cuya ejecución depende la realización de otras actividades.

DEFINICIONES

- OBEJTIVOS:** Constituyen los logros que persigue la Institución a largo plazo y que por lo tanto son permanentes y la razón de ser de la Institución.
- POLITICAS:** Constituyen la filosofía y orientación doctrinaria que permiten establecer los medios y metas para alcanzar los objetivos.
- METAS:** Son los logros a ser alcanzados en un plazo determinado, los cuales deben estar debidamente cuantificados.
- ESTRATEGIAS:** Constituyen los instrumentos, acciones y medidas a seguir para coordinar y asignar los recursos humanos, financieros e institucionales para conseguir las metas.

UNIDADES DE MEDIDA
SISTEMA INTERNACIONAL (SI)

SIMBOLOS	NOMBRES
km	kilómetro
m	metro
cm	centímetro
mm	milímetro
km ²	kilómetro cuadrado
ha	hectárea
m ²	metro cuadrado
cm ²	centímetro cuadrado
hm ³	hectómetro cúbico
m ³	metro cúbico
l	litro
cm ³	centímetro cúbico
t	tonelada métrica
kg	kilógramo
g	gramo
d	día
h	hora
min	minuto
s	segundo
rad	radián
°	grado (sexagesimal)
'	minuto (sexagesimal)
''	segundo (sexagesimal)
°K	grado Kelvin
°C	grado Celsius
GW	gigavatio
MW	megavatio
kW	kilovatio
W	vatio
kV	kilovoltio
V	voltio
A	Amperio
GWh	gigavatio—hora
MWh	megavatio—hora
kWh	kilovatio—hora
MVA	megavoltio—amperio
kVA	kilovoltio—amperio
MVAR	megavoltio—amperio reactivo

SIMBOLOS

kg/m³
g/cm³
km/h
m/s

r.p.m.

m/s²

m³/S
l/S

NOMBRES

kilogramo por metro cúbico
gramo por centímetro cúbico
kilómetro por hora
metro por segundo

revoluciones por minuto

metro por segundo al cuadrado

metro cúbico por segundo
litro por segundo

REGLAS GENERALES PARA EL USO DEL SI

- No se colocarán puntos luego de los símbolos de las unidades del SI

Ej: m kg s

- El símbolo de una unidad será el mismo para plural y singular

Ej: 1A — 5A; W — 7W

- Para escritura de los números la separación de la parte entera de la decimal, se la hará mediante una coma.

- Es recomendable que la parte entera se la escriba en grupos de 3 cifras, de derecha a izquierda, separados entre si por un espacio (no por punto, comilla, etc.)

Ej: 10 729 432,52711

- Para abreviaturas, se tomará un conjunto de letras de una palabra escrito con punto final.

ABREVIATURAS

No.
o/o
o/oo
S. A.
vs
etc.
ctas
US\$
S/.
P. B.
P. m.
P50^o/o, P90^o/o
Qm, Q
Q. máx

NOMBRES

números
por ciento
por mil
sociedad anónima
versus
etcétera
cuentas
dólar americano
sucres
potencia bruta
potencia media
potencia 50^o/o, 90^o/o
caudal medio
caudal máximo