

PÚBLICO

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

**ECUADOR**

**PRÉSTAMO AL INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACIÓN  
PARA UN PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL**

**(EC0104; 669/SF-EC)**

**REPORTE DE PROYECTO**

**1981**

ECUADOR  
PROYECTO DE ELECTRIFICACION RURAL  
(EC-0104)

Indice

	<u>Página</u>
I. <u>Introducción</u>	
A. La Solicitud	1
B. Prioridad	1
C. Misiones del Banco	1
D. Conclusiones	2
II. <u>Marco de Referencia</u>	
A. Tendencias Socioeconómicas Recientes y Perspectivas	3
B. El Sector de Energía Eléctrica en el Ecuador	8
C. Participación del BID y de Otras Agencias Internacionales en el Desarrollo del Sector Eléctrico en el Ecuador	17
D. La Electrificación Rural en el Ecuador	18
III. <u>El Proyecto y su Financiamiento</u>	
A. Objetivos	22
B. Descripción de las Obras	22
C. Costo del Proyecto	24
D. Bases y Análisis del Cálculo de Costos	25
E. Financiamiento	29
1. Préstamo del BID	29
2. Aporte Local	30
IV. <u>Ejecución del Proyecto</u>	
A. Unidad Ejecutora	31
B. Supervisión	32
C. Modalidad de Ejecución	32
D. Ingeniería y Diseños	34
E. Criterios de Selección	34
F. Adquisición de Bienes y Servicios	35
G. Plazo de Ejecución	36
H. Calendario de Desembolsos	37
I. Reconocimiento de Gastos	37
J. Declaración de Utilidad Pública, Expropiación y Servidumbres	37
K. Educación para el Uso de Recursos Energéticos	38
L. Operación y Mantenimiento de los Sistemas	39
M. Evaluación Ex-Post del Proyecto	39
N. Inspección y Vigilancia	40

V.	<u>El Prestatario y el Ejecutor</u>	
A.	Antecedentes	41
1.	Estructura Orgánica	41
2.	Personal	42
3.	Administración Financiera y Contable	44
4.	Fortalecimiento Institucional	46
5.	Régimen de Seguros	46
6.	Régimen de Compras y Contrataciones	47
7.	Control Interno	47
8.	Control Externo	48
9.	Régimen Tarifario	48
10.	Análisis Financiero Histórico	51
B.	Empresas Eléctricas Regionales	57
VI.	<u>Justificación del Proyecto</u>	
A.	Viabilidad Técnica	67
B.	Viabilidad Institucional	68
C.	Viabilidad Financiera	68
D.	Evaluación Económica	71
E.	Análisis de los Beneficiarios del Proyecto	78
F.	Justificación del Uso de los Recursos del FOE	81
VII.	<u>Evaluación de Préstamos Anteriores a INECEL</u>	
A.	Antecedentes	83
B.	Préstamo 412/SF-EC	84
C.	Préstamo 492/SF-EC	84
D.	Préstamos 271/OC, 411/SF, 323/OC y 38/IC-EC	85
E.	Cumplimiento de Condiciones Contractuales	86

APENDICES

1.	Situación del Desarrollo Sectorial y Plan de Desarrollo
2.	El Sector de Energía en el Ecuador
3.	Sistemas Eléctricos Regionales
4.	Circuito Tipo de Electrificación Rural
5.	Términos de Referencia Firma Consultora.
6.	Organigrama UNEPER.
7.	Secuencia de Actividades del Proyecto.
8.	Cronograma Preliminar Actividades de Diseños Circuitos.
9.	Metodología para el Análisis Costo Beneficio de los Circuitos.
10.	Cronograma Contratación Obras Civiles y Montaje.

11. Reglamento de Licitaciones.
12. Plan de Ejecución Preliminar del Proyecto (PEP).
13. Organigrama INECEL.
14. Reajuste Tarifas Empresas Eléctricas Regionales.
15. INECEL - Inversiones en Compañías Asociadas y Sistemas Propios.
16. Proyecciones Financieras de INECEL.
17. Deuda Consolidada de INECEL.
18. Composición Empresas Eléctricas Regionales.
19. Consumo Promedio de Energía.
20. Bases para la Elaboración Proyecciones Financieras Circuitos.
21. Reglamento Operativo del Decreto No. 459-B.
22. Proyecciones de Generación de Fondos para el Proyecto.
23. Proyecciones del Consumo Mensual por Abonado.
24. Análisis de Sensibilidad.
25. Impacto Distributivo de los Beneficios del Proyecto.

Unidades y sus equivalentes

KW	Kilovatio	1.000 vatios
MW	Megavatio	1.000 kilovatios
KWh	Kilovatio-hora	1.000 vatios-hora
MWh	Megavatio-hora	1.000 KWh
GWh	Gigavatio-hora	1.000.000 KWh
KV	Kilovoltio	1.000 voltios-amperios
KVA	Kilovoltio-amperio	1.000 voltios-amperio
MVA	Megavatio-amperio	1.000 kilovoltios-amperio
Km	Kilómetro	0,6214 millas
Km2	Kilómetro cuadrado	0,3860 millas cuadradas
TEP	Tonelada eq. de petróleo	7,2 barriles eq. de petróleo



## I. INTRODUCCION

A. La Solicitud

- 1.01 El 15 de noviembre de 1979 la República del Ecuador, por medio del Ministro de Finanzas y Crédito Público, presentó al Banco una solicitud de préstamo por el equivalente de US\$36.000.000 para el financiamiento parcial de un proyecto para la primera etapa del Programa Nacional de Electrificación Rural. Como resultado del análisis de la operación, el costo total quedó establecido en US\$34.300.000 y se recomienda un financiamiento del Banco en el equivalente de US\$27.500.000, con recursos del Fondo para Operaciones Especiales.
- 1.02 El proyecto tiene por objeto proporcionar servicio de energía eléctrica a la población rural del país localizada en las zonas de la Sierra y la Costa.

B. Prioridad

- 1.03 Al formular la solicitud, así como con posterioridad y especialmente en ocasión de la Misión de Programación que visitó el país en febrero de 1981, el Gobierno del Ecuador ha manifestado la alta prioridad que asigna a la ejecución del proyecto propuesto por cuanto éste no sólo es congruente y complementario con los programas de desarrollo rural que el Gobierno viene ejecutando, sino que además constituye un elemento de apoyo fundamental a la estrategia de desarrollo del país. El proyecto está considerado dentro de los 42 proyectos fundamentales del Plan Nacional de Desarrollo 1980-1984, cuya ejecución considera el Gobierno indispensable para el desarrollo económico del país.

C. Misiones del Banco

- 1.04 En agosto de 1979, se realizó una Misión de Orientación del Banco para determinar el alcance del eventual proyecto y asesorar a las autoridades de INECEL en la preparación de la solicitud de préstamo. Posteriormente, una Misión de Pre-análisis realizó en enero de 1980 un exhaustivo estudio del proyecto propuesto y recomendó la consideración del proyecto una vez se contara con una muestra representativa de los diseños finales de las obras correspondientes a aproximadamente el 30% del costo total del proyecto, así como de la revisión de los diversos estudios socio-económicos. A mediados de abril de 1981, el Banco envió una Misión de Análisis con el objeto de revisar la información adicional para el estudio de esta operación y verificar el estado de preparación de los estudios técnico-económicos del proyecto. Finalmente, en agosto de 1981 en ocasión de la Misión de Análisis del Proyecto Hidroeléctrico Paute, Fase "C", se ultimaron detalles del proyecto de electrificación rural que habían quedado pendientes.

D. Conclusiones

- 1.05 Las conclusiones contenidas en el presente informe son el resultado de los estudios llevados a cabo por el Comité de Proyecto durante su visita al Ecuador y su posterior análisis en la Sede, así como de las comunicaciones mantenidas con las autoridades de INECEL a través de nuestra Representación. Asimismo, durante la preparación del informe se han tenido en cuenta las recomendaciones contenidas en el Informe de Evaluación sobre Electrificación y Energía Rural (documento RE-42), que se señalan en los párrafos 4.08, 4.18, 4.26 al 4.28 y 4.12.
- 1.06 Con base en lo indicado precedentemente y en los detalles que se describen en los capítulos siguientes, se considera que la operación propuesta es viable, sujeta a las condiciones que se establecen en este Informe.

W4706S

## II. MARCO DE REFERENCIA

### A. Tendencias Socioeconómicas Recientes y Perspectivas

- 2.01 En 1980, con base en los antecedentes proporcionados por el Banco Central del Ecuador, el Producto Interno Bruto (PIB) aumentó a una tasa de 4,6%, cifra inferior a la del año anterior y a la meta del Plan Nacional de Desarrollo, 5,6%. La disminución del ritmo de crecimiento se debió, principalmente, a la contracción en el nivel de producción del sector minas y canteras, al escaso dinamismo de las actividades agropecuarias y a una desaceleración de la expansión industrial. Factores de carácter técnico y problemas de comercialización afectaron adversamente a la producción petrolífera, la cual representa alrededor del 90% de las actividades del sector minas y canteras. El valor agregado de la construcción y electricidad, en cambio, continuó expandiéndose rápidamente.
- 2.02 La demanda interna, por su parte, aumentó en 7,6%, cifra superior al 6,5% registrado en 1979. Los significativos aumentos de sueldos y salarios que tuvieron lugar en 1980 estimularon el crecimiento del consumo interno, el cual se expandió a una tasa de 9,9%, excediendo el 6,5% de aumento alcanzado el año anterior. La inversión, sin embargo, se incrementó sólo en 0,6% en 1980 como resultado de la desaceleración en el ritmo de expansión de la formación bruta de capital fijo y una significativa reducción en el nivel de inventarios. Por otra parte, el volumen de las exportaciones se redujo en 11,5%, en tanto que las importaciones aumentaron en 4,3%, acentuándose así el saldo deficitario en términos reales de la balanza comercial registrado el año anterior.
- 2.03 La política salarial antes mencionada y la reducción de la jornada de trabajo semanal, se constituyeron en factores que incidieron en el proceso inflacionario en 1980. El índice de precios al consumidor se incrementó en 12,8%, en tanto que el aumento fue de 10,1% en 1979. El deflactor implícito del PIB se expandió en 17,3%; en el año anterior registró un aumento de 15,9%.
- 2.04 El déficit global del sector público ascendió desde un nivel equivalente al 5,6% del PIB en 1979 a 7,2% en 1980 como resultado, principalmente, de un aumento de los gastos corrientes. Asimismo, los gastos de capital representaron un 10,3% del PIB, proporción superior a la registrada en 1979, que ascendió a 9,2%. Debe señalarse que en 1979 el crédito interno constituyó la principal fuente de financiamiento del déficit global del sector público, en tanto que en 1980, alrededor del 72% del mismo fue sufragado con crédito externo.

- 2.05 El ritmo de crecimiento del PIB en 1981, se estima que sería de 4%, como consecuencia de una disminución de la producción de petróleo, una menor expansión de la industria manufacturera y de la electricidad. Además, se reducirían las tasas de aumento del comercio, los servicios de transporte y financieros. Sin embargo, la agricultura experimentaría un crecimiento bastante superior al de 1980. La evolución de la agricultura sería el resultado de una recuperación de los productos de exportación (banano y café) y de productos agrícolas destinados al consumo interno tales como trigo, maíz duro, maíz suave, arroz y algodón y en menor proporción, la cebada y caña de azúcar. 1/
- 2.06 Acorde con las políticas de años anteriores, el programa monetario de 1980 tuvo como objetivos la mantención de una tasa aceptable de crecimiento de la economía, el control de la inflación, la asignación de un mayor volumen de crédito para las actividades productivas y el control de los desajustes en la balanza de pagos. Sin embargo, la oferta monetaria se expandió a una tasa de 28 por ciento, comparada con 17 por ciento en 1979. Este crecimiento se explica, principalmente por el aumento de las reservas internacionales, por la expansión de las líneas de crédito a los sectores agrícola e industrial y por los requerimientos de liquidez creados por los acentuados aumentos salariales efectuados durante 1980. El sector público continuó aumentando sus depósitos en el Banco Central debido a que pudo contratar créditos en el exterior en exceso de sus necesidades de financiamiento. El crédito interno total se expandió en 23,3 por ciento comparado con 21,7 por ciento en 1979. La participación del Banco Central en dicha expansión se efectuó a través de los redescuentos, anticipos para futuras exportaciones y aceptaciones bancarias. La política monetaria, durante 1981, ha tratado de ceñirse al programa monetario que prevé un crecimiento del medio circulante no superior al 20 por ciento para todo el año. Dicho aumento se basa en un supuesto de inflación de 15 y 5 por ciento de crecimiento real del PIB.
- 2.07 La situación especial que afectó al país durante los primeros meses del año dio lugar a una retirada de depósitos del orden de los 3.000 millones de sucres y a una acentuada presión sobre la tasa de cambio (del sucre con el dólar de los Estados Unidos) en el mercado libre. La subsecuente iliquidez indujo a las autoridades monetarias a abrir líneas de crédito de emergencia y a reducir la tasa de encaje sobre depósitos a la vista de 30 a 20 por ciento. Al normalizarse los depósitos, alrededor del mes de mayo, se fijaron límites temporales a la expansión de los créditos bancarios y se elevó a 50 por ciento el requerimiento de encaje legal para el margen de depósitos que excediera los niveles prevaletientes en enero. Finalmente en julio, el encaje legal fue restituido al nivel considerado como normal de 30 por ciento.

---

1/ El comportamiento por sectores económicos, figura en Apéndice 1.

- 2.08 Las crecientes diferencias entre las tasas máximas de interés legal en Ecuador y las prevalecientes en el extranjero, sumadas a difundidos rumores de devaluación, provocaron una persistente salida de liquidez hacia el extranjero. Esto indujo a las autoridades a revisar las tasas activas y pasivas el 18 de marzo, aumentando: (a) de 6 a 8 por ciento la tasa de interés para los depósitos de 30 a 180 días; (b) de 8 a 10 por ciento la tasa de interés para los depósitos de 181 a 360 días; y (c) de 9 a 13 por ciento la tasa de interés de los depósitos con vencimiento superior a un año. Además, la tasa máxima de interés para préstamos comerciales hasta un año plazo se fijó en 12 por ciento. El interés para préstamos de más de un año se fijó en un intervalo comprendido entre el 13 y 15 por ciento dependiendo de la madurez de los mismos. Debe indicarse que la tasa efectiva para los préstamos de menos de un año es de 15 por ciento debido al 1 por ciento de impuesto y 2 por ciento de comisión.
- 2.09 No obstante las medidas indicadas anteriormente, continuó la salida de capitales. Como resultado, las autoridades monetarias fueron forzadas a utilizar \$288 millones, provenientes de las reservas internacionales netas para financiar la creciente demanda crediticia.
- 2.10 En 1980 se acentuaron las presiones inflacionarias a pesar de las medidas aprobadas por el Congreso Nacional en octubre de 1979, según las cuales se: (a) congeló por el lapso de tres años el canon de arrendamiento de casas o locales destinados a vivienda; (b) prohibió el aumento de las tarifas de los servicios de agua potable, alcantarillado, electricidad, correos, comunicaciones y similares, en cuanto afecten a las clases populares; y (c) congeló el precio de los productos vitales de primera necesidad producidos tanto por la rama agropecuaria como por la industria. La inflación estimada por el índice de precios al consumidor aumentó 12,8 por ciento en 1980, comparada con 10,1 por ciento en 1979 y 12,1 por ciento de crecimiento promedio anual en el período 1976-78.
- 2.11 Con excepción de lo ocurrido en 1978, la balanza comercial de bienes ha registrado excedentes de creciente magnitud en el período 1975-1980. La información disponible sugiere que en 1980, el valor de las exportaciones de mercaderías excedería al de las importaciones en una cantidad estimada en \$326 millones, cifra superior en \$252 millones a la del año anterior. Sin embargo, dicho superávit fue insuficiente para compensar el desequilibrio en la cuenta de servicios, debido a lo cual el saldo de la cuenta corriente tuvo un valor negativo equivalente a \$576 millones, cantidad inferior en 6,6 por ciento a la de 1979.
- 2.12 Entre los principales productos de exportación, el banano, los elaborados de productos del mar y el petróleo y sus derivados experimentaron aumentos en los valores exportados. En cambio, el café, el cacao y los productos elaborados de cacao registraron disminuciones significativas. El petróleo continuó siendo el principal rubro de

exportación, representando alrededor del 61,6 por ciento del valor de las ventas al exterior de bienes, cantidad superior al 54,2 por ciento del año 1979 y al promedio anual de 44,5 por ciento del período 1976-78.

- 2.13 La tasa de crecimiento del valor de las importaciones de bienes disminuyó de 34,5 por ciento en 1979 a 5,1 por ciento en 1980. Hasta octubre del último año aproximadamente, el 70 por ciento del valor de los bienes importados estaba constituido por materias primas, bienes de uso intermedio y de capital destinados al sector industrial.
- 2.14 La cuenta de capital registró un ingreso neto de \$909 millones en 1980, cantidad que se compara favorablemente con un flujo de \$619 millones del año 1979. El ingreso de capitales compensó con creces el déficit en cuenta corriente de 1980, por lo que las reservas internacionales aumentaron en \$280 millones, cantidad significativamente superior a los \$20 millones resultantes del ejercicio de 1979. Dicho incremento es parcialmente explicado por una operación de reestructuración de la deuda externa efectuada durante 1980.
- 2.15 Durante el primer semestre de 1981 las exportaciones alcanzaron un nivel de alrededor de \$1.235 millones, cifra superior en \$12 millones a la de igual período en 1980. El petróleo y derivados, en conjunto, representaron el 68 por ciento del total exportado. Las importaciones crecieron a un ritmo moderado, 8 por ciento, traduciendo el resultado de medidas restrictivas adoptadas a comienzos del año. En tal oportunidad, los depósitos previos a las importaciones de productos no esenciales fueron incrementados significativamente, asimismo se aumentaron los aranceles sobre la importación de automoviles. Por otra parte, un drenaje de divisas de \$216 millones redujo el nivel de reservas al 30 de junio a \$640 millones, suficientes para financiar alrededor de cuatro meses de importaciones.
- 2.16 La deuda externa pública del Ecuador ascendía a \$3.706,5 millones al 31 de diciembre de 1980. Hasta la fecha indicada se había desembolsado \$2.671,1 millones. Por otra parte, datos proporcionados por CONADE, señalan que durante 1980 se habría desembolsado \$1.941 millones de los cuales el 61,4 por ciento correspondió a deuda del sector público y el resto al sector privado. El 86,3 por ciento de la deuda pública utilizada provino de bancos privados y proveedores, el 11,8 por ciento de organizaciones multilaterales y el 1,9 por ciento restante de gobiernos. El servicio de la deuda externa pública ascendió a \$855,4 millones, cantidad equivalente al 33,8 por ciento de las exportaciones de bienes. Además, CONADE indica que durante 1980, el sector público contrató nuevos préstamos por un monto total de \$1.400 millones, cantidad superior en 4,2 por ciento a la de 1979. El Grupo Permanente de Estudios y Programación de la Deuda Externa ha fijado como tope de nuevo endeudamiento del Sector Público para 1981, la suma de \$500 millones.

- 2.17 El crecimiento de los ingresos corrientes del sector público se vio influenciado principalmente por el rendimiento de las rentas generadas por la actividad petrolera en el año 1980, las cuales pasaron a representar el 46,5 por ciento de los mismos. Al mismo tiempo, los ingresos del sector público aumentaron de un nivel equivalente a 20,7 por ciento del PIB en 1979 a 23,9 por ciento en 1980. Sin embargo, este incremento no fue suficiente para alcanzar la meta de ingresos propuesta en el Plan Nacional de Desarrollo que establecía como objetivo un monto equivalente al 25,6 por ciento del PIB. En cambio, los gastos corrientes crecieron de un 17,5 por ciento del PIB en 1979 al 21 por ciento en 1980, excediendo el nivel del Plan que proponía gastos por una suma equivalente al 18,3 por ciento del PIB para el último de los años mencionados. Como resultado, el ahorro en cuenta corriente se deterioró, disminuyendo desde una suma igual al 3,2 por ciento del PIB en 1979 a 2,9 por ciento en 1980, siendo esta proporción significativamente inferior al 7,3 por ciento del PIB programado para dicho año. La situación descrita puede explicarse en buena parte por la política de incrementos salariales instituida a fines de 1979 y por una mayor absorción de personal en las empresas públicas. Debe señalarse que la política salarial del Gobierno tiene como propósito mantener niveles de remuneraciones que no pierdan su valor adquisitivo como consecuencia de la inflación. Consecuentemente, las remuneraciones mínimas se revisarían cada año en función de las necesidades vitales. Además, se fijarían salarios mínimos para los distintos trabajos o servicios de quienes trabajan por cuenta propia.
- 2.18 De otra parte, los gastos de capital del sector público aumentaron desde una suma equivalente al 9,2 por ciento del PIB en 1979 a 10,3 por ciento en 1980, siendo esta proporción inferior a la establecida en el Plan, 11,7 por ciento, y, también menor que los niveles registrados en el período 1976-77. Los antecedentes expuestos sugieren que en 1980, el sector público registró un déficit global equivalente a 7,2 por ciento del PIB, superior al 5,6 por ciento estimado para 1979 y significativamente mayor que el desequilibrio anticipado en el Plan, 3,8 por ciento del PIB. Para financiar este desequilibrio, el Gobierno recurrió preferentemente a créditos de origen externo, los cuales contribuyeron con el 72 por ciento de los recursos requeridos.
- 2.19 El 18 de febrero de 1981, el Gobierno del Ecuador adoptó un conjunto de medidas financieras y tributarias destinadas a aumentar el nivel de los ingresos públicos y hacer factible la ejecución de los programas de desarrollo económico y social, y de defensa nacional. Entre las principales disposiciones se incluyeron: (a) nuevos precios para productos derivados del petróleo, transporte colectivo y de carga urbana e interurbana; (b) proyectos de ley para aumentar los impuestos a los vehículos y cigarrillos; (c) medidas monetarias destinadas a contener el proceso inflacionario; (d) subsidios para el transporte de trabajadores y estudiantes; (e) congelación de precios de artículos vitales; (f) servicios hospitalarios básicos gratuitos; y (g) incorporación al sistema financiero nacional de las cooperativas de ahorro y crédito. Por otra parte, se estableció una jornada única desde las 8 de la mañana a 4:30 de la tarde para todos los funcionarios del sector público.

- 2.20 La situación fiscal del Gobierno Central (el Presupuesto del Estado aprobado por el Congreso, a través del cual se maneja el 55 por ciento de la totalidad de los ingresos públicos y el 30 por ciento de los gastos de capital público) constituye uno de los principales problemas que actualmente confrontan las autoridades, debido a la caída experimentada por las recaudaciones provenientes de los ingresos petroleros. Por otra parte, los recursos generados por los impuestos tradicionales no han crecido al ritmo de lo presupuestado. Además se ha tenido que pagar saldos del año anterior por \$167 millones. Todo lo anterior ha creado una situación de desahorro neto, con un déficit en cuenta corriente cercano al 1,6 por ciento del PIB, siendo probable que el año 1981 cierre con un déficit equivalente a 4,6 por ciento del PIB, en comparación con 4,4 por ciento en 1980.

B. El Sector de Energía Eléctrica en el Ecuador 1/

1. Organización del Sector

(a) Planeamiento y Coordinación

- 2.21 El Consejo Nacional de Desarrollo (CONADE) es la entidad de Gobierno que tiene la responsabilidad de preparar el Plan Nacional de Desarrollo, el cual es aprobado por la Presidencia de la República y es mandatorio para las instituciones del sector público. El plan en vigencia cubre el período 1980-1984 y cada año es objeto de las revisiones necesarias en el plan operativo de ese año.
- 2.22 El Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos (MRNE) tiene como objetivo ejecutar, controlar y coordinar la política energética nacional. Para ello cuenta con: (i) INECEL, que se encarga de planificar y desarrollar la electrificación; (ii) la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), que se encarga de la exploración y desarrollo de los hidrocarburos; (iii) La Dirección de Geología y Minas, para la exploración y explotación de los recursos mineros; (iv) el Instituto Nacional de Energía (INE), que tiene por objeto el estudio y establecimiento de la política de utilización de las diferentes fuentes de energía; y (v) La Comisión de Energía Atómica, para la investigación de esta energía.

(b) Estructura Institucional

- 2.23 El sector eléctrico en el país está regido por la Ley Básica de Electrificación, promulgada en septiembre de 1973. Esta Ley considera a la electrificación como obra de carácter nacional, siendo de responsabilidad del Gobierno su planificación, ejecución y control, a través de INECEL. De acuerdo a la Ley Básica, es atribución privativa del Estado, que se ejerce a través de INECEL, la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, pero le está permitido autorizar la operación de empresas privadas. Otras funciones de INECEL, expresamente consideradas en la Ley, o

1/ En el Apéndice 2 se incluyen antecedentes sobre el sector energético del Ecuador.



derivadas de sus lineamientos, son la planificación del desarrollo del sector eléctrico nacional, la interconexión y coordinación de la exploración de las plantas de generación del país, la conformación de empresas eléctricas regionales distribuidoras y la determinación de las tarifas del servicio eléctrico.

- 2.24 Existen en el país 16 empresas eléctricas y una cooperativa eléctrica, que comercializan el 98% de la energía vendida. En 15 de las empresas eléctricas y la cooperativa, que son de propiedad mayoritaria del Estado, INECEL tiene la mayoría asccionaria, siendo minoritaria la participación de las municipalidades y la de algunas particulares. Las restantes empresas, que sirven la ciudad de Guayaquil son de capital privado.
- 2.25 La orientación básica del desarrollo eléctrico ecuatoriano ha quedado establecida en el Plan Nacional de Electrificación en dos sistemas: (i) el Sistema Nacional Interconectado (SNI); y (ii) los Sistemas Eléctricos Regionales. El primero contempla la integración del abastecimiento eléctrico de las regiones de la Sierra y la Costa, que son las más pobladas, con los principales centros urbanos y fabriles. El objetivo básico es racionalizar el suministro de energía eléctrica aprovechando las economías de escala de los proyectos hidroeléctricos, eliminando gran número de pequeñas centrales de funcionamiento precario y antieconómico. Los Sistemas Eléctricos Regionales están formados por las instalaciones y equipos necesarios para la distribución de la energía eléctrica en áreas geográficamente definidas y bajo la administración de las mencionadas empresas regionales. Estas empresas que actualmente generan, distribuyen y comercializan su propia energía, posteriormente - una vez conformado el Sistema Nacional Interconectado (SNI) - se encargarán de la compra en bloque, distribución y comercialización de la energía generada por INECEL.
- 2.26 Con este objeto, INECEL proyecta integrar las entidades eléctricas existentes en nueve Sistemas Eléctricos Regionales, cuyas áreas de influencia no coinciden necesariamente con las áreas geográficas de la división política-administrativa del país. Los nueve sistemas eléctricos regionales serían: Norte, Pichincha, Centro-Norte, Centro-Sur, Sur, Esmeraldas, Manabí, Guayas-Los Ríos y El Oro. 1/ Existen, además, pequeños centros aislados de suministro que no forman parte de los sistemas mencionados, en los cuales está incluida la zona oriental del país y las Islas Galápagos.

---

1/ El Apéndice 3 muestra la ubicación de los sistemas eléctricos regionales

## 2. Cobertura del Servicio Eléctrico

- 2.27 El consumo de electricidad en Ecuador es mayormente para uso residencial y comercial en los principales centros urbanos, con excepción de Guayaquil, Quito y Cuenca, donde hay gran concentración de industrias. El consumo de energía eléctrica ha tenido una tasa de crecimiento medio anual del 10,3% en el período 1965-1972 y del 14,6% en el período 1972-1980. La evolución del consumo se ha realizado en la forma que se presenta a continuación:

	<u>1972</u>		<u>1980</u>	
	<u>Consumo</u>	<u>Miles</u>	<u>Consumo</u>	<u>Miles</u>
	<u>en GWh</u>	<u>Usuarios</u>	<u>en GWh</u>	<u>Usuarios</u>
Residencia	341,6	248	1.006,3	565
Comercial	135,4	50	425,3	103
Industrial	254,5	5	922,0	12
Otros	<u>103,8</u>	<u>4</u>	<u>260,7</u>	<u>5</u>
Total	<u>835,3</u>	<u>307</u>	<u>2.614,3</u>	<u>685</u>

- 2.28 El número de personas que cuentan con servicio eléctrico varía por regiones del país, como se muestra a continuación, en porcentajes, por sistema de distribución: Norte, 46,5; Pichincha, 63,0%; Centro Norte, 29,5%; Centro Sur, 29,7; Sur, 24,3; Esmeraldas, 25,6; Manabí, 25,8; Guayas Los Ríos, 55,3; El Oro, 37,7%. En general, se estima que sólo el 43,2% de la población del país cuenta con servicio eléctrico. La diferencia es más acentuada entre zonas urbanas (87%), y zonas rurales (13%), del total de la población servida.
- 2.29 De acuerdo con el Plan Maestro de Electrificación preparado por INECCEL, se estima que la cobertura del sistema eléctrico sería de 54,6% de la población en el año 1985 y se alcanzaría una generación anual per cápita de 580 KWh, o sea, aproximadamente 1,4 veces el nivel de la producción actual.

## 3. Programa de Desarrollo del Sector

### (a) Plan Nacional de Desarrollo

- 2.30 El alcance de la política energética establecida por el Plan Nacional de Desarrollo 1980-1984 es: (i) la racionalización y optimización de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica al interconectar las diferentes centrales de generación; (ii) la reducción del consumo de combustibles en la generación eléctrica, sustituyendo la

energía térmica por energía hidroeléctrica; (iii) la extensión del servicio de energía eléctrica a la mayor parte del territorio nacional, incluyendo al sector rural; y (iv) contribuir al desarrollo integrado del sector rural mediante la instalación de subestaciones, líneas de transmisión y distribución y pequeñas centrales de suministro de energía.

- 2.31 El Plan considera la ejecución de tres programas, a saber: (i) Sistema Nacional Interconectado (SNI), que está conformado por la construcción de varias centrales hidroeléctricas y térmicas, de líneas de transmisión y subestaciones de transformación; (ii) Sistemas Eléctricos Regionales, consistentes en la construcción de obras de transmisión y distribución de la energía que proviene del SNI; y (iii) Electrificación Rural a nivel nacional. La inversión estimada para estos programas asciende al equivalente de US\$1.636 millones en el quinquenio.

(b) Plan Maestro de Electrificación

- 2.32 Basado en las disposiciones y lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo, INECEL preparó el Plan Maestro de Electrificación para el período 1980-1984, con proyecciones hasta el año 1990, el cual contiene los estudios justificativos y programas detallados de las obras que se ejecutarán o iniciarán en el período. Asimismo, el Instituto ha iniciado la estructuración de un Plan Maestro General de Electrificación, con un horizonte de planificación no menor de 20 años. Este proyecto, que debe concluirse en el año 1983, tiene las siguientes metas y objetivos principales: (i) efectuar una evaluación del recurso hídrico y geotérmico del país y un reconocimiento de los aprovechamientos que sean promisorios para el establecimiento de centrales hidroeléctricas, creando además un banco de datos de información básica; y (ii) el diseño e implementación de un modelo integrado de planificación, que permita optimizar la utilización de los recursos del país para este sector.
- 2.33 Así concebido, el Plan General de INECEL se compondrá de: (i) Plan Maestro de Corto Plazo, en el cual se definen las obras a ser ejecutadas en los próximos seis años, basado en obras perfectamente estudiadas y analizadas, con su plan de financiamiento respectivo; (ii) Plan Maestro de Mediano Plazo, que abarca un período de 6 a 12 años, en el cual se definen en forma tentativa las obras a ser ejecutadas en este período y cuyos estudios deben profundizarse; y (iii) Plan Maestro de Largo Plazo, que abarca un período de 12 a 25 años; el cual sería de carácter orientador y en él se definirían los recursos que deben investigarse para ser utilizados a largo plazo en la producción de energía eléctrica.

4. Capacidad Instalada de Generación y Sistema de Transmisión

(a) Generación

- 2.34 El sector eléctrico ecuatoriano se ha desarrollado aceleradamente en los últimos años. La capacidad instalada para el servicio público pasó de 285,3 MW en 1972 a 1.029,3 MW en 1980, lo que representa una tasa media

anual de crecimiento de aproximadamente el 16,6% durante ese período. El 99% de la producción de energía a fines de 1980 provino del sistema público y el 1% de generación privada.

- 2.35 La generación eléctrica para el servicio público aumentó 241,9% durante el período 1972-1980 de 976,5 GWh a 3.338,4 GWh. No obstante este crecimiento, la producción anual per cápita es de sólo 408 KWh y la capacidad instalada de 120 vatios per cápita, cifras estas inferiores a las correspondientes a otros países latinoamericanos <sup>1/</sup>. Los registros de capacidad instalada y producción de electricidad en el país para el año 1980 fueron las siguientes:

	Capacidad Instalada (MW)				Generación (GWh)			
	Hidrául.	Térmica	Total	%	Hidrául.	Térmica	Total	%
Sistemas Regionales	137,5	520,6	658,1	64,0	575,8	1.416,7	1.992,5	59,7
Sistema Nacional Interconectado <sup>a/</sup>	70,0	206,2	276,2	26,8	262,2	835,1	1.097,3	32,9
Autoprodutores	<u>10,0</u>	<u>85,0</u>	<u>95,0</u>	<u>9,2</u>	<u>21,4</u>	<u>227,2</u>	<u>248,6</u>	<u>7,4</u>
Total	<u>217,5</u>	<u>811,8</u>	<u>1.029,3</u>	<u>100,0</u>	<u>859,4</u>	<u>2.479,0</u>	<u>3.338,4</u>	<u>100,0</u>
Porcentajes	21,0	79,0	100,0		25,7	74,3	100,0	

<sup>a/</sup> En 1981 entró en operación la Central Térmica Santa Rosa con 51 MW, que hace parte del Sistema Nacional Interconectado.

- 2.36 Como se desprende del cuadro anterior, el 21% de la capacidad instalada a fines de 1980 era de origen hidráulico y el 79% de origen térmico. Asimismo, la generación era en un 25,7% de origen hidroeléctrico y en un 74,3% de origen térmico. La alta proporción de generación térmica actual se debe a que la expansión realizada en la década del 70 fue preferentemente térmica y obedeció a la política vigente en ese entonces, que consistió en efectuar una rápida expansión con base a centrales de gas, diesel y de vapor. De acuerdo con las metas del Plan Nacional de Desarrollo 1980-1984, una vez que entre en operación la Central Paute A y B, el porcentaje de generación hidráulica llegaría a aproximadamente un 65% de la generación eléctrica total.

<sup>1/</sup> La capacidad instalada por habitante de algunos de los países latinoamericanos es la siguiente (en vatios): Colombia (167); Chile (266); Perú (177); Brasil (235); y Uruguay (261).

(b) Transmisión, Subtransmisión y Distribución

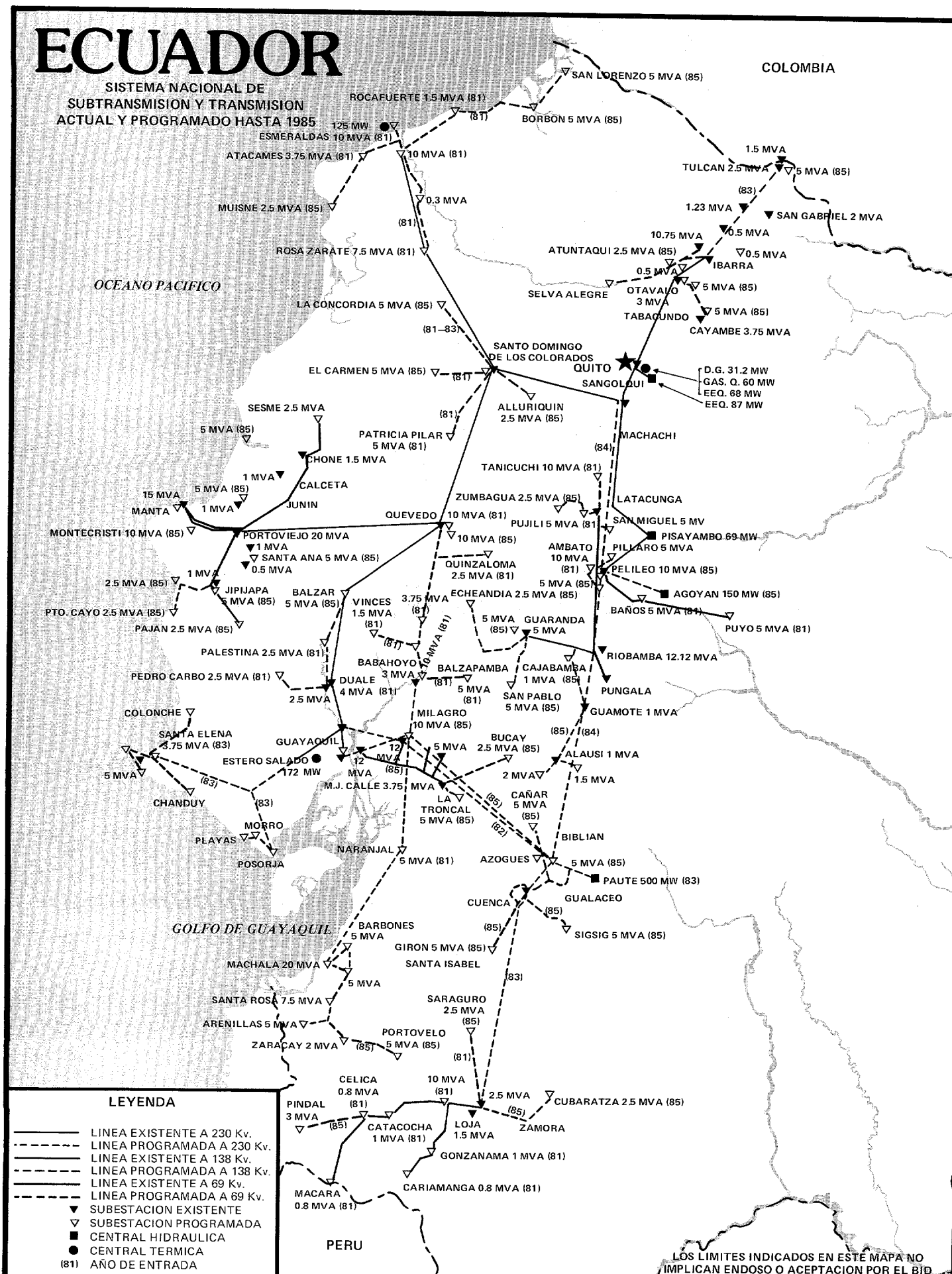
- 2.37 El Sistema Nacional Interconectado (SNI) ha sido previsto por INECEL para que los recursos energéticos del país sean desarrollados y utilizados en forma eficiente y para que éstos sean de beneficio para todas las regiones del país. Después de analizar varias alternativas de ejecución del sistema, se decidió en 1976 una configuración básica que se ha previsto desarrollar en varias fases. Esta configuración básica está compuesta por: (i) un anillo a 230 KV de doble circuito cuyo recorrido sería Paute-Milagro-Guayaquil-Quevedo-Santo Domingo-Quito-Totoras-Paute; (ii) subestaciones y/o estaciones de seccionamiento en cada uno de estos sitios ya sea para recibir la energía de centrales de generación y/o para entregar energía a los diferentes sistemas regionales; (iii) líneas de transmisión radiales a 230 Kv o 138 KV; y (iv) subestaciones de reducción a 69 KV y/o 34,5 KV en los centros de consumo. El esquema de anillo de doble circuito a 230 KV es confiable y flexible ya que cada punto del anillo recibirá, en condiciones normales, energía por cuatro líneas de transmisión; y su conformación física es tal que puede recibir a través de líneas relativamente cortas la energía de las fuentes de generación previstas. El mapa de la página siguiente muestra la configuración prevista para el sistema en el año 1985.
- 2.38 La conformación del SNI se ha iniciado con la unión, mediante 249 km de líneas de transmisión de 138 KV, de los sistemas de Ibarra, Quito y Ambato; y una línea de 230 KV de doble circuito y 326,9 Km de longitud, que une a Quito y Guayaquil. La coordinación, programación y mantenimiento de este sistema es efectuado por INECEL. Con relación al sistema de subtransmisión y distribución, el país disponía a diciembre de 1980 de 6.462 Km de líneas en voltajes que varían de 60 KV a 6,3 KV. En la tensión más utilizada, 13,8 KV, operan 5.034 Km. Estas líneas son construidas, operadas y mantenidas por las empresas regionales.

5. Programa de Generación

- 2.39 El programa de expansión de INECEL prevé la atención de la demanda media probable en el período 1982-1990, con la instalación de las siguientes centrales de generación:

# ECUADOR

SISTEMA NACIONAL DE  
SUBTRANSMISION Y TRANSMISION  
ACTUAL Y PROGRAMADO HASTA 1985



## LEYENDA

- LINEA EXISTENTE A 230 Kv.
- - - LINEA PROGRAMADA A 230 Kv.
- - - LINEA EXISTENTE A 138 Kv.
- - - LINEA PROGRAMADA A 138 Kv.
- - - LINEA EXISTENTE A 69 Kv.
- - - LINEA PROGRAMADA A 69 Kv.
- ▼ SUBESTACION EXISTENTE
- ▼ SUBESTACION PROGRAMADA
- CENTRAL HIDRAULICA
- CENTRAL TERMICA
- (81) AÑO DE ENTRADA

LOS LIMITES INDICADOS EN ESTE MAPA NO  
IMPLICAN ENDOSO O ACEPTACION POR EL BID.

<u>Central</u>	<u>Tipo de Planta</u>	<u>Capacidad Instalada (MW)</u>	<u>Entrada en Operación</u>
Esmeraldas	T	125	1982
Paute "A" y "B"	H	500	1982-1983 <u>1/</u>
Agoyán	H	150	1986
Paute "C"	H	500	1987-1988
Daule Peripa	H	130	1989
Mazar	H	140	1990
Toachi	H	300	1990
Total		1.845	
		=====	

- 2.40 Este plan da énfasis especial a la hidroelectricidad y es así como el 94% de las nuevas instalaciones serán hidráulicas y el 6% térmicas. Las Centrales Esmeraldas y Paute "A" y "B" están en construcción y su grado de avance indica que entrarán en operación en las fechas indicadas. El Proyecto Agoyán ha sido licitado y su construcción se iniciará en enero de 1982. Dadas las características del proyecto, es factible su puesta en operación en 1986.
- 2.41 Las licitaciones para la construcción y suministro de equipos de Paute "C", proyecto sujeto a estudio en este informe, deben convocarse en los dos primeros meses de 1982 con el fin de que el proyecto pueda entrar en operación en las fechas programadas. La construcción de la Presa Daule-Peripa ha sido licitada por la Comisión de Estudios para el Desarrollo de la Cuenca del Río Guayas (CEDEGE). 2/ Deben contratarse a la mayor brevedad los diseños de la central de energía, para oportunamente efectuar las licitaciones de construcción de la central y el suministro de los equipos. INECEL adelanta actualmente estudios complementarios y diseños de licitación de la Central Paute-Mazar. Cuenta también con diseños de licitación para Toachi.
- 2.42 El estudio del programa de generación del SNI se desarrolló en dos etapas. La primera consistió 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 calculó la potencia óptima de los aprovechamientos a fin de compararlos sobre bases homogéneas. Se obtuvo, además, un ordenamiento de los proyectos en función de su tasa interna de retorno. En la segunda etapa, se analizaron 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.

---

1/ La fecha prevista para la entrada en servicio es fines de diciembre de 1982 o principio de enero de 1983.

2/ La presa forma parte de la primera etapa del Proyecto de Propósito Múltiple Daule-Peripa, que ha sido financiada parcialmente con los préstamos 610/SF-EC, 32/VF-EC y 58/IC-EC.

- 2.43 Una vez definido el programa de generación que presentaba las condiciones técnicas y económicas más favorables para satisfacer la máxima demanda probable, se comprobó que las inversiones requeridas superan los recursos destinados al sector eléctrico. Como consecuencia de esta revisión, se modificó el programa seleccionado, disminuyendo sus alcances, tomando como meta la atención de la demanda media probable. Este programa modificado es el que se presenta en el cuadro del párrafo 2.39.
- 2.44 Las proyecciones de demanda y energía del Plan Maestro de Electrificación tienen para el Sistema Nacional Interconectado, las siguientes previsiones hasta el año de 1990:

<u>Año</u>	<u>Demanda Probable (GWh)</u>	<u>Demanda Potencia Probable (MW)</u>	<u>Capacidad Garantizada</u>	<u>% Reserva de Capacidad</u>
1982	3.648,5	803,5	1.089,7	35
1985	5.598,7	1.231,5	1.527,5	24
1987	6.800,1	1.492,8	1.765,6	18
1988	7.497,2	1.645,8	1.985,5	17
1989	8.225,3	1.805,7	2.013,4	11
1990	9.022,2	1.976,8	2.189,9	11

- 2.45 Estas proyecciones indican que para finales de la década, a partir de 1987, el sistema estaría muy ajustado en su operación e inclusive, en caso de presentarse un año crítico, se requeriría operar las plantas térmicas al máximo de su utilización para lograr cubrir los requerimientos del sistema. Por otro lado, un atraso significativo del plan de equipamiento requeriría la construcción de una nueva central térmica para poder atender adecuadamente la demanda.

#### 6. Programa de Transmisión, Subtransmisión y Distribución

- 2.46 INECEL tiene actualmente en construcción las siguientes líneas de transmisión que deben entrar en operación hasta 1982: (i) Santo Domingo-Esmeraldas, 138 KV, doble circuito, 154 km de longitud; (ii) Quevedo-Portoviejo, 138 KV circuito sencillo, 107 km; (iii) Paute-Milagro-Pascuales, 230 KV, doble circuito, 200 km; y (iv) Paute-Cuenca, 138 KV, doble circuito, 70 Km. 1/
- 2.47 Con el fin de completar el SNI, en el período 1982-1985 el Instituto construirá, con financiamiento del Banco Mundial 2/, líneas de transmisión que le permitirán terminar para ese año la conformación básica del sistema, según se detalla a continuación: (i) Paute-Totoras, 230 KV, doble circuito, 205 Km de longitud; (ii) Milagro-Machala, 230 KV, circuito sencillo, 133 Km; (iii) Guayaquil-Posorja-Santa Elena, 138 KV, circuito sencillo, 205 Km; (iv) Cuenca-Loja, 138 KV, circuito sencillo, 135 Km; y (v) Ibarra-Tulcán, 138 KV, circuito sencillo, 7 Km.

1/ Las dos últimas líneas se financian con el Préstamo 323/OC-EC.

2/ Préstamo 2045-EC por el equivalente de US\$100 millones. (Ver párrafo 2.52)



- 2.48 Además, y dentro del programa de ejecución del Proyecto Agoyán, se construirá: (i) Totoras-Quito, 230 KV, doble circuito, 105 Km; y (ii) Agoyán-Totoras, 138 KV, doble circuito, 46 km. Finalmente, como parte del SNI y para transportar la energía de Paute "C", está prevista para 1987 la puesta en operación de la línea Paute-Milagro-El Guasmo, 230 KV, doble circuito, 179 Km.
- 2.49 En el período 1982-1985 está prevista para los sistemas regionales la construcción de aproximadamente 1.300 km de líneas de subtransmisión de 69 y 34,5 KV y de subestaciones rebajadoras con una capacidad de 450 MVA. Estas obras servirán en unos casos para integrar al SNI, o en otros para mejorar el servicio de áreas atendidas por los sistemas regionales. Su ejecución estará a cargo de INECEL y las empresas eléctricas. La realización de estas obras será de importancia para el proyecto de electrificación objeto del presente informe, por cuanto éstas permitirán conectar los centros aislados en las zonas rurales con los centros de distribución.

C. Participación del BID y de Otras Agencias Internacionales en el Desarrollo del Sector Eléctrico del Ecuador

- 2.50 La principal fuente de financiamiento externo del sector eléctrico ecuatoriano ha sido el BID, mediante nueve préstamos y una cooperación técnica por un monto total de US\$156,6 millones destinados exclusivamente al sector eléctrico <sup>1/</sup>. Con recursos del BID se financió parcialmente la construcción de la Central Hidroeléctrica de Pisayambo, con una capacidad de 70 MW; se ejecutan actualmente las obras de la Central Hidroeléctrica de Paute A y B con una capacidad de 500 MW; la transmisión de Paute; y se financiaron los estudios de factibilidad del aprovechamiento hidroeléctrico de Río Coca, Río Guayllabamba y el Proyecto Múltiple Jubones.
- 2.51 Al propio tiempo que se examina en el Banco la solicitud de préstamo a que el presente informe se refiere, se examina también una solicitud presentada por INECEL para el financiamiento parcial de la ampliación de la capacidad de generación de la presa hidroeléctrica de Paute en 500 MW adicionales.
- 2.52 Otras agencias internacionales de desarrollo, tales como el Banco Mundial y la "United States Agency for International Development" (USAID), también han participado en el financiamiento de proyectos en el sector eléctrico del Ecuador. El Banco Mundial, entre 1957 y 1972, otorgó tres préstamos a la Empresa Eléctrica de Quito por un monto total de US\$16,8 millones, para el financiamiento de tres proyectos eléctricos. Recientemente, el 21 de julio de 1981, el Banco Mundial otorgó un préstamo a INECEL, por el equivalente de US\$100,0 millones para el financiamiento parcial de las obras de transmisión del Sistema Nacional Interconectado, consistente en la instalación de las líneas de

---

<sup>1/</sup> Una evaluación de estas operaciones se presenta en el Capítulo VII de este Informe.

transmisión de 230 KV y 138 KV y las correspondientes subestaciones de distribución. 1/ El préstamo también incluye: (i) un componente para un plan de capacitación de personal de INECEL y de las empresas eléctricas regionales; (ii) un programa de fortalecimiento institucional de INECEL; (iii) los servicios de ingenieros consultores para la creación de un Centro Nacional de Despacho Eléctrico; y (iv) servicios de asesoría para la supervisión de la construcción de las obras civiles.

- 2.53 La participación de USAID ha sido, entre los años 1964 y 1972, mediante tres préstamos, por un total de US\$5,1 millones para proyectos de expansión de la capacidad de generación y transmisión en las empresas eléctricas de Cuenca y en la Península de Santa Elena, así como en proyectos de electrificación rural en Santo Domingo de los Colorados y otras áreas rurales del país.

D. La Electrificación Rural en el Ecuador

1. Antecedentes

- 2.54 La electrificación rural en el Ecuador es el resultado de desarrollos periféricos en los principales centros urbanos del país, realizados en años anteriores, por las empresas eléctricas de nivel municipal. A partir de la expedición de la Ley Básica de Electrificación en 1961 y la creación de INECEL, se inicia el esfuerzo en la integración de servicio eléctrico mediante la conformación primeramente de las empresas eléctricas regionales y recientemente de los sistemas eléctricos regionales, que conjuntamente con las obras de expansión de la capacidad de generación eléctrica, van creando la infraestructura básica para la electrificación rural.
- 2.55 La cobertura del sistema eléctrico en Ecuador es de menos del 44% de la población nacional, y de tan sólo un 13% para las áreas rurales. Con excepción de ciertas áreas de la Costa y la Sierra, el sector rural ecuatoriano, prácticamente no cuenta con servicio eléctrico, lo cual no sólo está en detrimento de las condiciones de bienestar del campesino sino que impiden un desarrollo más tecnificado y acelerado del sector agropecuario y de las actividades agroindustriales.
- 2.56 Las autoridades nacionales conscientes 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 riquezas 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. Los objetivos principales del programa serían: (a) elevar el nivel de vida de la población rural y contribuir a la orientación adecuada de las corrientes migratorias en

---

1/ Ver párrafo 2.47 para la ubicación de dichas obras.

el país; (b) contribuir al desarrollo de la actividad agropecuaria; (c) sustituir el consumo de ciertos recursos energéticos (leña y petróleo) que actualmente se utilizan en el agro, por energía eléctrica más económica.

- 2.57 La ejecución del programa ha sido prevista en etapas, la primera de las cuales a desarrollarse en el período 1981-1985, con una inversión estimada en aproximadamente US\$80 millones, está compuesta de dos proyectos: (i) Proyecto Costa y Sierra, para el cual se ha solicitado financiamiento parcial del BID y es objeto del presente documento; y (ii) Proyecto de pequeñas centrales para Oriente y Galápagos, consistente en obras de generación y distribución en dichas zonas, cuyo financiamiento sería a través de crédito bilateral entre Gobiernos o créditos de proveedores.
- 2.58 Con la puesta en marcha de los dos proyectos que conforman la primera fase del Programa Nacional de Electrificación Rural, se elevaría la cobertura eléctrica del sector rural del 13% a aproximadamente el 26%. El número de viviendas rurales a las que se dotaría de servicio eléctrico sería de 80.000, de las cuales 31.000 estarán comprendidas en la ejecución del proyecto propuesto para la Costa y Sierra.

## 2. Recursos para el Financiamiento del Programa Nacional de Electrificación Rural

- 2.59 En el Ecuador, las fuentes de recursos para el financiamiento de proyectos de electrificación rural están claramente establecidas en cuatro Decretos Gubernamentales, cuyos reglamentos operativos delegan en INECCEL la supervisión y fiscalización de las recaudaciones pertinentes así como de los fines para los que se crearon tales aportaciones. <sup>1/</sup> En este contexto, para el financiamiento del proyecto propuesto se utilizarían los recursos provenientes de tres de los cuatro Decretos, cuyas bases legales y aspectos operativos se mencionan en los párrafos siguientes.
- 2.60 El Decreto No.306, promulgado en el Registro Oficial No.794 del 2 de mayo de 1975, estableció el Fondo de Desarrollo para Electrificación Rural mediante el cual se requiere el aporte obligatorio del 10% del valor facturado de energía eléctrica de los clientes con tarifa comercial e industrial, cuya carga instalada sea mayor de 10 KW para los industriales y el consumo mensual mayor de 2.500 KWh para los comerciantes. Como tal, la facturación y recaudación del valor estipulado para el Fondo de Electrificación Rural se realiza por las empresas eléctricas regionales en las planillas mensuales de cobro a sus

---

<sup>1/</sup> Como se explica en el Capítulo V sobre las delegaciones y funciones de INECCEL, éste aprueba anualmente los programas de electrificación rural presentados por las empresas eléctricas, realizando de esa forma una supervisión a nivel nacional de todas las obras que se realizarían.

clientes, las cuales, posteriormente depositan dichos recaudos en el Banco Nacional de Fomento o en el Banco Central del Ecuador, en cuentas especiales a favor de INECEL para su eventual distribución entre los proyectos de electrificación rural en los respectivos sistemas regionales.. La vigencia de este Decreto es hasta marzo de 1983. Actualmente se encuentra bajo consideración del Gobierno la extensión, en forma permanente de dicho Decreto.

2.61 El Decreto No. 459-B, promulgado en el Registro Oficial No. 831 del 24 de junio de 1975, constituyó el Fondo Especial para conexiones de servicio eléctrico a consumidores de bajos ingresos, con recursos obtenidos por la diferencia entre los porcentajes de intereses y comisiones que el Gobierno debe pagar por diferentes préstamos contraídos en el exterior y las condiciones en que fueron transferidos dichos préstamos a INECEL. 1/ La aplicación de este Decreto se rige de acuerdo con la Resolución No.092 de INECEL, del 7 de abril de 1980. La creación de dicho Fondo fue prevista como condición contractual del préstamo 411/SF-EC otorgado por el Banco a la República del Ecuador en 26 de septiembre de 1974. 2/ De acuerdo con la cláusula 7 del Capítulo V de dicho contrato de préstamo, los recursos de dicho Fondo serían destinados para el financiamiento de: (i) conexiones domiciliarias para consumidores de bajos ingresos, incluyendo las instalaciones eléctricas en el interior de sus viviendas; y (ii) instalaciones de alumbrado público en zonas urbanas o suburbanas habitadas por consumidores de bajos ingresos. En términos generales, los recursos de este Fondo son depositados en el Banco Central del Ecuador en una cuenta especial a favor de INECEL, el que a su vez lo distribuye en calidad de préstamo entre las empresas eléctricas regionales para el otorgamiento de préstamos a los pobladores de las zonas rurales de sus respectivas jurisdicciones, para ayudarlos en el financiamiento de las acometidas de servicio eléctrico.

2.62 El Acuerdo Ministerial No.051, promulgado en el Registro Oficial No.29 del 20 de septiembre de 1979, estableció una regulación nacional de tarifas con un recargo del 10% de la facturación de las empresas eléctricas regionales a sus abonados para generar recursos para el financiamiento de obras de subtransmisión, distribución y electrificación rural. 3/ De los recursos obtenidos con esta regulación, aproximadamente el 20% se destina para el Programa de Electrificación Rural y el 80% restante para las obras de subtransmisión y distribución a cargo de INECEL. Al igual que en el reglamento del Decreto No.306, las recaudaciones obtenidas por las empresas eléctricas regionales deberán ser depositados mensualmente en una cuenta en el Banco Central del Ecuador, a nombre de INECEL.

- 1/ Los préstamos externos considerados dentro de este Decreto son: Kreditanstalt (1975), Reino Unido (1975) y el préstamo del BID 411/SF-EC.
- 2/ Ver párrafo 7.10.
- 3/ El recargo del 10% en la factura mensual de los abonados por concepto de este Acuerdo Ministerial es adicional al 10% que se recauda mediante el Decreto No. 306.

- 2.63 Decreto 1042, correspondiente a la disposición transitoria cuarta de la Ley Básica de Electrificación y asigna a las provincias Orientales y Galápagos, el 4% del 47% de los ingresos que percibe el fisco, por concepto de regalías por la explotación de los recursos hidrocarburíferos del país y por los derechos de transporte de crudo. Estos fondos no se utilizarán para el proyecto propuesto.
- 2.64 En los párrafos 6.05 al 6.15, se presenta un análisis del comportamiento histórico y las proyecciones futuras para los mecanismos descritos anteriormente.

5200S

### III. EL PROYECTO Y SU FINANCIAMIENTO

#### A. Objetivos

- 3.01 El proyecto tiene como objetivos básicos mejorar las condiciones de vida de la población localizada en las zonas rurales, así como contribuir al desarrollo y eficiencia de la producción agropecuaria. Al mismo tiempo, se obtendría una sustitución de fuentes de energía, disminuyendo el uso de hidrocarburos, el que sería reemplazado por energía eléctrica.
- 3.02 Para alcanzar estos propósitos, se tiene como meta tentativa ampliar el suministro de energía eléctrica en el área rural en Ecuador a aproximadamente 31.000 viviendas rurales, con un total de 166.000 habitantes. Esto constituye el 39% del número de viviendas rurales que se estima serán dotadas de servicio eléctrico con el Programa Nacional de Electrificación Rural, en el período 1981-1985.

#### B. Descripción de las Obras

- 3.03 El proyecto se realizaría en áreas rurales correspondientes a 7 de los 9 sistemas eléctricos regionales, los que abarcan la mayor parte del país. De acuerdo con la división administrativa de los sistemas eléctricos regionales, se ha previsto que el proyecto puede dividirse en subproyectos, los que a su vez se subdividen en circuitos que constituyen las unidades más pequeñas del proyecto. En el mapa de la página siguiente se muestra la ubicación de los circuitos que podrían formar parte del proyecto de electrificación rural, y en el Apéndice 4 se muestra el trazado de un circuito tipo. El proyecto consiste en obras de distribución solamente, por lo tanto no incluye obras de generación ni transmisión. El área a electrificar se alimentará de la empresa eléctrica regional que tiene la concesión en la zona donde se realizaría la obra.
- 3.04 Las normas establecidas por INECEL y actualizadas posteriormente por la Unidad Ejecutora del Proyecto de Electrificación Rural (UNEPER) para la elaboración de los diseños finales de las obras comprenden los siguientes criterios generales: 1/ (a) diseños de las líneas y alimentadores primarios para la demanda proyectada a 15 años; (b) dimensionamiento de los transformadores y redes de baja tensión a 8 años; (c) demanda máxima del programa en 23.200 KW, y consumo de energía de 70 GWh/año; (d) configuración radial de las líneas rurales; (e) utilización de conductores de aluminio reforzado (ACSR);

---

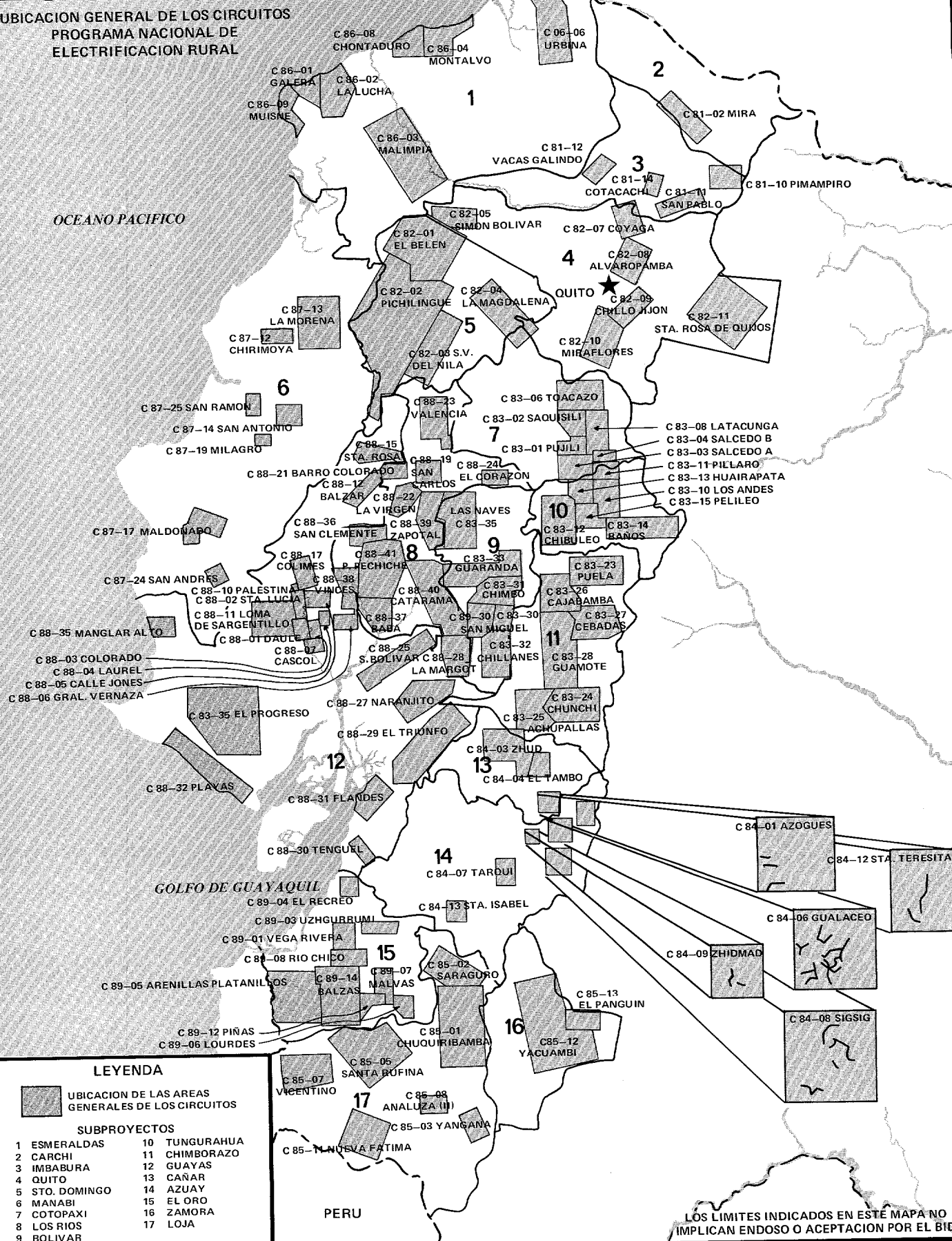
1/ Dichas normas fueron revisadas por expertos del "National Rural Electrification Cooperative Association" (NRECA) de EE.UU. y aprobadas por todas las empresas eléctricas regionales.

# ECUADOR

UBICACION GENERAL DE LOS CIRCUITOS  
PROGRAMA NACIONAL DE  
ELECTRIFICACION RURAL

COLOMBIA

OCEANO PACIFICO



(f) tensiones normalizadas de 22,8 KV, 13,2 KV y 7,6 KV para líneas principales y 240/120 voltios para redes secundarias; (g) niveles de regulación de voltaje acorde con las máximas permisibles por las normas 1/; (h) uso de postes de madera inmunizada o postes de hormigón, según resulte pertinente, sobre la base de costos, condiciones ambientales y facilidades de transporte y montaje. 2/

- 3.05 Las obras previstas en el proyecto consisten en la instalación de las siguientes líneas de distribución: 1.300 kilómetros de líneas primarias de 13,2 Kv y 22,8 Kv; 280 kilómetros de líneas mixtas; 3/ y 580 Km. de líneas secundarias. 4/ Además, se colocarían aproximadamente 2.700 transformadores de distribución y la provisión de acometidas, medidores e instalaciones interiores en las viviendas que se conectarían.
- 3.06 Adicionalmente, con el proyecto se ha previsto la adquisición de repuestos, herramientas y equipos de mantenimiento para los sistemas.

#### C. Costo del Proyecto

- 3.07 El costo total del proyecto, calculado con precios actualizados a septiembre de 1981, se ha estimado en el equivalente de US\$34.400.000 y su distribución por categorías de inversión y por fuentes de financiamiento se detalla a continuación:

- 
- 1/ El nivel máximo de regulación es de 14%, compuesto en la forma siguiente: desde subestación a primario, 7%; en el transformador de distribución, 2%; en las redes secundarias desde los bushings de baja tensión de los transformadores, 4%; y 1% para las acometidas de los usuarios.
- 2/ La selección de postes se ha basado en las isohietas (curvas de nivel de igual precipitación) estudiadas, que dividen el país en zonas secas y húmedas.
- 3/ Son líneas que incluyen circuitos primarios y secundarios en el mismo tramo.
- 4/ La mayoría de las líneas serían monofásicas, salvo algunas que podrían ser trifásicas debido a condiciones especiales de carga.



(en miles de US\$ o su equivalente) <sup>1/</sup>  
Financiamiento

<u>Categorías</u>	<u>BID</u>			<u>Aporte</u>		<u>Costo</u>	<u>Porcen- taje</u>
	<u>Divisas</u>	<u>Moneda Local</u>	<u>Total</u>	<u>Local</u>	<u>Total</u>		
1. <u>Ingeniería y Administración</u>	<u>1.000</u>	<u>-</u>	<u>1.000</u>	<u>1.740</u>	<u>2.740</u>		<u>8,0</u>
1.1 Ingeniería y supervisión	1.000	-	1.000	1.090	2.090		6,0
1.2 Administración	-	-	-	650	650		2,0
2. <u>Costos Directos de Construcción</u>	<u>22.080</u>	<u>3.500</u>	<u>25.580</u>	<u>5.100</u>	<u>30.680</u>		<u>89,1</u>
2.1 Materiales y equipamiento	21.340	-	21.340	-	21.340		62,0
2.2 Montaje de las líneas	-	3.500	3.500	4.400	7.900		23,0
2.3 Instalaciones interiores	-	-	-	670	670		1,9
2.4 Equipo de mantenimiento	740	-	740	30	770		2,2
3. <u>Gastos Financieros</u>	<u>820</u>	<u>100</u>	<u>920</u>	<u>60</u>	<u>980</u>		<u>2,9</u>
3.1 Comisión de crédito	-	-	-	60 <sup>a/</sup>	60		0,2
3.2 Intereses	580	65	645	-	645		1,9
3.3 Inspección y Vigilancia	<u>240</u>	<u>35</u>	<u>275</u>	<u>-</u>	<u>275</u>		<u>0,8</u>
<b>TOTALES</b>	<u><u>23.900</u></u>	<u><u>3.600</u></u>	<u><u>27.500</u></u>	<u><u>6.900</u></u>	<u><u>34.400</u></u>		<u><u>100,0</u></u>
<b>Porcentajes</b>	69,5	10,4	79,9	20,1	100,0		

- 3.08 Las partidas de costos del proyecto que aparecen en el detalle que antecede, individualmente incluyen las provisiones correspondientes a imprevistos y escalamientos.

D. Bases y Análisis del Cálculo de Costos

1. Muestra Representativa

- 3.09 Para efectos del análisis del proyecto se recopilaron datos de carácter técnico y económico de una muestra representativa de 16 circuitos, por un total de 406 Kms., o sea, el 31% del total del kilometraje de líneas primarias previstas en el proyecto. Los parámetros considerados en dicha muestra consistieron: (a) diseños finales; (b) rentabilidad económica de cada circuito de un mínimo un 11%; <sup>2/</sup> (c) conexión de la

<sup>1/</sup> Tipo de cambio utilizado: US\$1,00 = S/.25,00.

<sup>2/</sup> Si bien de acuerdo a los criterios de selección (ver párrafo 4.12), la tasa límite es 12%, se consideran aceptables a los efectos de considerarlos como parte de la muestra representativa a los circuitos cuya rentabilidad supera el 11%, dado que las características de este tipo de obras hacen que con pequeños ajustes en el trazado de los circuitos pueda fácilmente alcanzarse la tasa interna prevista en los criterios de selección. En este sentido, sólo los circuitos que obtengan una rentabilidad del 12% podrán ser incluidos definitivamente en el proyecto.

<sup>a/</sup> La comisión de crédito se devengaría en divisas.

región con el Sistema Nacional Interconectado; (d) ejecución de obras de subtransmisión para los puntos de alimentación de los circuitos. Respecto a estos dos últimos parámetros se tomaron en cuenta todas las regiones que figuran en el programa de transmisión que se financia parcialmente con el préstamo reciente del Banco Mundial, así como el plan vigente de obras de subtransmisión a cargo de las empresas eléctricas regionales e INECEL. La muestra consistió en circuitos tanto de la región de la Sierra como de la Costa.

3.10 Las características de la muestra son las siguientes:

W6297S

Características de la Muestra Representativa

<u>Circui- to No.</u>	<u>Nombre</u>	<u>Provincia</u>	<u>Conexión al SIN</u>	<u>Longitud Líneas Kilómetros</u>	<u>TIR (%)</u>	<u>Punto Alimentación Circuito</u>	<u>Costo Total Circuito (miles US\$)</u>
82-05	Simón Bolívar	Pichincha	Existente	23,5	12,7	Existente	434,7
83-08	Latacunga	Cotopaxi	Existente	37,7	12,9	Existente	833,8
83-23	Puela	Chimborazo	Existente	23,0	11,5	Existente	499,6
83-26	Cajabamba	Chimborazo	Existente	56,4	11,9	Existente	1.410,6
86-02	La Lucha	Esmeraldas	1982	53,5	11,7	1981-1982	797,3
86-09	Muisne	Esmeraldas	1982	21,0	11,4	1981-1982	402,7
88-01	Daule	Guayas	1982	10,0	16,9	1981-1982	313,6
88-02	Santa Lucía	Guayas	1982	7,2	19,6	1981-1982	272,7
88-03	Colorado	Guayas	1982	6,2	18,9	1981-1982	268,5
88-04	Laurel	Guayas	1982	4,7	18,0	1981-1982	95,3
88-05	Callejones	Guayas	1982	15,2	13,0	1981-1982	423,7
88-11	Lomas Sargentillo	Los Ríos	1982	22,5	14,2	1981-1982	547,2
88-32	Playas	Los Ríos	1982	32,9	11,7	1981-1982	522,6
89-04	El Recreo	El Oro	1984	3,4	15,4	1981-1982	64,4
89-12	Piñas	El Oro	1984	35,0	17,1	1981-1982	1.804,3
89-14	Balzas	El Oro	1984	<u>53,7</u>	12,1	1981-1982	<u>1.589,0</u>
Total 16 circuitos				<u>405,9</u>			<u>10.280,0</u>

- 3.11 De esa muestra se obtuvieron los valores promedios de cantidades físicas de obra, los cuales fueron debidamente extrapolados, así como las listas detalladas de los equipos y materiales componentes de cada unidad básica representativa que es el circuito.

## 2. Ingeniería y Administración

- 3.12 La suma equivalente a US\$2.740.000 incluida en esta categoría de inversión se destinaría a cubrir los costos de supervisión y control técnico de las obras (US\$2.090.000) y los de administración del proyecto (US\$650.000). Los costos de supervisión se han estimado podrían representar el 6,8% del total de costos directos de construcción, lo que se considera razonable de acuerdo con la experiencia en el Ecuador para obras de esta naturaleza, compuestos del costo de todos los estudios previos y la preparación de normas y diseños. Los costos de supervisión incluyen además una partida que corresponde a los servicios profesionales de una firma consultora de ingeniería que INECCEL contrataría para que preste asesoramiento y apoyo técnico a la Unidad Ejecutora 1/ en la supervisión general del proyecto. Por su parte, los costos de administración corresponden a los de funcionamiento de la Unidad Ejecutora a cargo del proyecto.

## 3. Costos Directos de Construcción

- 3.13 Los costos directos de construcción por el equivalente de US\$30.680.000 (incluyendo escalamiento e imprevistos), representan el 89,1% de la inversión total requerida y constituye la partida de costo de mayor significación relativa. Su presupuestación se basó en la muestra representativa descrita anteriormente. De dicho examen, se obtuvieron los siguientes parámetros aproximados: 23 viviendas por kilómetro de línea primaria, 35 viviendas por kilómetro de línea secundaria, 11 viviendas por transformador y 570 viviendas por circuito. Los costos unitarios resultantes de la estimación se consideran razonables si se comparan con otros proyectos de electrificación considerados por el Banco:

(importes equivalentes en US\$)

<u>País</u>	<u>Préstamo No.</u>	<u>Costo por Km. Línea Primaria</u>	<u>Año Aprobación</u>
Argentina	358/OC-AR	5.000	1979
Brasil	12/IC y 522/SF-BR	5.050	1979
Colombia	608/SF-CO	5.150	1979
Jamaica	581/SF-JA	6.000	1979
Panamá	399/OC y 649/SF-PN	8.800	1981
ECUADOR	EC-0104 2/	7.050	-

1/ En los párrafos 4.01 al 4.06 de este informe se describe la organización y las responsabilidades de esta Unidad. Los términos de referencia de la firma consultora figuran en el Apéndice 5.

2/ Número del proyecto al que el presente informe se refiere.

- 3.14 El costo promedio por vivienda beneficiaria del proyecto asciende al equivalente de US\$1.109, lo que se considera razonable al compararlo con otros proyectos de electrificación considerados por el Banco.

#### 4. Gastos Financieros

- 3.15 La estimación de los intereses y de la comisión de crédito se efectuó con base en el calendario de ejecución de obras y el cronograma previsto para el desembolso de los recursos del eventual préstamo. Los gastos financieros comprenden además la partida de inspección y vigilancia del BID que se calcula, como es norma, en el 1% del monto total del financiamiento del Banco.

#### 5. Imprevistos y Escalamiento de Costos

- 3.16 La determinación de las provisiones para imprevistos y escalamientos incluídas en los estimados de costos anteriormente señalados, se efectuó de acuerdo con las normas del Banco al respecto: (a) considerando como imprevistos el 10% de los importes correspondientes a ingeniería y administración y a costos directos de construcción; y (b) utilizando para el cálculo de los posibles escalamientos de precios las siguientes tasas: 7,7% para 1982, 7,1% para 1983, y 7% a partir de 1984.

#### E. Financiamiento

##### 1. Préstamo del BID

- 3.17 El monto equivalente de US\$27.500.000 del préstamo del Banco, el cual se recomienda sea concedido con recursos del Fondo para Operaciones Especiales, comprendería recursos en divisas por US\$23.900.000 y sucres por el equivalente de US\$3.600.000.
- 3.18 De acuerdo con los criterios para la aplicación de la matriz, para un proyecto de energía en un país del Grupo D, el Banco podrá financiar con recursos en divisas hasta el 70% del costo total del proyecto. Asimismo, dada la naturaleza del proyecto y la clasificación del país se ha considerado incluir en el financiamiento del Banco un componente en moneda local, elevándose de esa manera el financiamiento del Banco a un 79,9% del costo total previsto para el proyecto.
- 3.19 Los recursos en divisas del préstamo se determinarían a cubrir: (a) el 47,8% de los gastos de ingeniería y supervisión (US\$1.000); (b) la totalidad del costo de materiales y equipamiento, imprevistos y escalamientos (US\$21.340.000); (c) prácticamente la totalidad (96%) del costo del equipo de mantenimiento (US\$740.000); y (d) el total de los costos de intereses y comisión de inspección y vigilancia en divisas (US\$820.000). Con los recursos en moneda local del préstamo se financiaría el 44,3% del costo del montaje de las líneas, imprevistos y escalamientos (US\$3.500.000) y la parte correspondiente a gastos financieros en moneda local del préstamo (US\$100.000).

3.20 Las condiciones financieras básicas del préstamo serían las siguientes:

Fuente:	Fondo para Operaciones Especiales
Período de desembolso:	4 años
Período de amortización:	40 años
Período de gracia:	10 años
Intereses:	1% (10 años) 2% (30 años)
Comisión de crédito:	0,5%
Inspección y Vigilancia:	1,0%

2. Aporte Local

- 3.21 El aporte local alcanzaría el equivalente de US\$6.900.000, correspondiente al 20,1% del costo total del proyecto. Con dichos recursos se financiarían: (i) la totalidad de los costos de administración (equivalente a US\$650.000) y el 52,1% de los gastos de ingeniería y supervisión (equivalente a US\$1.090.000); (ii) el 55,7% del costo del montaje de las líneas, imprevistos y escalamientos (equivalente a US\$4.400.000); (iii) la totalidad del costo de las instalaciones interiores (US\$30.000); (iv) el 4% del costo de equipos de medición (equivalente a US\$670.000); y (v) el costo en divisas calculado en US\$60.000 correspondiente a la comisión de crédito del eventual préstamo.
- 3.22 De la contribución local al proyecto, estimada en el equivalente de US\$6.900.000 provendría, como se indicó en los párrafos 2.59 al 2.64, de los recursos que Ecuador destina para electrificación rural y que son administrados por INECEL. El análisis sobre la factibilidad de la contribución local al proyecto se muestra a partir del párrafo 6.05.

W5264S

#### IV. EJECUCION DEL PROYECTO

##### A. Unidad Ejecutora

- 4.01 INECEL creó en agosto de 1979 la Unidad Ejecutora del Programa Nacional de Electrificación Rural (UNEPER), para atender las necesidades de planificación, ejecución y administración de este proyecto, así como de los demás proyectos de electrificación rural a nivel nacional a cargo de INECEL. Como tal, sus principales funciones y atribuciones, entre otras, son: (a) recomendar políticas, planes, programas y proyectos de electrificación rural a la consideración de la Gerencia General del Instituto; (b) preparar y modificar el Programa Nacional de Electrificación Rural; (c) participar en el análisis de licitaciones y concursos de precios para adquisición de materiales o contratación de servicios que se requieran para el programa; (d) promoción a nivel nacional de las políticas de electrificación rural; (e) coordinar con la Dirección de Finanzas del Instituto, la liquidación de todo proyecto u obra terminada, para la entrega tanto física como contable a las empresas eléctricas regionales; y (f) administrar los contratos suscritos por INECEL relativos a obras y proyectos de electrificación rural.
- 4.02 Para la realización de sus funciones la Unidad Ejecutora del Programa de Electrificación Rural está organizada en la siguiente forma: (a) una Superintendencia Técnica compuesta de dos Divisiones Técnicas, una para el Proyecto BID en la Sierra y la Costa y otra para el Oriente, Galápagos y sistemas aislados; (b) una División Administrativa, compuesta por cinco Departamentos: Organización y Supervisión, Promoción, Bodega, Adquisiciones y Pagaduría; y (c) una Oficina de Programación y Control. La jefatura de la unidad está a cargo de un Director de Electrificación Rural. En el Apéndice 6 se muestra el organigrama correspondiente a esta unidad.
- 4.03 La División Técnica (Sierra y Costa) Proyecto BID tiene la función de dirigir y supervisar la ejecución de los proyectos y obras que serán parcialmente financiados con el eventual préstamo del Banco. De acuerdo a lo anterior corresponde a esta unidad: (i) elaborar las normas y especificaciones técnicas para los estudios, diseños y construcción de los proyectos de electrificación rural en las zonas que comprende el proyecto; (ii) el control presupuestario de las obras; (iii) la administración y supervisión de los contratos de estudios, diseños y contratos de obras a ejecutarse; (iv) la preparación de informes sobre el avance de las obras para uso de INECEL y del Banco. El mantenimiento de registros contables para el proyecto, así como la preparación de informes financieros del proyecto se realizaría a través de la unidad contable de INECEL para cuyos efectos se mantendrían registros separados para el proyecto de electrificación rural.

- 4.04 La Unidad Ejecutora (División Sierra-Costa) está organizada en forma independiente a otras unidades de INECCEL, con el objeto de que pueda desempeñar ágilmente las funciones a su cargo, sin interferencias ajenas al proyecto que ejecuta. El personal de la unidad es de 45 empleados, 1/ distribuidos en las siguientes especialidades: ingenieros (14), asistentes de ingenieros (9), economista (1), sicólogo (1), abogado (1), tecnólogo (1), personal administrativo (4) y los 14 restantes a nivel auxiliar de oficina.
- 4.05 Desde su creación en 1979, UNEPER ha realizado un intenso trabajo de estudio y reconocimiento detallado de las áreas incluidas en el Programa de Electrificación Rural. Sobre la base del conocimiento adquirido ha determinado las características de las obras que deberán ser realizadas en cada área y ha completado una importante proporción de los diseños requeridos. Paralelamente, UNEPER ha desarrollado una organización que comprende una apropiada distribución de las funciones y responsabilidades para el cumplimiento de sus objetivos.
- 4.06 Sobre la base de los antecedentes enumerados puede concluirse que UNEPER cuenta con una organización apropiada para la ejecución del proyecto.

B. Supervisión

- 4.07 UNEPER estará a cargo de la ejecución de las obras y la adquisición y distribución de los materiales de construcción, así como de las otras actividades previstas en el proyecto. Para dichos efectos, UNEPER contará con el asesoramiento de una firma consultora internacional especializada que tendrá a su cargo el control técnico de las obras así como la supervisión de las mismas. Esta firma sería contratada antes de la fecha prevista para el primer desembolso del préstamo, de conformidad con los procedimientos del Banco al respecto (ver Proyecto de Resolución, párrafo 8 (c)). En este contexto, INECCEL sometió al Banco y éste aprobó los términos de referencia y la nómina de firmas a las cuales INECCEL invitaría a presentar ofertas. Las invitaciones a firmas consultoras y la recepción de ofertas se ha previsto para fines de 1981.

C. Modalidad de Ejecución

- 4.08 La forma en que se realizarán las actividades previstas con la ejecución del proyecto queda puesta de manifiesto en la siguiente descripción de esas actividades: 2/
- (a) Las empresas eléctricas regionales elaboran prediseños de obras, después de identificar áreas rurales que carecen de servicio eléctrico.

1/ Al 30 de abril de 1981, el total del personal de UNEPER era de 120 empleados.

2/ En el Apéndice 7 se muestra el cuadro sinóptico de estas actividades.



- (b) INECEL, a través de su unidad ejecutora (UNEPER), revisa los prediseños y selecciona las obras para las cuales se hará diseño final, aplicando los criterios de selección correspondientes (ver párrafo 4.12).
- (c) UNEPER procede con su equipo técnico y el personal de la firma consultora a determinar el conjunto de obras o circuitos que se podrían ejecutar en cada zona y realizan, con el asesoramiento de firmas consultoras locales, los diseños finales, los cuales serían examinados por el BID.
- (d) UNEPER elabora listas de equipos y materiales requeridos para la construcción de las obras correspondientes a los diseños finales y licita, recibe, almacena y distribuye a los contratistas que se encargarían de las obras de montaje, los equipos y materiales correspondientes. Para el almacenaje y distribución, UNEPER contará con dos bodegas, una localizada en Guayaquil, que se encuentra lista para operar y, la segunda ubicada a 30 Kms. al sur de Quito, la cual está actualmente en construcción y entraría en funcionamiento el mes de julio de 1982.
- (e) Al mismo tiempo que UNEPER da inicio a las actividades mencionadas en el párrafo anterior, a través de su Sección de Promoción, en coordinación con las empresas eléctricas regionales informan de la ejecución de obras a los beneficiarios previstos.
- (f) UNEPER licitaría y contrataría la construcción de las obras con contratistas privados utilizando para ello el sistema de licitación pública. Se ha previsto que a los efectos de obtener mejores costos de construcción y facilitar la ejecución con las empresas contratistas, al proceder con las respectivas licitaciones para el montaje de las líneas, UNEPER agruparía los circuitos de acuerdo a su proximidad geográfica en forma de paquetes. Dichos paquetes tendrán una magnitud de aproximadamente 72 Kms. de líneas primarias. En los casos de obras a ser efectuadas por administración directa no se celebraría, desde luego, licitación (ver párrafo 4.16).
- (g) Con la colaboración de las empresas eléctricas regionales, los eventuales beneficiarios obtendrían, en calidad de préstamo, a través del Fondo Especial constituido por Decreto 459-B <sup>1/</sup>, recursos para conexiones domiciliarias. También podrían los beneficiarios proporcionar la mano de obra para sus propias instalaciones domiciliarias, suministrando UNEPER los materiales necesarios, a precio de costo. Esta última instancia es común en las zonas rurales del país.

---

<sup>1/</sup> Ver párrafo 2.61 y Apéndice 21, que contiene el Reglamento Operativo del Fondo Especial para conexiones de servicio a consumidores de bajos ingresos.

- (h) Los contratistas reciben en sus respectivas zonas los equipos y materiales suministrados por UNEPER y se inician las obras. Estas son ejecutadas hasta su terminación bajo la supervisión de UNEPER y la firma consultora. A su conclusión, se efectúa la recepción final y la entrega a las empresas eléctricas regionales.

D. Ingeniería y Diseños

- 4.09 Los diseños del proyecto han sido realizados de acuerdo a las normas aprobadas por INECCEL, de una tensión de 13,2 kV para las líneas alimentadoras y 240/120 voltios para las redes secundarias. Dichas normas fueron revisadas por ingenieros de NRECA y de la firma consultora internacional que asesoró a UNEPER en la preparación de los diseños finales. Para la conexión de las viviendas rurales, INECCEL dispone de diseños normalizados, los cuales incluyen una instalación interior que comprende dos puntos de iluminación y dos tomacorrientes.
- 4.10 Los diseños finales para la muestra representativa (406 Kms.) se encuentran totalmente terminados, pudiendo por lo tanto poder procederse al llamado a licitación para el suministro de materiales para el 30% de las obras del proyecto. A mediados de 1982 quedarían terminados un 40% adicional de los diseños y a fines de ese año el 30% restante, lo que permitiría efectuar las otras dos licitaciones por cantidades similares de los bienes requeridos para el proyecto.
- 4.11 En el Apéndice 8 se presenta el cronograma preliminar de actividades de diseños de los circuitos y subproyectos que podrían integrar el proyecto de electrificación rural.

E. Criterios de Selección

- 4.12 Teniendo en cuenta los aspectos técnicos del proyecto y sus características socio-económicas, el Banco aprobará la construcción de cada circuito en la medida en que INECCEL presente evidencia al Banco <sup>1/</sup> de que se han cumplido los siguientes criterios de selección para cada uno:
  - (a) Que se hayan presentado los diseños finales, incluyendo la información descriptiva y técnica del circuito.
  - (b) Un análisis costo-beneficio que, empleando la metodología y los parámetros que se detallan en el Apéndice 9, (que es semejante al de la evaluación económica realizada durante el análisis del proyecto), demuestre que la rentabilidad del circuito es de por lo menos el 12%.
  - (c) Que se haya demostrado que los poblados que se incluirán en el proyecto, tienen acceso vial por carretera o equivalente hidrográfico que asegure el paso de vehículos de carga.

1/ Estos criterios figuran en el Anexo A del eventual contrato de préstamo.

- (d) Una demostración de que la región de quien depende el circuito está conectada al Sistema Nacional Interconectado o tiene la capacidad de generación propia suficiente para atender los requerimientos del circuito.
- (e) Un informe de la existencia del punto adecuado de conexión del circuito al sistema de transmisión-subtransmisión incluyendo la subestación correspondiente y la regulación de voltaje conveniente que asegure el correcto funcionamiento del circuito por 15 años.

F. Adquisición de Bienes y Servicios

- 4.13 A los efectos de acomodar la realización del proyecto a los requerimientos que surgen de la aplicación de los criterios de selección, se ha previsto ejecutar las licitaciones agrupadas en tres paquetes que representen el 30%, 40% y 30%, respectivamente, de la totalidad de los circuitos. A su vez cada paquete se dividiría en uno correspondiente a la adquisición de equipos y materiales y el otro para la contratación de las obras civiles y montaje de los sistemas. El detalle de esta ejecución se puede apreciar en el Apéndice 10.
- 4.14 En lo que respecta a los bienes, el primer paquete se licitaría en el primer trimestre de 1982 y se adjudicaría un año después, plazo que se considera realista, dado el largo proceso que se requiere en el país para tramitar las aprobaciones requeridas por distintas entidades del Gobierno. El segundo paquete se convocaría en el tercer trimestre de 1982 y el tercero en el primer trimestre de 1983, ambos con el mismo plazo de un año para las respectivas adjudicaciones.
- 4.15 Las fechas programadas para las contrataciones del montaje guardan relación con los primeros despachos de materiales y serían convocadas las respectivas licitaciones en el segundo trimestre de 1982, primero de 1983 y tercero de 1983, asegurándose de esta manera que la totalidad de los subproyectos en que se han agrupado los distintos circuitos se inicie su construcción dentro de los tres años de la firma del eventual contrato de préstamo (ver párrafos 4.18 y 4.19).
- 4.16 Se ha estimado que algunas de las obras, por encontrarse ubicadas en localidades remotas o por su tamaño (menos de 10 km. de líneas primarias), pudieran no ser de interés de contratistas privados y, por lo tanto, preferentemente deberán ser efectuadas por administración directa, a cargo de INECEL a través de las empresas eléctricas regionales. Se recomienda, por ende, incluir en el eventual contrato de préstamo la correspondiente autorización para la ejecución de obras por administración directa hasta por un monto equivalente a US\$800.000 en recursos del aporte local. <sup>1/</sup> Se prevé que será poco probable que firmas constructoras se interesen en la fase de construcción y montaje

---

<sup>1/</sup> Dichas obras incluyen también las correspondientes a la acometida e instalación de medidores.

de los circuitos, dado el reducido monto individual de cada contrato que se adjudicaría para este propósito, así como la naturaleza de los trabajos a realizarse. Estas obras representan el estimativo de costos del montaje de esos circuitos de pequeña longitud o ubicados en zonas aisladas. (Ver Proyecto de Resolución, párrafo 8 (e)).

- 4.17 Con la excepción indicada en el párrafo que antecede, se utilizaría el sistema de licitación pública en la adquisición de materiales, equipos y otros bienes y en la adquisición de contratos para ejecución de obras en todos los casos en que el valor de dichas adquisiciones o contratos exceda el equivalente de US\$100.000 (Ver Proyecto de Resolución). Las licitaciones serían de carácter internacional en el caso de los equipos y materiales financiados con los recursos en divisas del préstamo y se sujetarían a los procedimientos que conforme al reglamento que se presenta en el Apéndice 11, se acordarán con el Banco. Para las licitaciones financiadas con sucres provenientes del préstamo del Banco, éstas podrán limitarse al ámbito nacional, así como las licitaciones para el montaje de las líneas que se financian con aporte local. Existe en el país la necesaria capacidad empresarial para este tipo de obras de escasa complejidad.

G. Plazo de Ejecución

- 4.18 Para la iniciación material de las obras del proyecto se cree conveniente prever un período de tres años en razón de tener que cumplimentar los criterios establecidos con relación a las fechas en que estarán disponibles los puntos de alimentación y en que la región a que pertenece el circuito se abasteciera de energía eléctrica proveniente del sistema interconectado nacional. Por otra parte, según el cronograma de las licitaciones para la adquisición de materiales y el montaje, el último paquete de materiales y equipos previstos con el proyecto, así como la adjudicación de los contratos para el montaje se realizarían al final del segundo año contado desde la fecha del eventual contrato de préstamo. De esta manera se pueden empezar las obras de todos los circuitos dentro de los tres años. Asimismo, una vez iniciadas las últimas obras, su plazo de construcción es del orden de 8 a 10 meses por lo que el período de ejecución del proyecto podría extenderse hasta el cuarto año contado desde la firma del contrato de préstamo, tiempo suficiente para la liquidación y pago de la totalidad de los certificados de obra. En este caso particular, no es un limitante para la ejecución la preparación de los diseños dado el avance de los mismos, cuya terminación, según se anotó, sería a fines del año 1982.
- 4.19 Teniendo en cuenta los plazos parciales para la ejecución de cada etapa para la adquisición de bienes y servicios, citados en párrafos anteriores, se confeccionó un Plan Preliminar de Ejecución del Proyecto que se presenta en el Apéndice 12 a este informe. El Plan de Ejecución del Proyecto (PEP) definitivo, sería presentado al Banco antes del primer desembolso del préstamo y constituiría el patrón para el seguimiento del desarrollo de la ejecución del proyecto, tanto por parte del Banco como por el ejecutor.

#### H. Calendario de Desembolsos

- 4.20 El calendario resumido de desembolsos, con el señalamiento de las inversiones correspondientes a los recursos del préstamo propuesto y del aporte local se indica a continuación:

(en miles de US\$ o su equivalente)

	<u>Préstamo BID</u>		<u>Aporte Local</u>		<u>Total</u>
	<u>Monto</u>	<u>Porcentaje</u>	<u>Monto</u>	<u>Porcentaje</u>	
Anterior a la aprobación del préstamo	-	-	697	10,1	697
Primer año	7.095	25,8	352	5,1	7.447
Segundo año	11.220	40,8	717	10,4	11.937
Tercer año	6.875	25,0	2.567	37,2	9.442
Cuarto año	<u>2.310</u>	<u>8,4</u>	<u>2.567</u>	<u>37,2</u>	<u>4.877</u>
	<u>27.500</u>	<u>100,0</u>	<u>6.900</u>	<u>100,0</u>	<u>34.400</u>

#### I. Reconocimiento de Gastos

- 4.21 Como se indicó anteriormente, INECCEL ha realizado actividades de ingeniería necesarias para la definición del proyecto, las cuales han significado gastos en moneda local por un total equivalente de US\$700.000 durante 1980 y 1981. Se recomienda que estos gastos sean reconocidos como parte del costo del proyecto imputable a la contrapartida local siempre que, al incurrir en dichos gastos, se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los previstos en la resolución y en el contrato de préstamo, y que los mismos se hayan efectuado en un período no superior a los 18 meses anteriores a la aprobación del préstamo y posteriormente a la presentación de la solicitud de préstamo (ver Recomendaciones, párrafo 3).

#### J. Declaración de Utilidad Pública, Expropiación y Servidumbres

- 4.22 El suministro de energía eléctrica está calificado en la Ley de Electrificación como servicio público fundamental, y en la misma se establece que se consideran de utilidad pública e interés social las zonas de terrenos que las entidades como INECCEL y las empresas eléctricas requieran para el normal ejercicio de sus actividades.
- 4.23 A esos efectos, el Artículo 38 de dicha Ley otorga a INECCEL y las empresas eléctricas, el derecho de imponer servidumbres para el tendido de líneas de transmisión y distribución o construir y colocar otras instalaciones inherentes al servicio eléctrico, en coordinación con el Ministerio de Obras Públicas. Además, la Ley para Constitución de Gravámenes y Derechos tendientes a obras de electrificación, promulgada

mediante Decreto No. 1969 de 16 de noviembre de 1977, faculta a INECEL y a las empresas eléctricas establecidas en el país, sean personas jurídicas de derecho público o de derecho privado con finalidad social o pública, para constituir gravámenes y derechos y ocupar con carácter forzoso el área de terreno necesaria para obras de electrificación, tales como, colocación de postes, torres, transformadores, tendido de líneas subterráneas y aéreas. Asimismo, por los Artículos 10, 11, y 12 de dicha Ley, se faculta a INECEL y a las empresas eléctricas a imponer en su favor y declarar mediante resolución la efectivización de los derechos citados anteriormente y la inmediata ocupación del área requerida, sin observar ningún otro requisito.

- 4.24 Teniendo en cuenta que la estructura del proyecto y las obras fundamentalmente afectarán terrenos que quedan ubicados al costado de vías de acceso de las localidades a electrificarse, no se prevén dificultades que entorpezcan el desarrollo normal de las obras ya que procedería tramitar la correspondiente servidumbre de conducción eléctrica, cuya obtención es de fácil despacho una vez INECEL así lo determine para los efectos del proyecto.
- 4.25 En el contrato de préstamo se establecería el compromiso del prestatario de presentar al Banco, antes del llamado a licitación o del inicio de las obras, la evidencia de que se tiene posesión legal o los derechos necesarios sobre los terrenos donde se construirían las obras (ver Recomendaciones, párrafo 1(b)).

K. Educación para el Uso de Recursos Energéticos

- 4.26 INECEL se propone llevar a cabo, desde los comienzos de la ejecución del proyecto, un plan de promoción de la utilización de la energía eléctrica y educación de los beneficiarios en el empleo de los recursos energéticos, básicamente destinado a lograr el mejor aprovechamiento del servicio eléctrico que se proveería. El plan tendría un positivo efecto socioeconómico por cuanto sería su propósito: (i) promover la participación de la comunidad en las obras de electrificación; (ii) elevar en la medida de lo posible la productividad de los beneficiarios incentivando y haciendo viable el uso, donde corresponda, de equipos de limitada demanda eléctrica para la ejecución de una serie de tareas domésticas, tales como costura y planchado de ropa; (iii) difundir el uso de la luz como un medio de comodidad y eficiencia que permitiría realizar labores escolares nocturnas, así como el funcionamiento de centros de salud con unidades de refrigeración para conservación de vacunas, antibióticos y otros productos; y (iv) promover el uso de la electricidad en actividades productivas, no sólo en el ámbito agroindustrial, sino también como elemento sustitutivo de determinadas herramientas o maquinarias rudimentarias cuya fuerza motriz es un pedal, animales, o motores de combustión.

- 4.27 INECCEL ha iniciado estas labores de promoción con la colaboración de la Empresa Eléctrica Regional del Norte, en un proyecto piloto en varias comunidades del Cantón Otavalo, en la Provincia de Imbabura. El plan de promoción previsto contará con el apoyo del Servicio de Capacitación Profesional (SECAP) para proporcionar instructores y facilidades para efectuar demostraciones en el terreno. Asimismo, se ha previsto la participación de otras entidades del Gobierno a cargo del desarrollo rural en el país.
- 4.28 Dentro del plazo de 6 meses a partir de la fecha del contrato de préstamo, el prestatario presentaría al Banco el plan definitivo para la campaña de promoción del proyecto y educación de usuarios con un cronograma para su implantación encaminada a promover el uso eficiente de la electricidad particularmente con fines productivos. La ejecución del plan deberá efectuarse de acuerdo con el cronograma aprobado por el Banco. De esta forma se podría implantar el programa educativo en concordancia con la puesta en servicio de los circuitos (ver Recomendaciones, párrafo 5).

L. Operación y Mantenimiento de los Sistemas

- 4.29 La operación y mantenimiento de los sistemas de electrificación rural que se pondrían en servicio como resultado de la ejecución del proyecto, estaría a cargo de las empresas eléctricas regionales, con el asesoramiento permanente de UNEPER, a través de sus unidades técnicas y administrativas. No obstante, INECCEL se comprometerá a que las obras, equipos e instalaciones comprendidos en el proyecto serán administrados y mantenidos de acuerdo con normas ya establecidas, para lo cual deberá presentar al Banco anualmente, durante un período de 10 años desde la terminación de las obras, las medidas que se han tomado para dichos efectos y presentar un informe evaluando la gestión de cada año sobre el grado de eficiencia operativa y calidad del servicio. (Ver Recomendaciones, párrafo 4).

M. Evaluación Ex-Post del Proyecto

- 4.30 Con el propósito de evaluar el impacto socio-económico del proyecto, se deberá efectuar una análisis a posteriori del mismo que cubra, entre otros, los siguientes aspectos:
- (a) Costos: (i) inversión; (ii) operación y mantenimiento; (iii) gastos de reposición en función del tiempo, tales como postes de madera tratada, postes de hormigón y transformadores; (iv) administración (lectura, facturación y cobranza); (v) compra de energía; y (vi) costos por abonado para cada circuito.
  - (b) Datos técnicos: (i) pérdidas diferenciadas; (ii) caída de tensión; y (iii) crecimiento anual de la demanda.

- (c) Beneficios y beneficiarios: (i) sustituciones que se hayan llevado a cabo en el consumo; (ii) evaluación del consumo y de la carga por consumidor en volumen y valor mensuales, por categorías de ingreso; (iii) aportes fijos de los usuarios por concepto de costos del proyecto y de instalación; (iv) número de consumidores conectados por circuito y por empresa eléctrica regional; (v) usos no residenciales; y (vi) servicios sociales y comunales introducidos después del proyecto.
- 4.31 Dentro del plazo de 12 meses contados a partir de la fecha del contrato de préstamo, INECCEL presentará al Banco: (a) los datos básicos iniciales para la evaluación; y (b) la descripción del sistema de copilación y procesamiento de los datos que se utilizarían para efectuar las comparaciones anuales con los datos iniciales requeridos con el fin de evaluar los resultados logrados en la ejecución del proyecto. Los datos básicos iniciales para la evaluación podrán obtenerse mediante un muestreo de los circuitos en las zonas de la Sierra y la Costa (ver Recomendaciones, párrafo 8).
- 4.32 A partir del primer año después de la fecha del último desembolso del financiamiento del Banco y anualmente durante tres años; INECCEL deberá someter al BID los datos anuales comparativos señalados en el párrafo que antecede (ver Recomendaciones, párrafo 9).
- 4.33 El prestatario presentará a fines del tercer año después de la fecha del último desembolso un informe de evaluación posteriori sobre los resultados del proyecto con base en la metodología y pautas acordadas con el Banco, que sería la misma para la evaluación ex-ante del proyecto (ver Recomendaciones, párrafo 10).

N. Inspección y Vigilancia

- 4.34 La responsabilidad de inspección y vigilancia que correspondería al BID en este proyecto estaría a cargo de la Representación del Banco en Ecuador.



W4778S

## V. EL PRESTATARIO Y EL EJECUTOR

### A. Antecedentes

- 5.01 El prestatario y ejecutor del proyecto sería el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) que, conforme con la Ley Básica de Electrificación que lo creara en el año 1961, es una persona jurídica de derecho público con patrimonio y recursos propios y autonomía económica y administrativa adscrita al Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos (MRNE).
- 5.02 El propósito genérico del Instituto es coordinar y ejecutar los planes nacionales de electrificación. Para ello ha sido facultado para diseñar, financiar, construir y operar instalaciones de generación, transmisión y distribución y para fomentar el establecimiento de Empresas Eléctricas Regionales en las que ha sido autorizado a hacer inversiones mediante la compra de acciones.

### 1. Estructura Orgánica

- 5.03 El esquema organizativo de INECEL, que puede considerarse razonable para empresas eléctricas, es el que se incluye como Apéndice 13. Tal como lo muestra su organigrama los órganos principales del Instituto son el Directorio, la Gerencia General y las Direcciones Departamentales. El enlace con el Poder Ejecutivo se realiza por conducto del Ministro de Recursos Naturales y Energéticos quien es Presidente del Directorio de INECEL. Este órgano está adicionalmente integrado por los Ministros de Finanzas, Industria y Comercio, el Presidente del Consejo Nacional de Desarrollo (CONADE), el Jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, un representante por las Empresas Eléctricas y otro por los Colegios de Ingenieros Eléctricos.
- 5.04 Por su parte, el Gerente General es responsable por la ejecución de las decisiones del directorio y en general por la coordinación de las distintas actividades administrativas, económico-financieras y técnicas conducentes al logro de los fines del Instituto. Para ello es secundado por cinco Direcciones Departamentales que son:
- (i) Relaciones Industriales: es responsable por la formulación y aplicación de las políticas de administración de personal, sueldos y salarios y capacitación;
  - (ii) Finanzas: tiene a su cargo la obtención de recursos financieros internos y externos para la ejecución de los planes y programas del Instituto, así como la administración de esos recursos. Adicionalmente supervisa la gestión económico-financiera de INECEL y las empresas eléctricas regionales de conformidad con las estipulaciones de la Ley Básica de Electrificación;

- (iii) Ingeniería y Construcción: realiza estudios, diseños y la construcción de proyectos de generación y sistemas de transmisión contemplados en el Plan Nacional de Electrificación;
- (iv) Operación del Sistema Nacional Interconectado: opera, mantiene y administra las centrales de generación, líneas de transmisión y subestaciones que conforman el Sistema Nacional Interconectado (SNI). Además comercializa la energía generada y transmitida por el SNI y realiza estudios tarifarios vinculados con la compra-venta de energía; y
- (v) Distribución y Comercialización: tiene a su cargo la coordinación de las obras de generación, subtransmisión, transformación y distribución que ejecutan las empresas eléctricas, así como la supervisión global de los sistemas eléctricos regionales con base en la cual prepara informes de gestión. También participa en la preparación de los pliegos tarifarios de las empresas eléctricas y, una vez aprobados, vigila su aplicación.

5.05 Diversas unidades asesoras complementan el cuadro organizativo de INECEL, la más importante de las cuales es el Comité de Coordinación Técnico, Administrativo y Financiero compuesto básicamente por el Gerente General y los directores departamentales. El propósito genérico del Comité es el de coordinar la gestión global del Instituto para asegurar el cumplimiento del Plan Nacional de Electrificación. Otras unidades asesoras son el Departamento de Organización y Sistemas, la Asesoría Jurídica y la Dirección de Planificación. Esta última es responsable por la preparación de los planes de inversión anuales y de mediano y largo plazo de conformidad con las metas del Plan Nacional de Electrificación, especificando los recursos humanos, financieros y físicos requeridos para su ejecución. Además, le corresponde establecer las pautas generales del proceso de integración de los sistemas regionales y el SNI, así como participar en la elaboración de estudios para la fijación de niveles tarifarios para la venta de energía.

5.06 Como se indicó en el párrafo 4.01, en 1979 se creó la Unidad Ejecutora de Electrificación Rural (UNEPER) que tiene a su cargo la realización del Programa Nacional de Electrificación Rural.

## 2. Personal

5.07 La dotación total de INECEL creció durante los últimos cuatro años a razón de un 7% anual, lo cual es razonable, hasta alcanzar un total de 1.546 empleados al 31 de diciembre de 1980. Este personal, que operacionalmente desempeña aceptablemente las actividades asignadas, se hallaba distribuido funcionalmente a esa fecha conforme con el siguiente detalle:

INECEL - Dotación de personal  
al 31 de diciembre de 1980 <sup>1/</sup>

<u>Clasificación</u> <u>Area Funcional</u>	<u>Direc-</u> <u>tivos</u>	<u>Profesio-</u> <u>nales</u>	<u>Técni-</u> <u>cos</u>	<u>Adminis-</u> <u>trativos</u>	<u>Obre-</u> <u>ros</u>	<u>Totales</u> <u>No.</u>	<u>%</u>
Gerencia General <sup>2/</sup>	18	60	9	34	11	132	9
Relaciones Industriales	9	53	4	45	10	121	8
Finanzas	21	57	34	100	12	224	14
Ingeniería y Construc.	50	282	88	135	14	569	37
Operación SNI	30	98	28	63	10	229	15
Distribución y Comerc.	29	95	20	53	15	212	14
Electrificación Rural	<u>12</u>	<u>28</u>	<u>6</u>	<u>11</u>	<u>2</u>	<u>59</u>	<u>3</u>
Totales	<u>169</u>	<u>673</u>	<u>189</u>	<u>441</u>	<u>74</u>	<u>1.546</u>	<u>100</u>
Porcentaje	11	44	12	28	5	100	

5.08 Como consecuencia del crecimiento en la capacidad instalada y en construcción verificada a partir del año 1978 y el consiguiente incremento en el volumen de ventas de energía, los índices de productividad del personal de INECEL han experimentado una evolución favorable como puede apreciarse en el cuadro que sigue:

INECEL - Productividad del personal  
Período 1977 - 1980

<u>Año</u>	<u>No. medio</u> <u>empleados</u>	<u>Capacidad to-</u> <u>tal (operac.</u> <u>más construcc.)</u>	<u>Ventas de</u> <u>energía</u> <u>(MWh)</u>	<u>Capacidad</u> <u>total por</u> <u>empleado</u>	<u>Ventas por</u> <u>empleado</u>
1977	1.176	734	166.030	.624	141.2
1978	1.234	845	496.606	.684	402.4
1979	1.273	961	806.808	.755	633.8
1980	1.404	999	1.114.754	.712	793.9

<sup>1/</sup> Fuente: Liquidación presupuestaria 1980.

<sup>2/</sup> Incluye las unidades asesoras.

- 5.09 Como se indicara, la tendencia positiva de estos indicadores puede explicarse en función del aumento en la capacidad de generación. Así, hacia fines del año 1977 entró en operación la central hidroeléctrica de Pisayambo, cuya plena influencia se aprecia en 1978, año en el que también se produce la habilitación parcial de la central a vapor de Estero Salado. A mediados de 1979 se produce la entrada en servicio de las unidades 2 y 3 de Estero Salado, mientras que en 1980 se advierte el efecto de un año completo de operación de esa central. Conforme con las metas establecidas en el Plan Maestro de Electrificación, se aspira a mejorar para 1985 el rendimiento del personal, medido por la relación ventas por empleado, en aproximadamente un 5% para el sector en su conjunto.

### 3. Administración Financiera y Contable

- 5.10 La Dirección de Finanzas tiene a su cargo lo relacionado con la gestión económico-financiera del Instituto así como la administración de su sistema contable de conformidad con los principios y procedimientos establecidos para la industria eléctrica local. Esta Dirección se halla actualmente subdividida en dos Sub-Direcciones:

- (i) La Sub-Dirección de Análisis Económico-Financiero, (integrada por las Divisiones de Estudios y Financiamientos, Programación Financiera y Evaluación y Control Financiero) que tiene como actividades genéricas la preparación de solicitudes de financiamiento interno y externo, la evaluación de ofertas y la posterior administración de los recursos obtenidos, la formulación y liquidación del presupuesto anual de INECEL, el examen del desempeño empresarial de las empresas eléctricas regionales y, finalmente, la prestación de apoyo a la Dirección de Planificación para la preparación periódica de proyecciones financieras, cuya formulación por INECEL responde más a requerimientos de los organismos internacionales de financiamiento que a la utilización de las mismas como herramienta de control de gestión. En ese sentido el Instituto debe todavía optimizar su esquema organizativo, aplicar técnicas modernas de administración de empresas e implantar un sistema de información gerencial apto para la toma oportuna de decisiones. Escollo importante para ello ha sido la carencia de personal convenientemente experimentado en el diseño y manejo de tales herramientas gerenciales y también la falta de un adecuado nivel de coordinación de las diferentes áreas funcionales, así como la falta de procedimientos para el reflejo oportuno y veraz de las transacciones. Con miras a solucionar estos problemas se ha incluido en la operación contratada con el Banco Mundial para financiar un proyecto de transmisión y subtransmisión del SNI, un subproyecto de desarrollo institucional y sistema de información gerencial (ver párrafos 5.13-5.15).

Con relación al control de la marcha de las empresas eléctricas por parte del Instituto corresponde a su Directorio, según lo establece la Ley Básica de Electrificación, designar Vocales Directores representantes de INECEL ante esas entidades. Adicionalmente, integran el recientemente creado Departamento de Control Empresarial los "comisarios" que, conforme lo requiere la Ley de Compañías, son designados por la Junta General de cada empresa para "... fiscalizar en todas sus partes la administración...". Complementando las disposiciones legales vigentes, el Instituto ha especificado las funciones a cumplir por el Departamento de Control Empresarial y las de los "comisarios", las cuales pueden estimarse adecuadas para sus fines.

- (ii) La Sub-Dirección de Administración Financiera, (estructurada en las Divisiones de Recursos Financieros, Contabilidad y Administración de Bienes) tiene por función básica la atención del movimiento de tesorería, la gestión de adquisiciones, el control de almacenes e inventarios y el mantenimiento de los registros contables. También se evidencian en este área diversas debilidades de control interno que afectan no sólo la presentación y análisis de los estados financieros anuales, sino que además dificultan el proceso de preparación de los pronósticos financieros, deficiencias éstas que asimismo se espera corregir a través del programa de desarrollo institucional.

- 5.11 Para la contabilización de sus operaciones INECEL y las demás empresas del sector emplean el Sistema Uniforme de Cuentas para Organismos del Sector Eléctrico que fuera sancionado por resolución del MRNE y que se utiliza desde el año 1966. Por su parte la contabilidad presupuestaria, que se realiza con base en el Clasificador de Ingresos y Gastos del Sector Público establecido por el Ministerio de Finanzas, no está totalmente integrada con la contabilidad general de INECEL, circunstancia que ha impedido la aplicación efectiva de un sistema de control presupuestario por áreas de responsabilidad.
- 5.12 Aparte de la referencia al tratamiento contable de ciertas transacciones incluido en el Sistema Uniforme de Cuentas, el Instituto carece de Manuales de Procedimientos Contables y de Contabilidad Presupuestaria. La contabilidad está parcialmente mecanizada aún cuando, debido a la falta de un flujo oportuno de la información, los balances mensuales se obtienen con una demora que oscila entre los 60 y los 90 días posteriores al respectivo cierre contable. Corresponde mencionar la reciente preparación de diversos manuales de procedimientos que cubren en forma adecuada necesidades de diferentes áreas operativas (Finanzas, Relaciones Industriales, etc.). Dentro del plan de trabajo de corto plazo del Departamento de Organización y Sistemas se ha incluido la elaboración detallada de políticas y objetivos correspondientes a las diferentes áreas funcionales de la organización, los cuales conformarán posteriormente el Manual Administrativo.

#### 4. Fortalecimiento Institucional

- 5.13 Durante el período 1974-1976 INECEL contrató con una firma consultora internacional la realización de un estudio para modernizar el área administrativo-contable-financiera. La labor de los consultores resultó poco satisfactoria y sólo se implantaron parcialmente sus recomendaciones.
- 5.14 Con motivo de la consideración de la reciente operación de préstamo por parte del Banco Mundial a la que se hizo ya referencia, se incluyó un subproyecto de desarrollo institucional cuya finalidad básica es la de diseñar e implantar un sistema integrado de información automatizado, así como la de revisar la estructura organizativa de INECEL y las empresas eléctricas regionales con miras a la implantación de métodos, sistemas y procedimientos modernos y eficientes. Esta tarea abarcará las áreas financiera, comercial, administrativa y de planificación y control de proyectos.
- 5.15 El subproyecto de desarrollo institucional se ha dividido en dos grandes fases, la primera de las cuales abarca el diagnóstico y diseño preliminar, así como la implantación de un sistema integrado de información y tendría una duración aproximada de 18 meses desde el inicio de las respectivas tareas. La segunda fase se destinaría al diseño detallado de sistemas, incluyendo la preparación de manuales, y su implantación, así como al entrenamiento del personal, la evaluación de los resultados alcanzados y la presentación de un informe final. El plazo estimado de cumplimiento de esta fase sería de aproximadamente 18 meses adicionales. Para coordinar adecuadamente las actividades de los consultores, INECEL designará un equipo de contraparte que, además de un plantel básico, incluirá oportunamente personal experimentado en cada una de las áreas específicas de trabajo. Dada la importancia del programa de desarrollo institucional del sector el Banco, a través de la Representación en Ecuador, mantendría un seguimiento estrecho y permanente sobre el progreso alcanzado.

#### 5. Régimen de Seguros

- 5.16 El Instituto ha creado recientemente dentro de la Dirección de Finanzas una Unidad de Seguros. Las pólizas contratadas cubren centrales en funcionamiento, subestaciones, almacenes, vehículos y otros ramos con relación a riesgos diversos y con base en valores de reposición. En lo referente a las obras en construcción, las empresas constructoras son responsables de asegurar los bienes e instalaciones hasta el momento de la entrega-recepción a INECEL. Debe indicarse que los auditores externos no han dado opinión sobre la suficiencia de la cobertura de seguros.

## 6. Régimen de Compras y Contrataciones

- 5.17 Según lo establece la Ley Básica de Electrificación los contratos para la realización de obras, adquisición de bienes y prestación de servicios están sujetos a sus disposiciones y a las de la ley de licitaciones, las que establecen, además de normas de procedimiento, los niveles monetarios y de autoridad requeridos para las correspondientes aprobaciones y adjudicaciones. Complementando lo anterior la Dirección de Finanzas preparó en 1980 un manual detallando los procedimientos para adquisiciones locales y en el exterior que sistematiza en forma adecuada esas actividades.

## 7. Control Interno

- 5.18 El sistema de control interno del Instituto, tanto operativo como financiero-contable, puede considerarse sólo aceptable ya que como se explicara en párrafos anteriores, existen debilidades que afectan en diversa medida a cada uno de los elementos de ese sistema. Como ya también se indicara previamente, INECEL está consciente de esas deficiencias y aspira a corregirlas gradualmente a través del programa de desarrollo institucional. El sistema de control de la empresa incluye una unidad de Auditoría Interna encabezada por el Auditor Interno Jefe, quien es designado por y responde directamente al Contralor General del Estado, sin perjuicio de la obligación legal de presentar al Directorio de INECEL un informe semestral sobre su labor.
- 5.19 La Auditoría Interna cuenta con una dotación autorizada de 24 personas y efectiva de sólo 18, mientras que 13 cuentan con título profesional. Según lo establece la Ley Básica de Electrificación esta unidad "... ejercerá el control de la administración económica y financiera del Instituto...". Para ello se elabora anualmente un plan de trabajo que se somete a la consideración de la Contraloría General, el que incluye entre las actividades a desarrollar aquellas que surgen de recomendaciones efectuadas por ese organismo con el que mantiene una adecuada coordinación. La auditoría interna no cubre las Direcciones de Ingeniería y Construcción, Operación del Sistema Nacional Interconectado, Planificación y el Departamento de Procesamiento Automático de Datos. Como puede advertirse las tareas realizadas por la auditoría interna se centran en asuntos de naturaleza contable-financiera, con incipiente orientación hacia aspectos operacionales especialmente a través de la práctica establecida a partir de 1981 de dar opinión, con relación a aspectos de control interno, sobre las propuestas de nuevos procedimientos originados en el sector de Organización y Sistemas. Dentro del limitado contexto descrito, la auditoría interna cumple aceptablemente con su cometido.
- 5.20 Las restricciones de dotación han impedido a esta unidad la realización de auditorías en profundidad de las empresas eléctricas regionales en las cuales el mecanismo de control interno se estima poco satisfactorio. Se espera que al completarse la dotación se pueda incluir en el plan anual la realización de esos exámenes.

## 8. Control Externo

- 5.21 La función de control externo de INECCEL es cumplida básicamente por la Contraloría General del Estado que la ejerce también con relación a los proyectos en ejecución parcialmente financiados por el Banco. Los problemas derivados de la escasez cualitativa y cuantitativa de auditores profesionales en el mercado local de trabajo ha afectado la oportunidad y calidad de la labor de auditoría que realiza esa entidad de control. Así, los estados financieros de INECCEL y de los proyectos en ejecución han sido presentados con atrasos sustanciales. Así, a la fecha de preparación de este documento no se han presentado aún los estados financieros de INECCEL correspondientes al ejercicio 1978, mientras que los correspondientes al ejercicio 1979 fueron recibidos en el mes de enero de 1981, impidiéndose de esa forma, un seguimiento eficaz y oportuno de la evolución económico-financiera de la entidad y sus perspectivas futuras.
- 5.22 En atención a esas circunstancias y a que en una reciente operación de préstamo con el Banco Mundial se prevé la contratación de una firma privada de auditoría, se recomienda que: (i) los estados financieros del proyecto bajo estudio durante su ejecución; (ii) los estados financieros de INECCEL durante la vigencia del eventual contrato de préstamo; y (iii) los estados financieros de las empresas eléctricas regionales participantes, desde el año en que cada una de ellas haya recibido el último de los circuitos de su jurisdicción, hasta 10 años de la fecha del último desembolso, se presenten dictaminados por una firma de contadores públicos independiente aceptable para el Banco, y seleccionada por la Contraloría General del Estado. No obstante lo anterior, el prestatario y el Banco podrán acordar que la Contraloría General del Estado realice las labores de auditoría (ver Recomendaciones, párrafo 11).

## 9. Régimen Tarifario

- 5.23 De acuerdo con lo establecido en la Ley Básica de Electrificación corresponde al Directorio de INECCEL aprobar las tarifas para los servicios de energía eléctrica, las que deberán ser aplicadas por las empresas concesionarias "...sin establecer exoneración alguna". Adicionalmente se manifiesta que esas tarifas deben cubrir los costos relacionados con operación y mantenimiento, administración, depreciación, impuestos, el servicio de la deuda y una razonable rentabilidad que debe ser destinada a la ampliación de los servicios.
- 5.24 El "Reglamento para la Fijación de las Tarifas de los Servicios Eléctricos" ratifica el criterio de que las tarifas deben producir ingresos que permitan cubrir los costos de prestación del servicio y obtener una razonable rentabilidad, la cual no podrá ser menor del 8,5% anual, que se calcula como la razón entre las ganancias netas de explotación y el capital neto promedio invertido (planta eléctrica neta en servicio, bienes intangibles y capital de trabajo). El Reglamento sanciona el principio de la revalorización de la base tarifaria, la cual se debe calcular a valores de reposición, con una frecuencia no mayor de una vez cada cinco años, mediante inventario y avalúo realizado por peritos. En el período que medie entre aquellas revalorizaciones, se



efectuarán ajustes anuales mediante índices calculados con base en las variaciones del tipo de cambio oficial entre la moneda nacional y el dólar estadounidense. Corresponde indicar que si bien estos principios -revalorización y rentabilidad razonable- no han sido aplicados sistemáticamente en el sector eléctrico ecuatoriano, existe decisión de las autoridades nacionales de enmarcar la futura política tarifaria dentro de esos preceptos.

- 5.25 Las empresas del sector pueden aplicar, sin necesidad de autorización previa de INECEL, ajustes interinos de tarifas cuando existan variaciones del 5% al 10% en el costo promedio de la hora de trabajo, el costo efectivo del KWh de energía comprada o el costo promedio de combustibles. Cuando la variación de esos costos sea mayor del 10%, esos ajustes deberán ser aprobados por INECEL previamente a su aplicación. Las tarifas por ventas de energía del Instituto a las empresas del sector y las de las ventas que se realizan entre éstas se establecen en contratos de compra-venta que regulan asimismo las condiciones del suministro, su potencia, medición, facturación y pago.
- 5.26 En el mes de setiembre de 1979 el MRNE sancionó el Acuerdo No. 051 <sup>1/</sup> por el cual se eliminaron las discrepancias entre empresas en los agrupamientos del consumo en bloques estableciéndose un pliego tarifario único a nivel nacional y se introdujo la modalidad de tarifas crecientes para los mayores consumos. El acuerdo ministerial dispuso también que las empresas del sector, con la excepción de EMELEC, deberían depositar mensualmente a nombre de INECEL el 10% de su recaudación por venta de energía para formar un fondo complementario de financiamiento para obras de electrificación rural. La aplicación de esta disposición no se ha realizado, lo que en la práctica significa que INECEL no se encuentra percibiendo recursos de este origen. No obstante, INECEL se encuentra revisando las nuevas tasas tarifarias para cumplir con las disposiciones del Acuerdo No 051, las cuales deben ser aprobadas por el Directorio de INECEL para cada una de las empresas.
- 5.27 En el mes de mayo de 1981, el Directorio de INECEL dispuso un reajuste de tarifas para el sector, con excepción de la empresa privada EMELEC, con el propósito de permitir a las empresas: (i) la absorción de los mayores costos de combustibles, cuyos nuevos precios fueran fijados en febrero de 1981, y (ii) alcanzar a nivel nacional el índice de rentabilidad máximo del 8,5% anual fijado por el Reglamento de Tarifas. La modalidad adoptada es la aplicación, a partir de los consumos de mayo de 1981, de reajustes mensuales de un 3% como promedio a nivel nacional, fijando como límite máximo por empresa el 5% mensual. Este incremento no es aplicable a los abonados con consumos de hasta 70 KWh mensuales cuyas tarifas han sido congeladas por el período noviembre de 1979 a noviembre de 1981. Las tasas de aumento mensual por empresa, son las

---

<sup>1/</sup> Ver párrafo 2.62.

que se muestran en el Apéndice 14 y serían aplicadas hasta obtener, a nivel nacional, el 8,5% de rentabilidad sobre la base tarifaria revalorizada. A partir del párrafo 5.71, se estima el valor de las tarifas en las empresas eléctricas con el proyecto de electrificación rural.

- 5.28 Con relación al Sistema Nacional Interconectado, se dispuso que el precio medio de venta será, también a partir de los consumos del mes de mayo y durante el año 1981, de S/.1,00 por KWh. Si se considera que el precio medio de abril fue de S/.0,77 por KWh el incremento decretado alcanza al 30% de una sola vez, lo cual ha provocado resistencia por parte de las empresas eléctricas que sólo pueden aumentar sus precios en forma progresiva. Dado que esta situación podría eventualmente afectar la oportuna cancelación de las facturaciones mensuales de INECEL, se ha autorizado a éste a negociar con las empresas eléctricas el cobro diferido del incremento resultante del aumento tarifario del 30%. La relación de precios medios de venta de INECEL a las empresas al mes de junio de 1981, se muestra a continuación:

Precio medio de ventas de INECEL a las  
empresas en 1981

<u>Empresas Eléctricas</u>	<u>Junio</u>	<u>Promedio de enero a junio</u>
Sistema Eléctrico Latacunga	1,013	0,8547
Empresa Eléctrica Ambato	1,052	0,8190
Sistema EMELEC	0,983	0,7533
Empresa Eléctrica Quito	1,006	0,8531
Sistema Eléctrico Riobamba	1,690	1,0963
Sistema EMELNORTE	1,011	0,9750
Sistema INECEL-Guayas	1,006	0,8241

Fuente: Estudios Económicos del DOSNI

- 5.29 Con base en los recientes acuerdos alcanzados con el Banco Mundial, la evolución prevista para el nivel tarifario y rentabilidad del SNI quedaría como sigue:

	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>
Precio medio de venta S/..Kwh	1,00	a/ 1,30	1,71
Rentabilidad estimada (%)	2,0	4,0	8,5

a/ A partir de los consumos del mes de mayo de 1981.

- 5.30 Como puede observarse, el SNI podría obtener en el año 1983 la rentabilidad del 8,5% que establece el Reglamento Nacional de Tarifas.

10. Análisis Financiero Histórico

(a) Antecedentes

(i) General

- 5.31 De acuerdo con lo ya expresado, INECEL es persona jurídica, con patrimonio y recursos propios, adscrita al Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos. Por su parte el Ministro de Finanzas, en representación del Gobierno Nacional, está facultado para garantizar los convenios de préstamos internos o externos destinados a proyectos de electrificación celebrados por INECEL.

(ii) Régimen patrimonial y financiero

- 5.32 Constituyen patrimonio y recursos básicos del Instituto:

- (1) El "Fondo Nacional de Electrificación" destinado a financiar las obras del SNI y sistemas regionales, que se integra con el 47% de las regalías de petróleo percibidas por el Estado (equivalentes al 18,5% de la producción de hidrocarburos y derechos de transporte por oleoducto) y liquidadas con base en el precio de referencia de US\$23,50 por barril. Estos recursos de origen tributario son considerados aportes de capital del Estado.
- (2) Los ingresos por ventas de energía del SNI y de los sistemas propios.
- (3) El "Fondo de Desarrollo de Electrificación Rural" <sup>1/</sup>, que tiene como antecedente legal el Decreto No.306 del año 1975 y que se nutre con el aporte del 10% del valor facturado por consumo de energía eléctrica a partir de 10 Kw de carga para los consumidores industriales y 2.500 Kw mensuales para comerciantes. En la práctica, sin embargo, esos fondos son retenidos e invertidos directamente por las empresas eléctricas que posteriormente demuestran a INECEL su utilización en obras del Programa Nacional de Electrificación Rural, procediéndose en esa oportunidad a su registración como aporte de capital del Instituto.
- (4) Los recursos equivalentes al 10% de la recaudación por ventas de energía de las empresas del sector, establecido por el Acuerdo Ministerial No.051, el que, conforme se lo indicara anteriormente (ver párrafo 5.26) hasta la fecha no ha podido ser aplicado.

---

<sup>1/</sup> Ver párrafo 2.60.

(5) Régimen impositivo

- 5.33 La Ley Básica de Electrificación exige a INECEL, y también a las empresas eléctricas en las que el 85% del capital social sea originario de entidades públicas o de derecho privado con finalidad pública, del pago de toda clase de impuestos.

(6) Utilidades

- 5.34 Si bien la ley de creación de INECEL no especifica el tratamiento a dar a sus utilidades, la política de la empresa es la de no distribuir suma alguna en concepto de remuneración al capital invertido.

(b) Estados de Situación

- 5.35 El análisis de los estados financieros de INECEL se ha realizado para el período 1978-1980 con base en estados que, salvo los correspondientes al ejercicio 1979, carecen todavía de la opinión de la Contraloría General del Estado, la cual, de acuerdo con los contratos vigentes con el Banco, ejerce la función de auditoría externa para la entidad y los proyectos en ejecución parcialmente financiados por el Banco.
- 5.36 Los estados financieros -incluidos los del año 1979 dictaminados por la Contraloría- han debido, no obstante, ser ajustados durante el proceso de análisis para: (1o.) demostrar adecuadamente los resultados reales de explotación, que eran distorsionados por el tratamiento dispensado por la empresa a los gastos generales de administración; (2o.) eliminar errores de consolidación contable de INECEL con sus sistemas propios; y (3o.) registrar dentro de la planta en servicio los importes correspondientes a obras concluidas y que aún no se habían transferido contablemente. Los estados de situación consolidados ajustados, son los que se muestran en la página siguiente.

INECEL

Estados de Situación Consolidados Comparativos  
1978 - 1980  
(en miles de US\$) 1/

	<u>1978</u>		<u>1979</u>		<u>1980</u>	
	<u>\$</u>	<u>%</u>	<u>\$</u>	<u>%</u>	<u>\$</u>	<u>%</u>
<b>ACTIVO</b>						
<b>Fijo</b>						
Bienes en servicio bruto	183.265	31	182.493	23	331.685	30
Menos: Depreciación acumulada	8.763	2	13.555	2	19.757	2
Bienes en servicio-neto	174.502	29	168.938	21	311.928	28
Obras en ejecución	129.829	22	291.300	36	371.602	32
Total Activo Fijo neto	304.331	51	460.238	57	683.530	60
<b>Inversiones</b>						
Entregas eléctricas	133.417	23	149.747	19	192.671	17
Intereses	1.219	-	22.012	3	28.521	2
Total Inversiones	134.636	23	171.759	22	221.192	19
<b>Corriente</b>						
Disponibilidades	11.510	2	8.655	1	19.931	1
Cuentas por cobrar-neto	42.390	7	37.110	5	76.992	7
Inventarios	22.543	4	42.864	5	55.051	5
Diversos	1.017	-	1.350	-	2.237	-
Total Activo Corriente	77.460	13	89.979	11	154.211	13
<b>Otros</b>						
Estudios	29.262	5	35.121	4	39.134	3
Pagos anticipados	28.900	5	28.832	4	21.178	2
Diversos	17.070	3	17.133	2	28.980	3
Total Otros Activos	75.232	13	81.086	10	89.292	8
Total ACTIVO	591.659	100	803.062	100	1.148.225	100
	=====	===	=====	===	=====	===
<b>PATRIMONIO Y PASIVO</b>						
<b>PATRIMONIO</b>						
Capital	305.892	52	438.893	55	576.422	51
Resultados acumulados	(4.674)	(1)	(12.126)	(2)	(11.370)	(1)
Donaciones	2.374	-	2.342	-	2.466	-
Total Patrimonio	303.592	51	429.109	53	567.518	50
<b>PASIVO</b>						
<b>Largo Plazo</b>						
Deuda consolidada	238.545	40	305.922	38	462.984	40
Total Pasivo a Largo Plazo	238.545	40	305.922	38	462.984	40
<b>Corriente</b>						
Porción corriente deuda largo plazo	19.924	4	12.230	2	22.344	2
Cuentas por pagar	19.769	3	31.867	4	41.451	4
Diversos	3.600	1	4.449	1	38.713	3
Total Pasivo Corriente	43.293	8	48.546	7	102.508	9
<b>Otros</b>						
Créditos por Fideicomisos	874	-	901	-	651	-
Diversos	5.355	1	18.584	2	14.564	1
Total Otros Pasivos	6.229	1	19.485	2	15.215	1
Total PASIVO	288.067	49	373.953	47	580.707	50
Total PATRIMONIO Y PASIVO	591.659	100	803.062	100	1.148.225	100
	=====	===	=====	===	=====	===

1/ Tipo de cambio: \$ 25.00 = US\$ 1.00.

- 5.37 Conforme con las características de las empresas de servicio público eléctrico, el activo fijo de INECEL representa, con el 60% al cierre de las operaciones del ejercicio 1980, la porción más significativa de sus activos totales. Los proyectos más importantes concluidos en el período corresponden a las centrales térmicas de Estero Salado y Guangopolo y la hidroeléctrica de Pisayambo, obras que se complementaron con la construcción de diversas subestaciones y el tendido de líneas de transmisión y subtransmisión. A su vez, las obras en ejecución de más significación reflejan los valores de inversiones acumuladas correspondientes al proyecto Paute "A" y "B" y sistema de transmisión de Paute que, junto con otros proyectos, forman parte del Sistema Nacional de Transmisión.
- 5.38 A pesar de que como se lo manifestara anteriormente, INECEL y las demás empresas concesionarias deben revalorizar periódicamente su planta en servicio, hasta el ejercicio 1980 inclusive, ello no se había efectuado. Sin embargo, con miras a fortalecer financieramente al sector se ha dispuesto que a partir del ejercicio 1981 las empresas eléctricas calculen y registren en su contabilidad oficial la actualización monetaria de su inversión inmovilizada con base en cuyos valores se determinará, conforme lo dispone el Reglamento de Tarifas, la rentabilidad anual. Tal revalorización tendrá, sin embargo, carácter provisional hasta que peritos tasadores finalicen el inventario y avalúo de los bienes efectuados al servicio eléctrico para cada empresa, tarea que se estima será concluida durante el año 1982. Para dichos efectos, en el Informe de Proyecto para el Proyecto Paute Fase "C", se recomienda incluir en el posible contrato de préstamo el requisito de que INECEL revalorice anualmente, con base en una metodología a convenir, su planta eléctrica y calcule sobre la misma la rentabilidad razonable que se defina contractualmente. Es oportuno mencionar que los contratos vigentes con el Banco contienen estipulaciones tarifarias que para el proyecto Paute "A" y "B" comenzarían a aplicarse con su puesta en marcha en el año 1983 mientras que, y a partir de 1985 inclusive, los requerimientos tarifarios se harían extensivos a todo el SNI. En ambos casos se ha establecido una rentabilidad del 8,5% sobre las respectivas inversiones sin revaluar. Dado que en la reciente operación de crédito contratada con el Banco Mundial <sup>1/</sup> se ha requerido, a partir de 1984 inclusive, ese nivel de rentabilidad para toda la inversión revaluada del SNI, se estima que no habrá dificultades para que INECEL cumpla con las citadas cláusulas del BID que se refieren a la inversión sin revaluar.
- 5.39 Con motivo de la operación de préstamo del Banco para el proyecto Pisayambo <sup>2/</sup>, se acordó que desde su puesta en servicio (ocurrida en el año 1978) las tarifas por ventas de energía de ese proyecto debían generar, tanto para INECEL como para las empresas distribuidoras de esa energía,

---

<sup>1/</sup> Ver párrafo 2.52.

<sup>2/</sup> Ver párrafo 7.02.

una rentabilidad sobre la inversión sin revaluar del proyecto del 7%. Esta cláusula no ha podido ser cumplida hasta la fecha. Adicionalmente, el contrato 323/OC-EC establece que a partir del 31 de diciembre de 1981 inclusive, cada empresa eléctrica regional debe obtener una rentabilidad sobre la inversión inmovilizada sin revaluar, correspondiente a la totalidad de sus sistemas, no inferior al 8,5% anual. Esta cláusula, en principio, tampoco podría ser oportunamente cumplida dado que la rentabilidad del sector durante el período 1981 a 1984 sería del 2%, 4%, 8% y 8,5% respectivamente, aún cuando tales estimaciones consideran la revalorización de las inversiones en planta eléctrica. En el párrafo 5.75 se efectúan las recomendaciones correspondientes.

- 5.40 El rubro Inversiones refleja el valor correspondiente a las colocaciones de recursos financieros en las empresas eléctricas y también los costos de las obras ejecutadas por INECEL para esas sociedades, tales como las obras previstas con el proyecto de Electrificación Rural, objeto de este informe. En el Apéndice 15 se detallan esas inversiones, las que muestran que INECEL participa, en promedio, en el 85% del capital de las empresas eléctricas. Asimismo se incluyen las inversiones que INECEL mantiene en los sistemas propios descentralizados. El activo corriente, por su parte, ha mantenido durante el período considerado valores relativamente uniformes.
- 5.41 Las cuentas por cobrar han mantenido en el período considerado una proporción relativamente estable con relación al total de activos. Al 31 de diciembre de 1980 los saldos que las empresas eléctricas adeudaban a INECEL por suministro de energía ascendían, aproximadamente, al 19% del total de cuentas por cobrar del Instituto mientras que el respectivo período de cobranzas era de 177 días, el que puede considerarse relativamente elevado con relación a los plazos previstos en los contratos de compra-venta de energía.
- 5.42 En el año 1980 se dictó el decreto No. 478 por el cual las empresas eléctricas, a partir del 15 de diciembre de ese año, deben depositar en forma diaria a nombre de INECEL los ingresos correspondientes a las ventas de energía proveniente del SNI. A ese efecto se aplica al total de la planilla de recaudación diaria el coeficiente resultante de calcular (en el último trimestre de cada año) la relación del valor de energía entregada por el SNI y el valor de los ingresos totales obtenidos por cada empresa en los primeros nueve meses de cada año, liquidándose en forma periódica las diferencias que se hubiesen producido. Se espera que con este nuevo procedimiento y la regularización de saldos atrasados de algunas empresas, los plazos de cobranzas no excedan, a partir de 1981, de 60 días.
- 5.43 Al 30 de junio de 1981, la situación de saldos adeudados por las empresas eléctricas a INECEL era como se muestra a continuación:

INECEL - Composición de los saldos  
adeudados por las empresas eléctricas  
al 30 de junio de 1981  
US\$

<u>Empresa</u>	<u>Año 1981</u>	<u>Años 1977/1980</u>	<u>Total</u>
Quito S. A.	902.779	909.548	1.812.327
Sistema Latacunga	52.948	538.904	591.852
EMELEC	1.758.448	-	1.758.448
Ambato	372.823	110.341	483.164
Sistema-Guayas -Los Ríos	<u>1.100.166</u>	<u>2.147.247</u>	<u>3.247.413</u>
	4.187.164	3.706.040	7.893.204
	=====	=====	=====
	53%	47%	100%

- 5.44 Como se puede apreciar en el cuadro que precede, sólo el 53% de los saldos corresponden a la facturación del año 1981. Es factible, asimismo, que dentro de los mismos existan algunas deudas vencidas correspondientes al año 1981, lo cual de ser así llevaría el total vencido a más del 47% que registra el cuadro que se comenta. Adicionalmente y de acuerdo con lo ya expresado, pudieran presentarse algunas demoras en la cancelación de cuentas por suministro de energía por la disparidad emergente de la implantación del incremento tarifario aplicado a partir del mes de junio de 1981. Con base en estos antecedentes, en el Informe de Proyecto para Paute Fase "C", se recomienda incluir en el posible contrato de préstamo una cláusula por la que anualmente INECEL debería someter al Banco un análisis por antigüedad de los saldos adeudados y evidencia de que ha cobrado no menos del 85% de los saldos exigibles dentro del año, incluyendo el saldo pendiente de cobro al inicio del ejercicio, por la facturación de la energía del SNI.
- 5.45 Los Otros Activos corresponden a erogaciones por concepto de estudios de factibilidad y diseño de proyectos como los correspondientes a los proyectos Toachi, Coca, Guayllabamba y otros. A su vez, los pagos anticipados son los correspondientes a contratistas por las obras del Proyecto Paute, Central Térmica Esmeraldas y el Sistema Nacional de Transmisión.
- 5.46 El patrimonio de INECEL está conformado básicamente por las cuentas de capital y de resultados acumulados. La primera corresponde a las aportaciones que ha realizado el Estado Nacional mediante la participación otorgada a INECEL equivalente al 47% de las regalías petroleras. El rubro de resultados acumulados refleja los ajustes que se menciona en el párrafo 5.36, aún cuando no ha sido practicable la realización de un ajuste similar por los ejercicios anteriores a 1978.



- 5.47 La deuda consolidada de INECCEL casi se duplicó en valores corrientes si bien ha mantenido en el trienio una proporción estable con relación al Patrimonio y pasivo totales. El detalle de la deuda a largo plazo se muestra en el Apéndice 17 y según puede advertirse el 80% de los saldos adeudados se originan en financiamientos externos, correspondiendo al BID, aproximadamente el 20% de ese total. El Pasivo Corriente también ha mantenido en el lapso analizado valores de relativa uniformidad, mostrando como rubros fundamentales la porción corriente de la deuda consolidada y las cuentas a pagar a contratistas.
- 5.48 La situación financiera de INECCEL se presenta en el Apéndice 16 y se considera que ésta es de mayor transcendencia para el proyecto Paute Fase "C". Para los efectos del proyecto de electrificación rural, se sintetiza la situación de la institución en que INECCEL ha mostrado en el período analizado una situación económico-financiera desfavorable, caracterizada por los resultados económicos negativos originados principalmente en la insuficiencia de las tarifas para cubrir los gastos de explotación y producir una rentabilidad satisfactoria para atender los requerimientos financieros derivados del programa de expansión y el pago de sus obligaciones con instituciones de crédito. Para cubrir esa deficiencia la empresa ha debido apoyar su gestión financiera en recursos externos recibido bajo la forma de regalías y préstamos. Se espera no obstante, que las recientes medidas dictadas en materia de política tarifaria permitan revertir en un plazo razonable, que se extendería tentativamente hasta el año 1983, las tendencias económicas adversas de la reciente experiencia histórica. Sin embargo, desde el punto de vista financiero, la empresa requeriría a todo lo largo de la próxima década, la eventual transferencia de recursos del presupuesto nacional u otras medidas alternativas para el total cumplimiento de su programa de inversiones.

B. Empresas Eléctricas Regionales

1. Antecedentes

- 5.49 Si bien el prestatario y ejecutor del proyecto sería INECCEL, las obras de electrificación rural una vez concluidas, serían transferidas a las empresas eléctricas regionales, recibiendo INECCEL a cambio, una participación en el capital de las empresas equivalente al costo de las obras. Consecuentemente, las empresas eléctricas deberán ocuparse de la operación y mantenimiento de los circuitos que eventualmente se realicen con el proyecto (ver párrafo 4.29).
- 5.50 Con excepción de algunas empresas eléctricas regionales que podrían realizar las obras por administración directa, que se han estimado se realizarían bajo esta modalidad, 1/ las empresas eléctricas no participarán en la construcción de los circuitos, de manera que durante el período de ejecución del proyecto sus finanzas no serán afectadas. Incluso en el caso de las obras por administración, su ejecución sería responsabilidad de INECCEL.

---

1/ Ver párrafo 4.16.

- 5.51 Teniendo en cuenta estos antecedentes, en los párrafos siguientes se procede a examinar, en base a la información proporcionada por las autoridades ecuatorianas, la capacidad de las empresas eléctricas regionales para la operación y mantenimiento de los circuitos y estimar los efectos de índole financiero, que la incorporación de los circuitos a ser realizados con el proyecto, tendrían en dichas empresas.

## 2. Aspectos Institucionales

- 5.52 Como se ha indicado anteriormente en el Capítulo II, la distribución y comercialización de la energía eléctrica en el Ecuador es prácticamente realizada por 15 empresas eléctricas, organizadas como sociedades anónimas, de las cuales el Estado, a través de INECEL, es el mayor accionista. La participación de INECEL en el capital de las empresas eléctricas fluctúa entre 54,4% y el 98,7%. Los otros accionistas en su mayoría son los Consejos Provinciales respectivos o los municipios. La Empresa Eléctrica del Ecuador, Inc. (EMELEC) es la única empresa eléctrica privada del país, con concesión hasta el año 1985. En el Apéndice 18 se muestra la composición del capital de dichas empresas eléctricas al 31 de diciembre de 1980, de acuerdo con el sistema regional de servicio eléctrico.
- 5.53 Estas empresas se encargan actualmente de generar, distribuir y comercializar su propia energía y, posteriormente, una vez que INECEL haya conformado el Sistema Nacional Interconectado, se encargarán de la compra, distribución y comercialización de la energía generada por dicho sistema.
- 5.54 A continuación se muestra un detalle de las características operativas de las empresas eléctricas al 31 de diciembre de 1980 en términos de abonados por empleados y KWh:

<u>Empresas</u>	<u>Abonados</u>	<u>Personal 31-12-80</u>	<u>Abonado/ Empleado</u>	<u>Mwh</u>	<u>Kwh por/ Empleado</u>
E.E. Quito S.A.	144.571	1.283	112	691.347	538.85
Coop. ER Santo Domingo Lt.	12.528	139	90	27.201	195.69
E.E. Esmeraldas A.A.	13.296	154	86	34.311	222.80
Sistema Elec.Reg. Manabí	48.189	305	157	119.653	392.30
E.E. Regional El Oro S.A.	24.437	242	100	58.885	243.33
Sistema Latacunga S.A.	9.775	106	92	27.854	262.77
Sistema Ambato Pastaza S.A.	40.455	278	145	58.608	210.82
Sistema Riobamba S.A.	21.252	244	87	72.535	297.27
E.E. Bolívar S.A.	7.151	84	85	7.521	89.53
E.E. Norte S.A.	43.266	417	103	49.895	119.65
E.E. Azogues S.A.	6.340	54	117	4.790	88.70
E.E. Centro Sur S.A.	44.436	382	116	103.811	271.75
E.E. Los Rios	11.713	116	100	24.506	211.26
E.E. Península Santa Elena	19.022	172	110	33.695	195.90
INECEL Guayas (Durán-Balzar)	29.596	1.041	28	83.274	79.99
E.E. Milagro S.A. (Milagro-Naranjal)	23.324	139	167	57.064	410.53
E.E. Regional del Sur S.A.	<u>22.661</u>	<u>408</u>	<u>55</u>	<u>29.924</u>	<u>73.34</u>
	<u>522.012</u>	<u>5.564</u>	<u>93</u>	<u>1.484.874</u>	<u>266.87</u>

- 5.55 No obstante las estadísticas del cuadro anterior difieren bastante de empresa a empresa y por lo tanto la desviación típica de la distribución es alta, los promedios indican que las empresas tienen 93 abonados por empleado, que venden aproximadamente 267 KWh por empleado y que el consumo por abonado para todas ellas es del orden de los 2.840 KWh. Asimismo, el examen de las informaciones disponibles indica que la relación de energía vendida por empleado de las empresas subsidiarias de INECCEL es muy baja en comparación con la de la empresa que sirve el área de Guayaquil (EMELEC).
- 5.56 Se estima que a corto plazo la eficiencia de las empresas eléctricas regionales no mejoraría. Sin embargo, de acuerdo con las metas previstas en el Plan Maestro de Electrificación, de consolidar las 16 empresas eléctricas en 9 sistemas eléctricos regionales e INECCEL tomar un rol más activo en la supervisión de las empresas eléctricas, se mejoraría paulatinamente la situación actual. También con motivo de la reciente operación del préstamo con el Banco Mundial, 1/ se incluyó un subproyecto de desarrollo institucional que beneficiaría a las empresas eléctricas regionales en sus aspectos financiero, administrativo y de planificación y control de proyectos, lo que redundará en el mejoramiento de la situación actual.
- 5.57 La dotación de personal de las empresas eléctricas regionales y su relación el número de abonados y de Gwh vendido por empleado, era el siguiente (en diciembre de 1980):

	<u>Empleados</u>	<u>Abonados/ empleado</u>	<u>Gwh vendidos/ empleado</u>
E.E. Quito	1.283	112	0,538
15 empresas subsidiarias de INECCEL	3.240	107	0,219
EMELEC	860	182	1,0

- 5.58 Si bien los índices indicados en el cuadro anterior se consideran aceptables al compararlos con otros países latinoamericanos, 2/ internamente estos reflejan la disparidad entre las empresas eléctricas del país, por ejemplo, la relación GWh/empleado de las empresas eléctricas es considerablemente más bajo que el correspondiente a la empresa de Quito y ésta a su vez es más bajo que el de Guayaquil (EMELEC).

1/ Ver párrafo 2.52.

2/ La relación abonado/empleado y Gwh/empleado, son respectivamente las siguientes: para Panamá 68 y 0,4; Uruguay, 77 y 0,24; Costa Rica, 94 y 0,67; y Perú 233 y 1,08.

- 5.59 Considerando que el 97% de los nuevos abonados del proyecto de electrificación rural serán atendidos por las empresas regionales, los antecedentes anteriores indican que las empresas se encuentran ante la oportunidad de mejorar sus índices de energía vendida por empleados si se esfuerzan por atender a los nuevos abonados solamente con el personal que poseen actualmente o con las mínimas adiciones justificadas e indispensables, a sus nóminas de personal. Los mayores aumentos porcentuales contemplados en el proyecto en relación al número de abonados existentes a diciembre de 1980 corresponden a las empresas de Latacunga (102,7%), Bolívar (58,6%), Los Ríos (47,3%), Riobamba (38%) y Azogues (36,5%). El total de abonados que el proyecto contempla en el primer año corresponde al 2,5% de los abonados de las empresas eléctricas combinadas al 31 de diciembre de 1980.

### 3. Aspectos Financieros

- 5.60 INECEL no prepara estados financieros consolidados con sus filiales, por lo que no es posible efectuar un análisis financiero del grupo como tal. Sin embargo, para efectos de análisis, se ha preparado el siguiente detalle resumido de los estados de resultado que obtuvieron las empresas eléctricas regionales en el ejercicio de 1980:

(en miles de dólares)

<u>Sistemas</u>	<u>Empresas</u>	<u>Utilidad (Pérdida)</u>	<u>Rentabilidad s/ capital neto</u>
Pichincha	E.E. Quito S.A.	4.859,8	5,98 %
"	Coop.ER Sto. Domingo Lt.	53,7	-
Esmeraldas	E.E. Esmeraldas S.A.	(294,5)	-
Manabi	Sistema Elect.Reg.Manabí	(504,7)	-
El Oro	E.E. Reg. El Oro S.A.	59,7	0,33
Centro Norte	Sist. Latacunga S.A.	158,4	5,06
" "	Sist. Ambato Pastaza S.A.	221,4	0,94
" "	Sist. Riobamba S.A.	217,1	1,9
" "	E.E.Bolívar S.A.	(265,8)	-
Norte	E.E. Norte S.A.	(6,7)	-
"			
Centro Sur	E.E. Azogues S.A.	(192,2)	-
" "	E.E. Centro Sur S.A.	1.433,0	10,9
Guayas-Los Rios	E.E. Los Rios	(178,2)	-
" " "	E.E. Península St. Elena	94,2	1,0
" " "	INECEL Guayas (Durán-Balzar)	769,8	4,0
" " "	E.E. Milagro S.A. (Milagro-Naranjal)	389,6	0,19
Sur	E.E. Regional del Sur S.A.	(153,2)	-

- 5.61 El estado comparativo anterior permite observar que de un total de 17 empresas, 1/ 7 obtuvieron pérdidas en sus operaciones en 1980 y 10 obtuvieron utilidades. De estas últimas, cinco obtuvieron una rentabilidad sobre su patrimonio inferior a 2% y sólo una superó el 10% de rentabilidad sobre el capital neto. El análisis de la limitada información financiera disponible no permite extraer conclusiones que expliquen los resultados obtenidos por las empresas como un conjunto, debido a que no existen correlaciones que se cumplan en un número suficiente de casos.
- 5.62 Desde el punto de vista de los volúmenes de venta se observa que 6 de las 7 empresas que obtuvieron pérdidas en sus operaciones tuvieron ventas inferiores a 50.000 KWh en el año. La excepción fue la Empresa Manabí que muestra ventas de 119 GWh y que obtuvo pérdidas, como se mencionó anteriormente. Sin embargo, la limitación de la escala de las operaciones no parece ser una condicionante decisiva de resultados negativos, ya que entre las empresas que obtuvieron utilidades se cuentan las empresas Santo Domingo, Latacunga y Santa Elena que tuvieron ventas de 27.201 KWh, 27.854 KWh y 33.695 KWh respectivamente.
- 5.63 Desde el punto de vista de las tarifas se observa que 5 de las 10 empresas que obtuvieron utilidades muestran tarifas por sobre el equivalente de US\$0,07 por Kwh y que sólo 2 empresas tenían tarifas inferiores a US\$0,05 por Kwh; lo anterior situaría al subgrupo superavitario en los niveles más altos respecto del conjunto de empresas observadas. Sin embargo, y al igual que en el caso de los volúmenes de energía vendida, éste factor no parece ser un determinante exclusivo de resultados positivos, ya que entre las empresas que obtuvieron pérdidas se cuentan las siguientes empresas que tuvieron tarifas relativamente altas: Esmeraldas (US\$0,0728), Manabí (US\$0,0772) y Los Rios (US\$0,0792).
- 5.64 Si bien no se cuenta aún con información completa y actualizada sobre el sector eléctrico ecuatoriano en su conjunto, se conoce que la gestión de cobros en cada empresa está negativamente influida por el atraso considerable en que incurre el sector público nacional, provincial y municipal, en la cancelación oportuna de las cuentas presentadas por las compañías eléctricas. Una estimación preparada por INECEL al 31 de diciembre de 1980, muestra la siguiente situación:

---

1/ Incluyendo el sistema que opera INECEL (Durán-Balzar).

Sector Eléctrico ecuatoriano. Cuentas por  
cobrar totales y del poder público  
al 31 de diciembre de 1980  
(miles de US\$)

<u>Empresa</u>	<u>Cuentas por cobrar de consumidores (1)</u>	<u>Cuentas adeuda- das poder público (2)</u>	<u>% del total (3)=(2)/(1)</u>
Regional norte	1.411	418	30
Quito	5.761	4.800	83
Ambato	743	299	40
Riobamba	818	222	27
Bolívar	240	165	69
Centro Sur	3.346	59	2
Azogues	127	100	79
Sur	600	84	14
Esmeraldas	3.857	579	15
Manabí	4.090	739	18
El Oro	1.241	352	28
Milagro	1.466	15	1
Santa Elena	626	107	17
hatacunga	682	156	23
Santo Domingo	653	28	4
Guayas-Los Ríos	2.617	2.052	78
Los Ríos	<u>1.146</u>	<u>327</u>	29
	29.424	10.502	36
	=====	=====	==

- 5.65 Con base en la estimación que precede, resulta que más de un tercio de las cuentas por cobrar de las empresas eléctricas corresponde al poder público. Asimismo, se juzga que no menos de la mitad de esos saldos corresponde a cuentas vencidas desde hace varios años. Dado que esta situación afecta muy adversamente la liquidez de las empresas y su capacidad para la prestación del servicio, se han efectuado intensas gestiones para lograr la aplicación de la Ley Básica de Electrificación, que requiere la inclusión en el presupuesto de las entidades de derecho público de las partidas para abonar su consumo de energía eléctrica, así como su efectivo pago, en cuyo defecto corresponde a la Contraloría de Estado la formulación de los respectivos cargos a los Tesoreros responsables. A pesar de estas disposiciones y de reiteradas gestiones ante el Ministerio de Finanzas y Crédito Público, las deudas por consumo de energía de los organismos públicos han crecido sostenidamente, sin posibilidad de que las empresas eléctricas procedan a suspender el suministro de electricidad.

5.66 Durante su reciente visita al Ecuador, la misión de análisis expresó a las autoridades nacionales la preocupación del Banco por esta situación. El Ministro de Finanzas manifestó que, con respecto a las dependencias y entidades autónomas del Gobierno Central, a breve plazo se implantará un mecanismo que resuelva ese problema, el que podría consistir en la instrumentación de contratos de fideicomiso entre las instituciones deudoras y el Ministerio de Finanzas, quien procedería a retener y depositar a favor de las diferentes empresas eléctricas las sumas acordadas para la amortización de la deuda consolidada de cada organismo. Con respecto a otras entidades autónomas donde el Gobierno Central no tiene jurisdicción, los consejos provinciales, municipalidades, etc., que forman el Régimen Seccional Autónomo, INECCEL, a través de las empresas eléctricas regionales, acepta esta responsabilidad. Para dichos efectos, en la presente operación, al igual que en la de Paute Fase "C" se incluirá en el respectivo contrato de préstamo una condición contractual por la que el Garante e INECCEL se obligan, antes del primer desembolso, a presentar al Banco un análisis, por antigüedad, de los saldos adeudados a las empresas eléctricas, al 31 de diciembre de 1981, por organismos de derecho público, indicando el plazo en que dichos saldos, más los intereses por mora que correspondan, deberán abonarse. En el caso de las entidades públicas del Gobierno Central, ese plazo no podrá exceder los 12 meses a partir de la fecha de suscripción de los respectivos contratos de préstamo, y en el caso de las entidades del Régimen Seccional Autónomo, 18 meses. Asimismo, tales acuerdos detallarán el mecanismo a aplicar en el futuro para el pago puntual de las facturaciones por suministro de energía (ver Proyecto de Resolución, párrafo 8 (c)(i)(2) y (ii). Además, en ambos casos se establecería un plazo adicional de 3 meses para que el Garante y el Prestatario demuestren el cobro efectivo de los mencionados saldos deudores y los intereses correspondientes (ver Recomendaciones, párrafos 6 y 7).

#### 4. Impacto del Proyecto de Electrificación Rural en las Empresas Eléctricas Regionales

- 5.67 El impacto del proyecto, objeto de este informe, tendrá lugar a partir del momento en que las empresas reciban de INECCEL los circuitos terminados con las conexiones domiciliarias (acometidas) ejecutadas y por lo tanto en condiciones de iniciar el suministro de energía eléctrica.
- 5.68 Adicionalmente al servicio eléctrico que deberán proporcionar las empresas eléctricas, éstas serán responsables de la operación y mantenimiento de los circuitos que se construyan con el proyecto en sus respectivas jurisdicciones. Estas tareas 1/ se realizan por las empresas eléctricas como parte de sus operaciones normales. Dado que

---

1/ Tales como reparación y colocación de medidores, reemplazo de postes, etc.

las especificaciones técnicas de los materiales y equipos previstos con el proyecto estiman una duración de 30 años, es razonable considerar que éstos no ocasionarán demasiado trabajo para las empresas eléctricas. Entre las medidas que el prestatario deberá tomar para asegurar un adecuado mantenimiento de las obras del proyecto, será la presentación de un plan anual de mantenimiento con un informe detallado sobre los presupuestos anuales para dicho efecto a partir de la terminación de todas las obras. 1/ Asimismo, en la evaluación ex-post del proyecto, se ha incluido como parte de la información que se deberá recopilar para dichos fines, los correspondientes a operación y mantenimiento (ver párrafo 4.30 (a)).

- 5.69 De acuerdo con el estado comparativo del consumo medio de energía durante el primer año de ejecución del proyecto y el obtenido por las empresas eléctricas regionales en diciembre de 1980 (ver Apéndice 19), se observa que el consumo promedio de energía por abonado de las empresas eléctricas fue entre un 16% y un 88% más alto que el promedio que se espera de los abonados del proyecto en el primer año, lo que permite asumir que la operación de los nuevos circuitos reducirá los promedios de energía consumida por abonado, ya que el proyecto agregará una mayor cantidad de abonados de consumos por debajo del promedio. Al respecto cabe tener presente que la estructura tarifaria contiene en general niveles menores para los abonados que consuman menos de 70 KWh mensualmente (840 KWh por año). La mayor parte de los nuevos abonados caerán dentro de esta categoría.
- 5.70 Los antecedentes anteriores indican que las empresas eléctricas experimentarán un considerable incremento en su inversión, acompañado de un aumento de los abonados de bajos consumos, y como consecuencia, la rentabilidad de su operación podría sufrir una disminución a no ser que el efecto anterior sea compensado con un aumento de las tarifas de las empresas, lo cual está siendo realizado, según lo señalado en el párrafo 5.27.
- 5.71 Con el propósito de estimar el valor que deberían alcanzar las tarifas eléctricas de las empresas para que el proyecto resulte financieramente rentable se ha elaborado una estimación de los costos de operación de los circuitos que se estiman podrán conformar el proyecto de electrificación rural, agrupándolos de acuerdo a las empresas que se encargarán de su explotación. Las premisas utilizadas en este cálculo están incluidas en el Apéndice 20. A continuación se incluye el cuadro comparativo de las tarifas resultantes del cálculo mencionado con las tarifas promedio vigentes en 1981:

---

1/ Ver Recomendaciones, párrafo 4.



<u>Empresas</u>	Tarifa Media Abonados 1981	Tarifa Media suma de los abonados 1/	Porcentaje de Aumento
E.E. Quito S.A.	0.0752	0.075	-
Coop. ER Sto. Domingo Lt.	0.040	0.0415	3,8
E.E. Esmeraldas S.A.	0.040	0.0425	6,3
Sist. E. Reg. Manabí	0.077	0.0772	2,6
E.E. Reg. El Oro S.A.	0.0868	0.0868	-
Sist. Latacunga S.A.	0.0520	0.0575	10,6
Sist. Ambato Pastaza S.A.	0.0520	0.0527	1,4
Sist. Riobamba S.A.	0.0416	0.0436	4,8
E.E. Bolívar S.A.	0.0492	0.0588	19,5
E.E. Norte S.A.	0.0656	0.0660	0,6
E.E. Azogues S.A.	0.0588	0.0634	7,8
E.E. Centro Sur S.A.	0.0588	0.0591	0,5
E.E. Los Rios	0.0792	0.0792	-
E.E. Península St. Elena	0.0792	0.0834	5,3
INECEL Guayas (Durán-Balzar)	0.0700	0.0703	0,4
E.E. Milagro S.A. (Milagro-Naranjal)	0.070	0.0702	2,9
E.E. Regional del Sur S.A.	0.0652	0.0663	1,7

5.72 En el cuadro anterior puede observarse que de cumplirse las premisas adoptadas en el cálculo las empresas, deberían aumentar sus tarifas para cubrir sus costos y obtener una rentabilidad sobre el valor de la inversión de los nuevos circuitos, con la excepción de las empresas de Quito, Manabí, El Oro y los Rios que podrían mantener sus tarifas vigentes actualmente.

5.73 Cabe destacar que entre las empresas que deberían revisar sus tarifas se cuentan las empresas de Esmeraldas, Bolívar, Regional Sur, Azogues y Regional Norte que obtuvieron pérdidas en sus operaciones en 1980. Las tres empresas nombradas en primer término deberán hacer aumentos de tarifas comparativamente altos respecto de las demás empresas o introducir modificaciones en su estructura operativa que les permita aumentar su eficiencia; de lo contrario, no podrán financiar su operación. Es importante destacar que el cálculo anterior indica que los montos máximos que podrían alcanzar las tarifas serán similares o aún inferiores a los que ya está aplicando la empresa El Oro, que alcanzan al equivalente de US\$0,0868 por KWh. Esto indicaría que aumentos tarifarios del orden de los requeridos según la tabla anterior serían perfectamente obtenibles por el conjunto de las empresas.

1/ Tarifa resultante de distribuir el costo de los circuitos entre todos los abonados de la empresa.

- 5.74 Dado que el servicio del préstamo BID será asumido por INECCEL con sus propios recursos, este aspecto del proyecto no afectará directamente los flujos de caja de las empresas eléctricas las que recibirán las nuevas instalaciones a cambio de una participación de capital equivalente. Las informaciones indican, además, que si bien el proyecto contribuirá a mejorar las condiciones de vida de los nuevos abonados existe una probabilidad de que no produzca beneficios financieros para las empresas eléctricas, las que por lo tanto sólo podrán mantener una sana posición financiera mediante aumentos en las tarifas a todos los consumidores del area servida por la empresa.
- 5.75 En síntesis, una combinación de factores desfavorables podrían producir pérdidas en la operación de los circuitos del proyecto, las que tendrían que ser absorbidas por las empresas eléctricas con los recursos derivados de sus operaciones. Por estas razones y tomando en cuenta que las empresas eléctricas no tendrán directa vinculación jurídica con el Banco, se recomienda que sea INECCEL quien se comprometa a establecer tarifas que permitan a las empresas eléctricas contar con los recursos financieros requeridos para el normal desarrollo de sus operaciones. En consecuencia, se recomienda que en el contrato de préstamo para el proyecto de electrificación rural, se incluya una cláusula requiriendo que las tarifas de suministro de energía de las empresas eléctricas regionales produzcan ingresos suficientes para cubrir los gastos de explotación de los respectivos sistemas, incluyendo los relacionados con compra o producción de energía, administración, operación, mantenimiento y depreciación. Asimismo, deberán proporcionar las siguientes tasas de rentabilidad sobre la inversión inmovilizada neta revaluada: (a) 4% en 1982; (b) 8% en 1983; y (c) 8,5%, a partir de 1984. (Ver Resolución, párrafo 8(f) y párrafo 6.01 del Apéndice 3 de la Propuesta de Préstamo.)

W4778S

## VI. JUSTIFICACION DEL PROYECTO

### A. Viabilidad Técnica

6.01 Como resultado del análisis técnico del ejecutor y del proyecto presentado, se concluye que la operación propuesta se justifica y es factible técnica y operativamente, en base a las siguientes consideraciones:

- (a) Se dispone de diseños para la construcción de las obras correspondientes a un 31% del total. Con base en la capacidad demostrada en la elaboración de prediseños y diseños, se anticipa que a mediados de 1982 quedarían terminados un 40% adicional de los diseños y a fines de ese año el 30% restante.
- (b) Las normas empleadas en la elaboración de los diseños de construcción, que se consideran adecuadas para este tipo de obras, son las establecidas por INECCEL y que fueron actualizadas posteriormente por la Unidad Ejecutora (UNEPER) con el asesoramiento de una firma consultora internacional. Dichas normas fueron también revisadas por expertos de NRECA de EE.UU. y aprobadas por todas las empresas eléctricas regionales.
- (c) Permiten prever una eficiente ejecución del proyecto, entre otras condiciones: (i) el apoyo logístico que proporcionarían las bodegas de UNEPER, que le permitirá un mejor y eficiente control del movimiento de materiales y equipos; (ii) la posibilidad que proporciona la división de la adquisición de los materiales y equipos, en tres paquetes que representan el 30%, 40% y 30%, respectivamente, de la totalidad de los circuitos. Cada paquete se dividiría en la misma proporción para la contratación de las obras civiles y montaje de los sistemas.
- (d) Los costos del proyecto han sido calculados razonablemente sobre la base de una muestra representativa de un 31% del kilometraje previsto y prevén posibles incrementos de precios durante el período de construcción, así como márgenes apropiados para imprevistos.
- (e) No se anticipan dificultades en el suministro de los materiales requeridos ni en la disponibilidad de personal para efectuar las obras. Se considera que existirá también la disponibilidad de firmas constructoras para realizar los trabajos dentro de los plazos previstos, con excepción de obras cuya ejecución pudiera no ser atractiva para contratistas privados, dada la posible ubicación de las mismas en localidades remotas, alejadas del resto de los

trabajos a efectuar. El costo de construcción de esas obras que, de conformidad con el plan de financiamiento previsto, sería cubierto exclusivamente con recursos del aporte local, se estima que no excederá del equivalente de US\$450.000, cifra que representa aproximadamente el 10% del total de montaje de líneas estimado y el 3,3% del costo total del proyecto.

- 6.02 La información sobre la ejecución del proyecto y el calendario de inversiones que se presentan en este informe son técnicamente factibles y muestran la secuencia de las aportaciones necesarias para una ejecución satisfactoria.
- 6.03 Las empresas eléctricas regionales que realizarían el mantenimiento de los sistemas eléctricos comprendidos en la ejecución del proyecto se encuentran capacitadas para efectuar esa actividad, incluyéndose con ese fin en las adquisiciones previstas, la compra de herramientas y de equipos de medida, que pasarían a ser propiedad de las empresas eléctricas regionales una vez terminadas las obras.

B. Viabilidad Institucional

- 6.04 Se considera que la ejecución del proyecto es viable desde el punto de vista de organización administrativa-contable, ya que la Unidad Ejecutora ya establecida y adscrita a la Gerencia General de INECEL, que sería directamente responsable de la ejecución del proyecto, tiene la experiencia y organización suficientes para realizar una adecuada administración del mismo. Además, la Unidad Ejecutora contará, para la supervisión y control técnico de los trabajos, con los servicios de una firma consultora especializada.

C. Viabilidad Financiera

- 6.05 Como se ha señalado, los recursos de contrapartida local para la ejecución del proyecto provienen de rentas establecidas en tres Decretos Gubernamentales, cuyos reglamentos operativos delegan a INECEL la supervisión y fiscalización de las recaudaciones. Para dichos efectos, los fondos destinados a financiar el Programa Nacional de Electrificación Rural, serán centralizados en la medida que se vayan recaudando en cuentas especiales abiertas en el Banco Nacional de Fomento o en el Banco Central del Ecuador, según corresponda.
- 6.06 Los recursos provenientes del Acuerdo Ministerial 051 y del Decreto 306 se deben depositar en el Banco Central y el Banco Nacional de Fomento, respectivamente, según los montos recaudados por cada empresa eléctrica regional. De acuerdo con el reglamento previsto, el Tesorero de la entidad eléctrica deberá informar mensualmente a INECEL sobre los depósitos realizados.

6.07 Los recursos provenientes del Decreto No.459-B para el Fondo Especial para conexiones de servicio a consumidores de bajos ingresos se depositan en una cuenta específica en el Banco Central del Ecuador. El Fondo será utilizado exclusivamente para otorgar préstamos a las empresas eléctricas y serán destinados exclusivamente a financiar redes de distribución secundaria y acometidas de servicio eléctrico en zonas rurales y urbanas marginales; inclusive las instalaciones de alumbrado público en dichas zonas. En el Apéndice 21 se muestra el Reglamento Operativo de dicho Fondo.

6.08 El análisis de la información financiera histórica relativa al Acuerdo Ministerial No. 051 indica que desde que se inició su aplicación ha resultado en la siguiente generación de recursos para el Fondo de Electrificación Rural en los años que se indican:

<u>Años</u>	<u>Miles de US\$</u>
1979	558,8
1980	2.545,4
1981	4.859,8

6.09 Al examinar el cuadro anterior se debe tener presente que el valor del año 1979 corresponde a cuatro meses, ya que el Acuerdo entró en vigencia en septiembre de ese año. El cuadro anterior indica además que los fondos generados con este acuerdo han aumentado constantemente como consecuencia del incremento del volumen de energía facturada y del aumento experimentado por la tarifa media. Sin embargo, como se indicó en el párrafo 5.26, en la práctica las empresas eléctrica regionales han destinado los montos percibidos a la ejecución de obras para el mejoramiento y extensión de sus instalaciones.

6.10 A continuación se incluye un cuadro comparativo de los fondos generados con la aplicación del Decreto No. 306 durante el período de 1976 a 1980.

<u>Año</u>	<u>Miles de US\$</u>	<u>Porcentaje de aumento</u>
1976	1.320,7	
1977	1.706,3	29
1978	2.354,8	38
1979	4.287,2	82

6.11 El examen del cuadro anterior indica que la generación de fondos de este Decreto ha experimentado aumentos crecientes en el período bajo análisis. Como se ha indicado en capítulos anteriores, estos fondos provienen de la aplicación de un recargo de 10% al valor facturado a los usuarios del sector comercial e industrial y son recaudados en su mayor parte por las empresas de Quito y Guayaquil. En la práctica, estos fondos son retenidos e invertidos directamente por las empresas (Ver párrafo 5.32).

6.12 El análisis de la información histórica relativa al Decreto No. 459-B indica que durante el período de 1975 a 1979, la aplicación de este Decreto resultó en una generación promedio del equivalente de US\$1.365.000 anuales.

6.13 La estimación de los recursos provenientes de dichas fuentes se ha estimado durante la ejecución del proyecto propuesto (1982-1985) en base a las ventas de energía de las empresas eléctricas regionales y las tarifas estimadas para esos años en los estudios que forman parte del Plan Maestro de Electrificación en la siguiente forma:

	(en miles de US\$)				
	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>Total</u>
Decreto No.306	11.501	-	-	-	11.501
Acuerdo Ministerial No.051	1.969	1.458	1.348	1.074	5.849
Decreto No.459-B	<u>6.533</u>	<u>8.750</u>	<u>10.806</u>	<u>14.123</u>	<u>40.212</u>
Total	<u>20.003</u>	<u>10.208</u>	<u>12.154</u>	<u>15.197</u>	<u>57.562</u>
Requerimiento de Aporte					
Local para el Proyecto	352	717	2.567	2.567	6.203 <u>1/</u>

6.14 De acuerdo con el detalle anterior los recursos estimados para los decretos superan los requerimientos de aporte local al proyecto. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la proporción de los fondos provenientes del Acuerdo 051 que deben destinarse a los programas de electrificación rural no han sido percibidos por INECCEL en ejercicios anteriores sino que han sido retenidos por las empresas eléctricas regionales. Por otra parte, los fondos provenientes del Decreto 306 se han calculado hasta marzo de 1983, fecha en que expira su vigencia. No obstante, actualmente se encuentra bajo consideración del Gobierno la extensión en forma permanente de dicho decreto.

6.15 En consideración a los antecedentes anteriores y con el objeto de asegurar la oportuna y completa seguridad de la contrapartida local al proyecto, en el eventual contrato de préstamo se incluirá una cláusula mediante la cual INECCEL, previo a la convocación de cada licitación para la adquisición de materiales deberá demostrar a satisfacción del Banco que: (a) dispondrá, antes del llamado a licitación para la construcción y montaje de los circuitos a que corresponde los materiales a adquirirse, del aporte local correspondiente para el financiamiento del

1/ Al considerar el monto por el equivalente de US\$697.000 correspondiente a gastos anteriores a la aprobación de la operación, el total del aporte local requerido es de US\$6.900.000.

montaje de dichos circuitos; (b) antes de la convocatoria para la construcción y montaje de cada grupo de circuitos, INECEL deberá demostrar al Banco de que se encuentran disponibles en efectivo, en la cuenta del proyecto, los recursos para financiar el aporte local de la construcción y montaje de esos circuitos (ver Recomendaciones, párrafo 2(c)).

#### D. Evaluación Económica

##### 1. Demanda

- 6.16 Las proyecciones del consumo por abonado utilizadas por UNEPER para la confección de los diseños de los circuitos, fueron estimadas considerando el consumo como una función del ingreso per cápita, función esta que fue establecida en base al consumo y al ingreso per-cápita de una muestra de centros poblados. En esta evaluación económica en cambio, el consumo por abonado ha sido estimado en base a las estadísticas disponibles de las empresas regionales. De esta manera se ha considerado que el consumo mensual por abonado en el año uno del proyecto es igual a un porcentaje, 80% para la Sierra y 70% para la Costa, del consumo mensual por abonado rural residencial de la región. Dicho consumo mensual para el año ocho es el mismo porcentaje pero considerando ahora el consumo por abonado rural residencial más el comercial, el del año 15 es el mismo porcentaje del consumo residencial más comercial más el industrial y el del año 30 es el 100% del consumo por abonado rural de la región.<sup>1/</sup> Los valores intermedios a los años señalados se estiman considerando un crecimiento regular entre los valores dados. De esta forma se considera no sólo la experiencia de las personas con conocimiento de estos mercados sino también el hecho de que las áreas de mayor demanda ya han sido electrificadas y por lo tanto debe esperarse una demanda unitaria menor de las nuevas y que sólo al cabo de cierto tiempo podrán nivelarse con las áreas ya electrificadas.
- 6.17 El número de abonados se ha estimado considerando las viviendas existentes que podrían conectarse al sistema y contemplando un crecimiento de las mismas de acuerdo con los incrementos de población en la región en el pasado. A su vez de estas viviendas existentes sólo un 90% de las mismas contarían con servicio eléctrico, lo cual sólo se logra en el año 10, antes de lo cual dicho porcentaje irá creciendo paulatinamente hasta alcanzar el 90%.

##### 2. Selección y Trazado de los Circuitos

- 6.18 A partir del año 1977 la Escuela Politécnica Nacional en Quito y la Escuela Politécnica del Litoral en Guayaquil prepararon, a solicitud de INECEL, un proyecto de electrificación rural en la Sierra y en la Costa respectivamente. Mediante la realización de un extenso trabajo se

---

<sup>1/</sup> El detalle de la estimación realizada se presenta en el Apéndice 23.

diseñó un proyecto cuya idea principal era la electrificación de los centros poblados relativamente más importantes vecinos a las áreas ya electrificadas y las viviendas aisladas y los centros menores que se encontraran a su paso. A partir de entonces el proyecto ha sufrido modificaciones y reducciones debido entre otros al estudio más profundo que se realizaba de los circuitos, a limitaciones financieras y a que ciertos circuitos fueron realizados por las empresas regionales. La reducción del proyecto se hizo en general aumentando las restricciones en cuanto al número de abonados por kilómetro.

- 6.19 Al mismo tiempo se determinó el rendimiento económico de los componentes del proyecto a fin de seleccionar los que tuvieran la mejor tasa interna de retorno. La selección no se realizó a nivel nacional sino regional de forma de incluir la mayoría de las regiones del país lo cual ha determinado una cierta heterogeneidad entre los componentes del proyecto.

### 3. Insumo de Energía

- 6.20 Debido a que en Ecuador la estructura de la capacidad instalada y el precio interno de los combustibles están en por debajo de los niveles internacionales, la generación de electricidad en el país se realiza actualmente en aproximadamente el 80% en base al consumo de combustibles derivados del petróleo. A fin de corregir esta situación, de abastecer el muy alto crecimiento de la demanda y de dar mayor confiabilidad al sistema se están realizando importantes inversiones en el sector, fundamentalmente en la construcción de centrales hidroeléctricas y la terminación de la interconexión de los sistemas regionales, con lo que se espera que la electricidad generada en base a petróleo será reducida al 27% a partir de 1983 <sup>1/</sup> con la entrada en producción del proyecto Paute (A y B) también financiado por el Banco.
- 6.21 Se estima que la electricidad que consumiría el proyecto sería de 20 GWh en el año uno, es decir en 1984 y de 70 GWh en el año 30, es decir 2015, lo que representa menos del 1% de la demanda total del sistema interconectado; por su parte el factor de carga sería bajo, puede estimarse entre 30% y 40% debido a que los consumos del proyecto serían sustanciales en las horas de demanda máxima, es decir, desde la puesta del sol hasta las 9-1/2, 10-1/2 de la noche. La concentración de la demanda en la hora del pico mayor implica también que una parte importante del consumo de energía marginal requerido por el proyecto será producido, por lo menos los primeros años y especialmente durante la estación seca, con plantas térmicas.

---

<sup>1/</sup> A partir de 1988 la proporción de energía térmica se reduce al 16% luego vuelve a subir y se supone que en la próxima década se estabilizaría en 11% o 12%.



#### 4. Infraestructura y Emigraciones Rurales

- 6.22 En el área rural habita más del 50% de la población del país representando el sector agropecuario sólo un 25% del PBI. El ingreso anual per cápita es de US\$400, lo que se considera es aproximadamente la mitad del ingreso promedio nacional. Las necesidades de inversión en el área rural son múltiples, pudiéndose destacar: educación, sanidad, agua, apoyo técnico, crédito y otras para el productor, maquinaria agrícola, investigación, caminos vecinales, etc. Uno de los fenómenos más significativos del área rural, semejante a los otros países de la región, es la emigración de su población a las ciudades y el intentar reducir esas migraciones ha sido, y continúa siendo uno de los objetivos del Gobierno. Cabe destacar que la Junta Nacional de Planificación estimó, en 1966, que más de la mitad de la población en el sector rural, era "población excedentaria", es decir, "que sin su concurso podrían obtenerse iguales niveles de producción". Los estudios de electrificación rural no contienen conclusiones decisivas en cuanto a la influencia que pueda tener la electricidad en reducir dicha emigración. Parece en cambio existir una coincidencia en que las migraciones están estrechamente relacionadas con las posibilidades de trabajo y las expectativas de un futuro económico mejor. La electricidad podría entonces tener un efecto regulador en la migración si permite la creación de fuentes de trabajo, es decir si da un impulso económico a la región.
- 6.23 Una inversión en infraestructura que podría tener una importancia particular para el desarrollo del área rural y, que es una de las deficiencias importantes que tiene el sector rural en el país son las rutas de penetración, especialmente aquellas que permiten la circulación de vehículos pesados todo el año. Estas rutas podrían tener un efecto complementario importante con la electrificación rural debido a que: a) permiten que la construcción del proyecto objeto de este informe se pueda llevar a cabo incluso durante la estación de lluvias y particularmente el transporte de los postes de hormigón que sin caminos apropiados podría llegar a ser imposible su transporte; b) permiten el mantenimiento de la red que de otra forma se dificulta por falta de accesos especialmente en la estación de lluvias; c) el potencial económico de una región será difícilmente aprovechable, con electricidad o sin ella, sino existen caminos adecuados que permitan el paso de vehículos pesados todo el año.
- 6.24 Los usos de energía en el campo son muy variados: leña para cocinar, calefacción, gasolina para transporte, maquinaria agrícola, maquinaria artesanal, producción de electricidad, iluminación, obtención de agua y otros, fertilizantes, pilas eléctricas, etc. Se estima que la electricidad puede básicamente mejorar el comfort de la vivienda rural por el uso de la iluminación eléctrica y en menor medida la radio y dependiendo del nivel de ingreso, con la televisión, refrigeradora y otros aparatos domésticos. Además podría emplearse como energía para maquinaria artesanal, bombas de agua, etc.

## 5. Análisis Costo-Beneficio

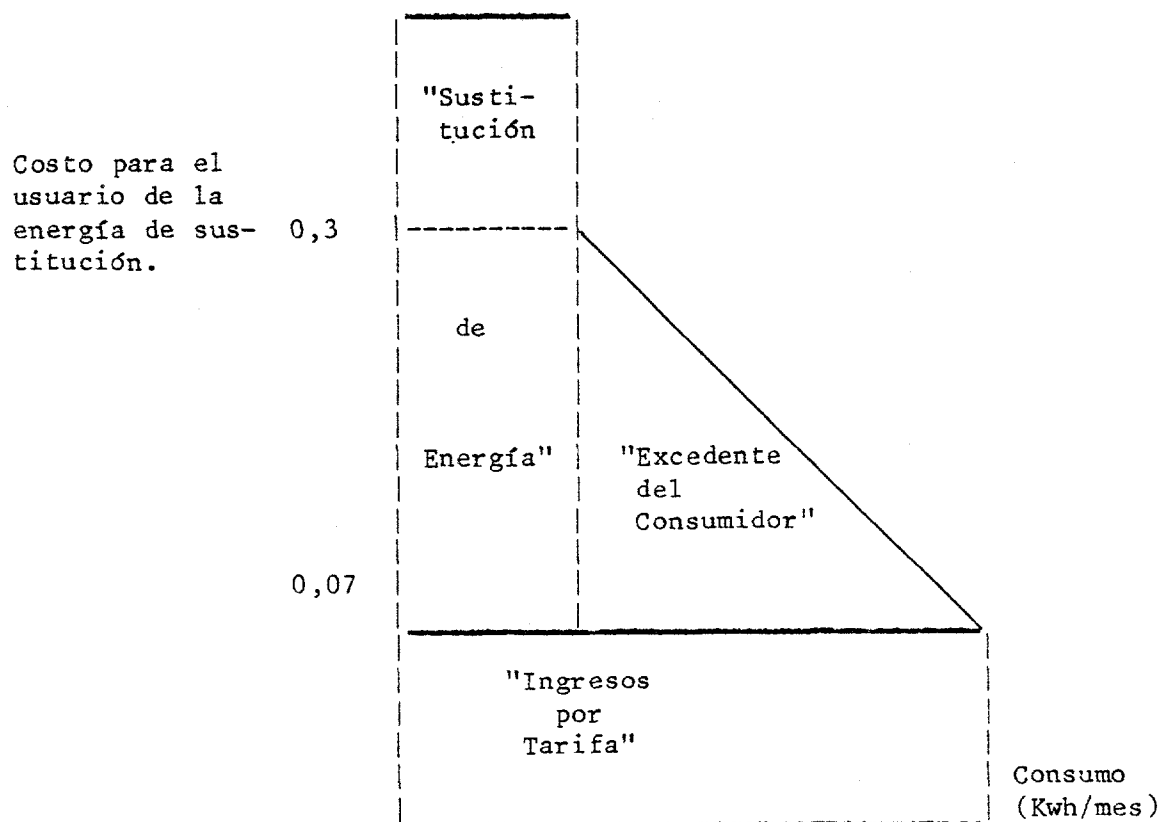
6.25 El análisis económico del proyecto se realizó en base a los estudios realizados por UNEPER y en particular a la muestra representativa a que se ha hecho referencia en el párrafo 3.10. Se explica a continuación la forma en que se han determinado los beneficios, los costos y las inversiones de los circuitos que componen la muestra representativa a fin de determinar la tasa interna de retorno económico.

### (a) Beneficios

6.26 Se distinguen tres tipos de beneficios: a) "Substitución de Energía"; b) "Excedente del Consumidor"; y c) "Ingreso por Tarifa", los cuales se explican más adelante y que su expresión gráfica es la siguiente:

#### Costo económico de la energía de Sustitución (US\$/KWh)

Sierra	0,53
Costa	0,42



#### Energía Sustituida

Sierra	9,3 (Kwh/mes)
Costa	10,95 (" " )

(i) Sustitución de Energía

- 6.27 Comprende una estimación de la energía que podría ser reemplazada por electricidad que consumen los residentes de las áreas a electrificar en ausencia del proyecto. Ello se ha determinado mediante dos encuestas prácticamente idénticas, la primera fue realizada en 1977, la segunda que comprendió 30 encuestados en la Sierra y 33 en la Costa, se realizó en abril de 1981 para actualizar los valores de la primera. De esta forma, los resultados revisados para esta evaluación muestran que el costo económico unitario para el país de la energía que sería substituida por electricidad es US\$0,53 KWh para la Sierra y de US\$0,42 KWh para la Costa y que el costo para el usuario es de US\$0,30 KWh para la Sierra y para la Costa. <sup>1/</sup> El consumo mensual estimado de energía sustituible por electricidad es de 9,3 KWh para la Sierra y de 10,95 KWh para la Costa por vivienda. <sup>2/</sup>.

(ii) Excedente del Consumidor

- 6.28 Corresponde a la disposición a pagar del usuario por la electricidad menos lo que realmente paga: la tarifa. Lo importante entonces es determinar la curva de demanda, la cual se ha supuesto como una recta cuyos extremos coinciden por un lado con el punto de intersección entre el costo para el usuario de la energía de sustitución y su consumo, por el otro lado, con el punto de intersección entre la tarifa y el consumo esperado de electricidad.

(iii) Ingreso por Tarifa

- 6.29 Corresponde al consumo esperado por la tarifa que se le cobraría al consumidor. Si se tomaran valores diferentes de esta tarifa, estimado por INECCEL en US\$0,07 KWh, la tasa interna de retorno sería prácticamente la misma, sin embargo ello tiene importancia para el análisis de beneficiarios como se comenta más adelante. <sup>3/</sup>
- 6.30 La estimación de los beneficios de sustitución de energía y del excedente del consumidor se han realizado para valores medios de la Sierra y de la Costa como los tiene la encuesta, sin distinguir entre consumidores residenciales, comerciales, industriales. Si bien podría haber sido una aproximación mejor estimarla para cada tipo de consumidor, esto no se ha hecho debido a que la información existente no lo permite y por otra parte, como se ha mencionado, se estima que el consumo industrial, por lo menos en la primera etapa del proyecto, será una parte menor del consumo total.

---

<sup>1/</sup> La diferencia entre el costo económico para el país y el costo para el usuario está dada porque el precio internacional e interno de los derivados del petróleo no es el mismo.

<sup>2/</sup> La parte de energía de sustitución que coincide con lo que el beneficiario deberá pagar por la electricidad se la considera dentro del beneficio de "ingreso por tarifa".

<sup>3/</sup> Ver párrafos 6.40 al 6.47.

(b) Costos

(i) Insumos de Electricidad

6.31 Es muy difícil determinar con la información existente, el costo económico de la energía que insumirá el proyecto. Ello implicaría estimar la curva de carga diaria del proyecto y la energía marginal y su costo que sería necesario generar, es decir, la forma que el proyecto afectaría la curva de carga diaria del sistema y las diferencias que ello implicaría en el despacho y por lo tanto, en el costo de la generación. Al respecto la información existente sólo permite estimar que el consumo del proyecto tendrá una concentración importante en las horas de mayor demanda y que dada la estructura de la capacidad instalada del sistema la energía eléctrica insumida por el proyecto será, por lo menos en la primera etapa, energía térmica. Se estima que el costo sólo en combustible de la generación de electricidad con plantas térmicas varía entre US\$0,044 KWh y US\$0,087 <sup>1/</sup>; por lo tanto considerando los otros costos marginales de generación, los costos administrativos, los costos marginales de transmisión, etc. se ha estimado que el costo de la energía insumida por el proyecto variará entre un mínimo de US\$0,050 KWh un máximo de US\$0,093 KWh. Para la estimación de la tasa interna de retorno se ha tomado un costo de US\$0,06 y, como se muestra en el análisis de sensibilidad, la tasa interna de retorno es muy sensible a variaciones en el costo de la energía insumida por el proyecto.

(ii) Operación y Mantenimiento

6.32 Se estima en 3,5% para la Sierra y 3,0% para la Costa sobre la inversión directa total, es decir, la inversión total que implica el proyecto, (iniciales y posteriores) excluyendo los gastos financieros y el escalamiento.

(iii) Administración y Comercialización

6.33 Se considera un costo anual de US\$7 por abonado para la Sierra y de US\$13 para la Costa.

(iv) Pérdidas

6.34 Se ha estimado el 15% de la energía consumida.

---

<sup>1/</sup> Corresponde respectivamente al costo en combustible de la Central a Vapor en construcción: Esmeraldas y el promedio del costo en combustible de las centrales a gas existentes.

(c) Inversiones

(i) Inversiones Iniciales

- 6.35 Comprende los costos directos del proyecto tal como se detalla en el Capítulo III excluyendo los costos financieros y los costos de escalamiento, repartidos en partes iguales en los dos años anteriores al funcionamiento del proyecto.

(ii) Inversiones Posteriores

- 6.36 Representa la inversión que se deberá realizar para conectar los nuevos abonados que se agreguen después de estar funcionando los circuitos. Se estima un costo de US\$170 por abonado.
- 6.37 En base a la metodología utilizada en los cálculos beneficio-costo, se determinó la tasa interna de retorno económico de los circuitos comprendidos en la muestra representativa siguiente: 1/

<u>Circui- to No.</u>	<u>Nombre</u>	<u>Provincia</u>	<u>TIR (%)</u>
82-05	Simón Bolívar	Pichincha	12,7
83-08	Latacunga	Cotopaxi	12,9
83-23	Puela	Chimborazo	11,5
83-26	Cajabamba	Chimborazo	11,9
86-02	La Lucha	Esmeraldas	11,7
86-09	Muisne	Esmeraldas	11,4
88-01	Daule	Guayas	16,9
88-02	Santa Lucía	Guayas	19,6
88-03	Colorado	Guayas	18,9
88-04	Laurel	Guayas	18,0
88-05	Callejones	Guayas	13,0
88-11	Lomas Sargentillo	Los Ríos	14,2
88-32	Playas	Los Ríos	11,7
89-04	El Recreo	El Oro	15,4
89-12	Piñas	El Oro	17,1
89-14	Balzas	El Oro	12,1

1/ El análisis de sensibilidad se presenta en el Apéndice 24.

6. Costos y Beneficios no Cuantificados

(a) Beneficios

- 6.38 Los beneficios indirectos se refieren a aquéllos que podrían no estar cuantificados en el análisis beneficio-costos y se refieren a la mejora de las condiciones de bienestar de los usuarios rurales, tanto residenciales como comerciales. Entre éstos se puede mencionar los siguientes: (a) la energía eléctrica ofrece beneficios en el mejoramiento de la calidad del uso en que la electricidad reemplaza a otras fuentes de iluminación como velas y lámparas de kerosene; (b) la facilidad que representa el uso de la electricidad para la extracción de agua cuya escasez es muy común en el campo ecuatoriano, tanto en la Costa como en la Sierra; (c) uso de electrodomésticos; (d) la facilidad que representa para el funcionamiento de centros de salud; (e) permite mejorar la educación, al poder emplear la escuela y estudiar en horas que no existe luz natural; (f) mayor seguridad, entre otros, debido a que permite la iluminación de las calles; (g) facilita la actividad económica artesanal y agroindustrial, como granjas lecheras e instalaciones de almacenamiento de cereales. Al utilizar energía a costo más bajo contribuye a compensar las pérdidas experimentadas por almacenamiento deficiente. La reducción de las pérdidas redundaría en el aumento de suministro de alimentos y mejora la dieta de la población rural.

(b) Costos

- 6.39 El costo económico del proyecto podría ser superior al utilizado en esta evaluación económica si: (i) la construcción de las obras se realiza en un plazo superior al previsto; (ii) interrupciones en la corriente por desperfecto en los circuitos y/o en el sistema general, y (iii) los postes de madera duraran menos que los 32 años previstos.

E. Análisis de los Beneficiarios del Proyecto

- 6.40 De acuerdo con las cifras de referencia del Banco, el nivel máximo de ingresos anuales para definir los grupos de bajos ingresos es de S/.13.200 (US\$528) por persona en 1979. No se conoce ningún estudio realizado en el país que relacione, a nivel rural, los ingresos con el consumo de electricidad. Existe sin embargo una encuesta realizada en 1980 en el Cantón Santo Domingo de los Colorados con una muestra total de 634 familias, de las cuales 403 contaban con servicio eléctrico. Dicho Cantón ubicado en la provincia de Pichincha, comprende la ciudad del mismo nombre con una población de 50.000 habitantes y un área de influencia de más de 100.000 habitantes.

- 6.41 Santo Domingo de los Colorados, es una de las áreas del país que por su riqueza agrícola y por las inversiones realizadas en los últimos diez años ha tenido un crecimiento de población y económico extraordinario. 1/ Cabe entonces suponer que su desarrollo y nivel de ingresos está por encima del promedio de las áreas a electrificar con el proyecto de electrificación rural objeto de este informe. Por otra parte, la información derivada de esa encuesta es parcial, por lo tanto, se ha debido realizar ciertas suposiciones a fin de determinar dentro de cada rango de consumo cual es el promedio. Se ha supuesto también que los consumos menores coinciden con los ingresos menores, es decir, que las viviendas encuestadas que corresponden al sector de bajos ingresos son aquellas que tienen los consumos mensuales menores.

Encuesta Análisis Beneficiarios  
Número de Viviendas según Nivel de Ingresos

Ingreso Mensual (Sucres)	Viviendas con Electricidad	
	Encuestadas	(Acumulado)
500 o menos	2	2
501 - 1000	9	11
1001 - 1500	21	32
1501 - 2000	39	71
2001 - 4000	99	170
4001 - 6000	84	254
6001 - 8000	36	290
8001 - 10000	37	327
10001 o más	76	403

Número de Viviendas según Consumo de Energía Eléctrica

Promedio de Consumo por Abonado Mensual (Kwh/mes)	Vivienda con Electricidad	
	Encuestas	Acumulado

(Residencial) (Comercial + Industrial)

10	-	5	5
23	-	23	28
43	-	26	54
62	-	31	85
86	70	165 <u>2/</u>	250
-	165	121	371
-	250	22	393
-	400	<u>10</u>	403

403

- 1/ En esta zona se han realizado diversos proyectos de desarrollo agrícola financiados por agencias internacionales de desarrollo, incluyendo el BID.
- 2/ Se supone en este rango que el 50% de las viviendas son residenciales exclusivamente.

- 6.42 De acuerdo con dicha encuesta se puede estimar que el ingreso promedio anual per cápita en el área rural sería de casi S/.10.000 (US\$400) en 1980. También, de la misma encuesta se obtiene la siguiente comparación de ingresos promedios:

<u>A</u>	<u>B</u>	<u>C</u>	<u>D</u>
Promedio	Ingresos		
aquí considerado	según Encuesta	Viviendas	A x C
250	( 500 o más)	2	500
750	( 500 - 1000)	9	6.750
1250	( 1001 - 1500)	21	26.250
1750	( 1501 - 2000)	39	68.250
3000	( 2001 - 4000)	99	297.000
5000	( 4001 - 6000)	84	420.000
7000	( 6001 - 8000)	36	252.000
9000	( 8001 - 10000)	37	333.000
17000 <u>1/</u>	(10000 o más)	<u>76</u>	<u>1.292.000</u>
		<u>403</u>	<u>2.695.750</u>

- 6.43 Por lo tanto, según el análisis de la encuesta, el ingreso promedio mensual por familia es de S/.6.690 (US\$268) que corresponde a un ingreso anual per cápita de S/.14.865 (US\$595), es decir 1,4865 veces el promedio general del área rural. De esta forma para que la encuesta tenga valor para toda el área rural del país, que es donde se realizaría el proyecto, se deben reducir sus valores en un 48,65%. Así se puede determinar que dentro de los valores de la encuesta cualquier ingreso familiar mensual por debajo de S/.10.500 2/ (US\$420) corresponde al sector de bajos ingresos.

- 6.44 De esta forma, se estima que aproximadamente 340 viviendas de las 403 encuestadas (84,4%) corresponden al sector de bajos ingresos. Esto, traducido a consumo de electricidad, determina que de las 121 viviendas que consumen un promedio mensual de 165 KWh, 90 corresponden a los sectores de bajos ingresos, los restantes 31 junto con aquellas que consumen mensualmente 300 KWh (22 viviendas) y 500 KWh (10 viviendas), corresponden al sector de altos ingresos. Se deduce así que el sector de bajos ingresos consume 31.339 KWh por mes y el resto 14.615 KWh por mes, conformando un total de 45.954 KWh por mes, es decir, que los sectores de bajos ingresos consumen el 68,2% de la energía eléctrica.

- 1/ Se eligieron 17.000, pues los otros promedios son en general un poco más que la suma de los dos precedentes.
- 2/ De acuerdo a la estimación del Banco, el límite máximo de los sectores de bajos ingresos es de S/.7.000 y como la encuesta estaría de 1,4865 veces por encima del promedio rural, cualquiera de sus valores por debajo de S/.10.400 (7000 x 1,4865) correspondería al sector de bajos ingresos.



1. Impacto del Proyecto sobre los Beneficiarios de Bajos Ingresos

- 6.45 De acuerdo con el flujo de beneficios económicos resultante del análisis económico del proyecto, se estima que el 27% de los beneficios de sustitución de energía 1/ sería percibido por los grupos de bajos ingresos. Asimismo, los abonados de bajos ingresos percibirían aproximadamente el 85% de los beneficios correspondientes a tarifas. 2/
- 6.46 Se estima que del costo económico de la inversión del proyecto, (costo total menos costo financiero y escalamiento) el 18% corresponde a mano de obra no calificada, 3/ es decir, que en base a la muestra representativa utilizada para el análisis económico del proyecto, esto es por el equivalente de US\$4.176.237. A su vez esta mano de obra no calificada gana un total de S/.4.500/mes lo que determina 23.200 hombres/mes. Si se considera el costo de oportunidad de esa mano de obra equivalente al salario mensual mínimo del trabajador agrícola, S/.2.500, se tiene que el beneficio por hombre/mes es de S/.2.200 lo que multiplicado por el número de hombres da un total de S/.51.040.000 equivalente a US\$2.041.600, lo que en valor presente significa US\$1.932.229.
- 6.47 Con base a los razonamientos expuestos anteriormente, se han considerado US\$22.348.000 de beneficios actualizados para el sector de bajos ingresos. El total de beneficios al sector privado asciende a US\$31.912.000. Por lo tanto, el impacto distributivo a los beneficiarios de bajos ingresos puede expresarse en la siguiente forma:4/

$$\text{Impacto distributivo} = \frac{\text{Beneficios netos para el grupo de bajos ingresos}}{\text{Beneficios netos al sector privado}}$$

$$\text{Impacto distributivo} = \frac{\text{US\$22.348.000}}{\text{US\$31.912.000}} = 70\%$$

F. Justificación del Uso de los Recursos del FOE

- 6.48 La utilización de los recursos del Fondo para Operaciones Especiales se justifica con base en las siguientes consideraciones: (a) la proporción de la población de más bajos ingresos en la zona de influencia del proyecto es del 84,4%; (b) el 70% de los beneficios que generaría el proyecto serían percibidos directamente por los sectores de más bajos ingresos; (c) la zona de influencia del proyecto sería en las zonas rurales de la Costa y la Sierra, cuyos índices de electrificación son bajos y que prácticamente no cuentan con servicio eléctrico.

- 1/ Definidos como la diferencia entre lo que se paga por esa energía y lo que se debería pagar a precios internacionales. Esto significaría también un beneficio para el Estado, ya que se pagaría una subvención menor.
- 2/ El valor neto presente, descontado el 12% de estos beneficios es del equivalente de US\$885.054 para los usuarios de bajos ingresos y de US\$368.074 para el resto de los usuarios.
- 3/ Excluye la mano de obra semicalificada.
- 4/ Los cálculos del análisis distributivo figuran en el Apéndice 25.

- 6.49 Cabe señalar, finalmente, que de conformidad con las orientaciones provisionales para la utilización de los recursos convertibles del FOE en 1981-1982 (Documento GP-82-8 del 20 de marzo de 1981), por tratarse de un proyecto de electrificación rural, corresponde que el 100% del financiamiento en divisas provenga del Fondo para Operaciones Especiales.

W4778S

VII. EVALUACION DE PRESTAMOS ANTERIORES A INECEL

A. Antecedentes

7.01 El Banco ha otorgado a la República del Ecuador un total de 9 préstamos y una operación de cooperación técnica para financiar estudios y/o la ejecución de proyectos de inversión en el sector eléctrico, por un total del equivalente de US\$156,6 millones. Todos estos proyectos han sido ejecutados por INECEL y son los siguientes:

<u>No. de Operación</u>	<u>Fecha de Aprobación</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Monto en miles US\$</u>	<u>Porcentaje Desembolsado al 30/IX/81</u>
314/SF	26/XI/71	Central Pisayambo	16.200	100
18/CD	26/XI/71	" "	8.860	100
315/SF	26/XI/71	Estudios Paute	2.700	100
411/SF	26/IX/74	Paute A y B	16.500	46
271/OC	26/IX/74	" " "	33.500	95
412/SF	26/IX/74	Estudio Río Coca	1.500	100
323/OC	9/XII/76	Transmisión Paute A y B	25.000	40
492/SF	9/XII/76	Estudio Río Guayllabamba	1.600	100
38/IC	9/XI/78	LCC-Paute A y B y Transmisión	50.000	40
ATC/TF(SP)- 1354-EC	1/IX/75	Estudio Río Jubones <u>1/</u>	<u>760</u>	100
TOTAL			<u>156.620</u>	

7.02 Los préstamos 314/SF, 18/CD y 315/SF-EC y la cooperación técnica ATC/-TF(SP)-1354-EC fueron evaluados en ocasión de la presentación del documento PR-777 del 23 de noviembre de 1976, que sirvió de base para la aprobación de los préstamos 323/OC y 492/SF-EC (sistema de transmisión de Paute A y B y estudio de la cuenca del Río Guayllabamba, respectivamente). La central Pisayambo (préstamos 314/SF y 18/CD-EC), ha estado en plena operación desde principios de 1978, y como se mencionó anteriormente, los estudios efectuados sobre el aprovechamiento hidroeléctrico del Río Paute (préstamo 315/SF-EC) generaron el proyecto propuesto en este informe. Por lo tanto, en las secciones siguientes de este Capítulo se ofrecen comentarios sobre los proyectos cuyos préstamos no han sido evaluados anteriormente y se examina el grado de cumplimiento que se ha logrado con las condiciones contractuales correspondientes.

1/ Se trata de un estudio de prefactibilidad sobre un proyecto de propósito múltiple.

B. Préstamo 412/SF-EC

- 7.03 Como se señala en el párrafo 7.01 anterior, este préstamo fue otorgado el 26 de septiembre de 1974 a la República del Ecuador, por el equivalente de US\$1,5 millones. Se utilizaron sus recursos para financiar la preparación de estudios de prefactibilidad sobre el aprovechamiento hidroeléctrico del Río Coca y de estudios de factibilidad sobre el proyecto que parecía mejor como resultado de determinar la secuencia de implementación. Originalmente se había programado la ejecución de los estudios durante un período de 3 años a un costo del equivalente de US\$2,7 millones. Sin embargo, debido a atrasos en realizar la convocatoria correspondiente y las negociaciones posteriores con la firma adjudicada, la ejecución del proyecto demoró un año más de lo calculado, terminándose en febrero de 1979. Además, el costo final del estudio fue de US\$6.480.000, o sea 2,4 veces mayor que lo presupuestado.
- 7.04 Sin perjuicio de lo anterior, los estudios de prefactibilidad resultaron en la identificación de cinco aprovechamientos posibles en el siguiente orden de la secuencia de implementación recomendada: Salado, 560 MW; Codo Sinclair, 3.960 MW; El Chaco, 465 MW; Balsas, 375 MW; y Borja, 210 MW. Como segunda parte del proyecto, se prepararon los estudios de factibilidad sobre el aprovechamiento Salado, los que mostraron que el proyecto resultante sería demasiado costoso, debido a dificultades de naturaleza geológica.
- 7.05 Teniendo en cuenta lo anterior, INECEL tiene la intención de adelantar los estudios de factibilidad sobre el aprovechamiento Codo Sinclair con el fin de mantener un buen inventario de proyectos estudiados a un nivel comparable, para poder tomar decisiones de inversión en el futuro. El Instituto preparará una priorización de este proyecto y se espera que para mediados de 1982 se pueda proceder a definir el alcance de los estudios de factibilidad necesarios.

C. Préstamo 492/SF-EC

- 7.06 El 9 de diciembre de 1976, el Banco aprobó este préstamo por el equivalente de US\$1,6 millones, para financiar un estudio de prefactibilidad sobre el aprovechamiento hidroeléctrico del Río Guayllabamba y factibilidad del proyecto que presentara mejores perspectivas para el futuro. El proyecto fue estructurado previendo un costo total del equivalente de US\$3,1 millones y estableciendo un período de ejecución de tres años. Los estudios correspondientes se terminaron dentro del período previsto, sin costo adicional.

- 7.07 Como resultado de los estudios se identificó la factibilidad del proyecto Villadora-Chontal con una capacidad de 372 MW. Basado en una revisión de dicho estudio, parecería que el proyecto es comparable con otros que INECEL tiene estudiados al mismo nivel. Sin embargo, no está incluido en los planes de expansión del Instituto, dado que se concluyeron los estudios después de la formulación del plan de expansión vigente.
- 7.08 No obstante lo anterior, dado que INECEL se encuentra emprendido en actualizar sus planes de expansión, es probable que este proyecto esté incluido para el período 1990-1995. También es posible que INECEL solicite a FONAPRE financiamiento para preparar los diseños finales, operación ésta que se podría financiar con recursos del préstamo 636/SF-EC.

D. Préstamos 271/OC, 411/SF, 323/OC y 38/IC-EC

- 7.09 Como se ha mencionado anteriormente, este conjunto de préstamos por el equivalente de US\$125 millones, otorgados a la República del Ecuador en fechas distintas comprendidas entre el 26 de septiembre de 1974 y el 9 de noviembre de 1978, financian en parte las fases A y B de la primera etapa del Programa Paute y las obras de transmisión complementarias.
- 7.10 Al aprobar los préstamos 271/OC y 411/SF-EC se había estructurado el proyecto para incluir solamente la fase A, o sea que iba a tener una capacidad instalada de 200 MW. Posteriormente, y debido a modificaciones en el diseño de la presa, se incluyó la fase B (300 MW), a pedido de INECEL y con la aprobación del Banco. Reestructurado en esta forma en 1976, el costo total estimado para el proyecto aumentó del equivalente de US\$193 millones a US\$473 millones, incremento éste que se cargó al aporte local y que motivó la solicitud para la línea de crédito complementaria, 38/IC-EC, que se aprobó en 1978. Con los aumentos de costo que se han producido hasta mediados del año 1981, se estima que el costo actualizado del proyecto estaría cerca de los US\$600 millones.
- 7.11 La ejecución del proyecto sufrió un atraso inicial de tres años, debido principalmente a los cambios en los diseños de la presa y a problemas en realizar las licitaciones, especialmente con respecto a encontrar contratistas que pudieran proveer el cemento requerido para la construcción de la presa. Estos problemas fueron superados en el período 1976-1977, se realizaron las licitaciones y se inició la construcción de las obras subterráneas en 1976 y la presa en 1978. El cronograma de ejecución quedó modificado en 1978, aprobándose al mismo tiempo en que se otorgó la línea complementaria 38/IC-EC, una extensión de tres años del período de desembolso de los préstamos 271/OC y 411/SF-EC hasta el 21 de octubre de 1982.

- 7.12 Desde el inicio de las obras principales del proyecto, se considera que su ejecución ha sido satisfactoria, presentándose algunas demoras de menor importancia. Actualmente la casa de máquinas, parte de cuyo costo está financiada con recursos del préstamo 271/OC-EC y con una porción de la LCC 38/IC-EC, presenta un avance del orden del 90%, previendo su terminación dentro del cronograma de ejecución actual. En cuanto a la presa, financiada en parte por el préstamo 411/SF-EC y la LCC 38/IC-EC, se presenta un atraso calculado en aproximadamente 4 meses sobre el cronograma actual, debido a demoras en la excavación de los estribos de la presa, las cuales han sido superadas. Es posible que este atraso pudiera ser recuperado por el contratista, por lo menos en parte, pero de no resultar así, la presa estaría terminada para principios del año 1983, en vez de fines de 1982, como es la meta actual. Por lo tanto, se advierte la posibilidad de tener que considerar una prórroga adicional en el plazo de desembolso del préstamo 411/SF-EC por un período de entre 4 y 6 meses, aspecto este que estaría sujeto a estudio próximamente y propuesto por INECEL probablemente en 1982.
- 7.13 En resumen, se puede decir que el proyecto actual procede satisfactoriamente, es razonable suponer que la central de 500 MW de capacidad entrará en servicio a más tardar en el primer semestre de 1983, y que INECEL ha demostrado su capacidad de dirigir obras de cierta envergadura.

E. Cumplimiento de Condiciones Contractuales

- 7.14 En general se puede decir que el prestatario e INECEL han dado cumplimiento a las condiciones contractuales contenidas en los distintos contratos de préstamo, con la excepción de aquellas condiciones relacionadas con tarifas y otros aspectos financieros de la empresa. Han habido atrasos en entregar estados financieros de INECEL y de los proyectos individuales al Banco en momento oportuno. Se han recibido los estados financieros auditados de INECEL y de todos los proyectos financiados para el ejercicio que terminó el 31 de diciembre de 1979, pero con considerable atraso, dado que se sometieron al Banco en marzo de 1981. Con respecto al ejercicio 1980, los auditores de la Contraloría General del Estado todavía se encuentran realizando las auditorías correspondientes, y no se prevé que el Banco cuenta con dichos estados financieros antes del mes de enero de 1982. Para remediar esta situación en el futuro, tanto en los eventuales contratos de préstamo para el proyecto propuesto en este informe como en el para el proyecto de electrificación rural, se requerirá que INECEL contrate los servicios de auditores independientes, tal como se explicó en el Capítulo V de este Informe.
- 7.15 Con respecto a la fijación de tarifas y niveles mínimos de rentabilidad de INECEL, de las empresas eléctricas regionales y del SNI, no se ha dado cumplimiento con las respectivas cláusulas contractuales en los

contratos 314/SF y 18/CD-EC que financiaron la Central Pisayambo, tal como se explicó en el párrafo 5.39 de este informe. Además, es poco probable que se cumplan las respectivas condiciones establecidas en los contratos para Pauta A y B y su sistema de transmisión, aunque no han entrado en vigencia todavía.

- 7.16 Se debe destacar que tanto la cláusula tarifaria como la que establece el nivel de rentabilidad de INECEL en el 7% en el caso de los préstamos que financiaron el proyecto Pisayambo, se dirigen solamente a las obras de ese proyecto específico 1/. Por lo tanto, es difícil determinar si existiría incumplimiento con estas condiciones en el caso de Pisayambo, debido a que las obras correspondientes ya no son las únicas que INECEL posee y en los estados financieros que se han recibido no se ha efectuado ningún análisis para el proyecto Pisayambo específicamente.

1/ Los textos de las cláusulas respectivas son los siguientes:

1. Cláusula 5.06 del contrato 314/SF-EC y 5.05 del contrato 18/CD-EC:

"Tarifas. La República se compromete a tomar las medidas apropiadas aceptables al Banco para que:

(a) Las tarifas por suministro de energía eléctrica del sistema Pisayambo I desde su puesta en servicio: (i) produzcan por lo menos ingresos suficientes para cubrir todos los gastos de explotación del sistema respectivo, incluyendo los relacionados con administración, operación, mantenimiento y depreciación; (ii) proporcionen una rentabilidad razonable sobre la inversión inmovilizada del sistema, y (iii) si el flujo de fondos por concepto de lo anterior no fuere suficiente para cubrir oportunamente el servicio de amortización, interés y comisiones de este préstamo y el servicio de amortización y comisión del préstamo No.18/CD-EC, generen los ingresos adicionales que sean necesarios para este propósito;

(b) Las tarifas por suministro de energía eléctrica de las empresas distribuidoras de energía generada por el sistema Pisayambo I desde el momento que utilicen energía generada en el citado sistema: (i) produzcan por lo menos ingresos suficientes para cubrir todos los gastos de explotación de los sistemas respectivos, incluyendo los relacionados con administración, operación, mantenimiento y depreciación; (ii) proporcionen una rentabilidad razonable sobre la inversión inmovilizada de los sistemas respectivos; y (iii) si el flujo de fondos por concepto de lo anterior no fuere suficiente para cubrir la oportuna amortización de todas las obligaciones a cargo de dichas empresas, generen los ingresos adicionales que sean necesarios para este propósito."

2. Del Anexo B de ambos contratos, Sección VII:

"Tarifas. A los fines de lo estipulado en la Sección 5.06 del contrato No. 314/SF-EC y en la Sección 5.05 del contrato de préstamo No. 18/CD-EC, las tarifas del sistema hidroeléctrico Pisayambo I deben ser establecidas para que produzcan una rentabilidad de por lo menos un 7% anual a partir del momento en que se venda sustancialmente toda la energía generable del citado sistema."

- 7.17 En cuanto a las condiciones contractuales que establecen la rentabilidad requerida de INECEL en el caso de los préstamos que financian la central de Paute y las líneas de transmisión correspondientes, estas cláusulas entrarán en vigencia después de que la central esté en servicio. Por un lado, en el Anexo B de los contratos 271/OC y 411/SF-EC (fases "A" y "B") se establece en su Sección V que se deberá producir una tasa de rentabilidad de por lo menos el 7% desde la puesta en servicio de los primeros 400 MW de potencia instalada del sistema Paute hasta el año 1984 inclusive y del 8,5% a partir del año 1985 en adelante. Por otro lado, el Anexo A del contrato 323/OC-EC (transmisión), en su Sección V, establece que se deberá alcanzar una rentabilidad del 8,5% sobre la inversión inmovilizada de todo el Sistema Nacional Interconectado a más tardar el 31 de diciembre de 1984 y que cada empresa eléctrica regional en el país debe lograr el mismo resultado sobre sus propias inversiones inmovilizadas a más tardar el 31 de diciembre de 1981.
- 7.18 Como se puede apreciar, existen condiciones en los contratos de préstamo para Pisayambo, Paute y su transmisión, que exigen distintos niveles de rentabilidad sobre los proyectos de generación, por una parte y, por otra, sobre todo el sistema nacional. En el momento de aprobar estos préstamos, estas condiciones se estimaron razonables, dado que en el caso de Pisayambo, era la única central con que iba a contar INECEL y en el caso de Paute, no se había definido e integrado el SNI.
- 7.19 Sin embargo, la situación actual es distinta, ya que existe el SNI y dentro de poco tiempo se habrá completado el anillo nacional. El hecho de que la energía generada por las centrales Pisayambo y Paute, así como la generada por otras centrales que poseen INECEL y las empresas regionales, fluye a este sistema nacional, es difícil, si no imposible, medir la energía consumida por centrales de fuente, lo que imposibilitaría determinar la rentabilidad de cada una de las centrales.
- 7.20 Parece más lógico dirigir estos requisitos al sistema como un todo, por lo que las condiciones sobre el mantenimiento de tarifas adecuadas y el nivel de rendimiento financiero de INECEL y las empresas regionales que se propone se incluyan en los contratos de préstamo para los proyectos Paute C y Electrificación Rural, buscarían establecer que estas entidades mantengan tarifas suficientes para garantizar un nivel de rentabilidad satisfactorio sobre todas las operaciones de cada empresa.
- 7.21 Lo anterior es consistente con lo que INECEL ha negociado con el Banco Mundial en oportunidad de aprobar el préstamo de US\$100 millones para el Sistema de Transmisión y existe una razonable posibilidad de que tanto INECEL como las empresas regionales puedan dar cumplimiento a estas condiciones. Para mantener uniformidad en todos los contratos en que aparecen estas condiciones, se considera aconsejable modificar las cláusulas respectivas. A dichos efectos, simultáneamente a la consideración por el Directorio Ejecutivo de los proyectos Paute Fase "C" y Electrificación Rural, se presentará por procedimiento corto las modificaciones que sean del caso.



Situación del Desarrollo Sectorial y Plan de Desarrollo

I. Desarrollo Sectorial

- 1.01 Datos preliminares señalan que en 1980, el producto agropecuario se expandió en sólo un 2,5 por ciento, aunque superó así el 2 por ciento de crecimiento del año 1979 y el promedio de 0,6 por ciento del período 1976-78. Esta evolución se debió principalmente a la prolongada sequía que empezó en 1976, la que estaría dando paso a un régimen pluviométrico normal con el consiguiente beneficio para las actividades del sector. Durante 1980, se recuperaron los niveles de producción de rubros tales como el trigo, cebada, maíz duro, arroz de invierno y verano, y papas, debido en gran parte a incrementos registrados tanto en la superficie sembrada como en los rendimientos por hectárea. En cambio, la producción de cacao y café fue menor a la obtenida en el año precedente a raíz de las precarias condiciones en que se encuentran las plantaciones por efecto de la irregularidad de las lluvias en años anteriores, por las enfermedades y plagas, y por la disminución en los trabajos de mantención y controles fitosanitarios.
- 1.02 Se anticipa una apreciable recuperación de las actividades agropecuarias para 1981, esperándose un crecimiento del producto cercano al 4,5 por ciento. Favorables condiciones climáticas, junto a una mayor canalización del crédito del Banco Nacional de Fomento hacia el sector y políticas de créditos más ventajosas constituirían los principales factores que inducirían tal expansión.
- 1.03 En 1980, el sector industrial perdió parte del dinamismo observado en el año anterior; deficiencias en la disponibilidad de materias primas afectaron a ciertos grupos fabriles. El producto del sector creció a una tasa de 6,8 por ciento, inferior al 8,9 por ciento del año anterior. La adopción de nuevas escalas de salarios y la vigencia de la jornada de 40 horas semanales de trabajo, puesta en marcha a partir de octubre de 1980, tuvieron efectos sobre los costos de producción e incidieron en forma adversa sobre los niveles de la actividad industrial durante el primer semestre de 1981. A lo anterior se sumó la restricción de créditos por parte de las instituciones financieras privadas, situación que perjudicó principalmente a las pequeñas y medianas empresas que tienen limitado acceso al crédito comercial. No obstante lo anterior, se estima que el sector manufacturero se recuperaría durante el segundo semestre y lograría una tasa de 6,7 por ciento durante 1981, o sea apenas inferior a la del año anterior, estimulado por la expansión de actividades tales como: la elaboración de madera, los productos químicos y de cauchos, las maquinarias y equipos, el material de transporte, la fabricación de textiles y papeles, el procesamiento de cereales y las confecciones.

- 1.04 El valor agregado de la actividad de la construcción tuvo un aumento del orden del 6,5 por ciento en 1980, superior al 4,8 por ciento registrado en 1979. En la evolución de 1980 cabe mencionar, por su importancia, los programas de construcción de vivienda a través del Banco Ecuatoriano de la Vivienda (BEV) y del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social (IESS); y la ejecución del Plan Emergente de Vivienda Popular de Guayaquil, que contempla la construcción de 10.000 viviendas con un costo estimado de 1.400 millones de sucres. En el primer trimestre de 1981 se redujo el ritmo de ejecución de las obras, a raíz de una aguda escasez de cemento, falta de financiamiento de ciertas empresas y la restricción del crédito. A partir del segundo trimestre empezó una reactivación de las actividades del sector al reanudarse los programas del BEV y los trabajos de construcción vial en varias regiones del país. Se anticipa para el segundo semestre un mayor dinamismo con el inicio de obras tales como los nuevos aeropuertos internacionales de Quito y Guayaquil y la construcción de cuatro puertos pesqueros. Sin embargo, continúan afectando al sector la escasez y alto costo de los materiales, los mayores costos de la mano de obra y la disminución de la jornada laboral.
- 1.05 La producción de petróleo, fue de 74,7 millones de barriles en 1980, cantidad inferior en 4,5 por ciento a la lograda en 1979, pero superior a los niveles registrados en el período 1976-78, los cuales no excedieron los 73,6 millones de barriles. A pesar de que el saldo exportado de petróleo disminuyó de 44,8 millones de barriles en 1979 a 40,3 en 1980, los ingresos generados por estas exportaciones se incrementaron 25,2 por ciento con respecto al año anterior, llegando a constituir la suma de \$1.474 millones. Las ventas en el exterior de fuel oil aumentaron de 7,4 millones de barriles en 1979 a aproximadamente 8 millones en 1980. Debe observarse que el precio base del crudo (Arabian Light 34 API) aumentó de \$24 a \$34 por barril entre los meses de diciembre de 1979 y 1980. El consumo interno de productos derivados del petróleo ascendió a 27,1 millones de barriles en 1980, excediendo en 9,8 por ciento el nivel alcanzado el año anterior. A fin de satisfacer la demanda interna, fue preciso importar 4,6 millones de barriles de refinados para los cuales no existe suficiente capacidad de producción en el país. Dicha cantidad significó un aumento de 68,2 por ciento con respecto a las compras en el exterior efectuadas en 1979.
- 1.06 Se estima que el nivel de reservas probadas recuperables de petróleo ascendía a 1.100 millones de barriles al 31 de diciembre de 1980, cantidad suficiente para mantener los actuales niveles de producción durante 12 años. Las reservas probadas de gas natural equivalían a 200.000 millones de pies cúbicos a la fecha indicada. A fin de cumplir con los propósitos del Plan Nacional de Desarrollo, orientados a aumentar el nivel de reservas de hidrocarburos, se intensificaron las actividades de prospección y exploración durante 1980. En efecto, el número de pozos perforados alcanzó a 29, cantidad que se compara favorablemente con los 21 del año 1979 y 16 de 1978. Estos esfuerzos

permitieron descubrir las estructuras de Secoya, Shuara, Tetete y Sansahuari. Además, los estudios hasta ahora efectuados, sugieren que las perspectivas del Golfo de Guayaquil son promisorias no sólo por constituir una importante fuente de reservas de gas, sino por la posibilidad de que exista petróleo.

- 1.07 A fin de racionalizar el consumo interno de derivados y de reducir la exportación ilícita de combustibles, el 17 de febrero de 1981, se efectuó una revisión de los precios de los productos derivados del petróleo. La gasolina "super" se elevó de \$0,73 por galón a \$0,80; la gasolina "extra" se incrementó de \$0,19 a \$0,60 y la "regular" de \$0,16 a \$0,40. Estos significativos aumentos representaron un decidido esfuerzo de las autoridades para acercar los precios internos a los niveles prevalecientes en los mercados internacionales.
- 1.08 Durante el primer semestre de 1981, la producción de petróleo fue de 38,4 millones de barriles, un 4,9 por ciento superior a la de igual período en el año 1980; la exportación disminuyó en 2,3 por ciento debido a dificultades de colocación del producto en los mercados mundiales. Los precios de contratación de CEPE se redujeron llegando a \$32,50 por barril en junio. Además, la Compañía Estatal de Petróleo se vió obligada a almacenar crudo en Bonaire (Antillas Holandesas) y Balao. Se anticipa que la producción de petróleo, en 1981, será inferior en 1,5 por ciento a la del año anterior y que, a pesar de las dificultades experimentadas durante el primer semestre, se incrementarán las colocaciones en el exterior hasta reducir el nivel de petróleo almacenado a un nivel próximo a los 2,5 millones de barriles.

#### B. Plan de Desarrollo y Prioridades

- 1.09 Después de incorporar una serie de ajustes en el presupuesto del Estado durante el primer trimestre del año, en marzo de 1980 se puso en marcha el Plan Nacional de Desarrollo para el período 1980-84, el cual contempla un ambicioso programa de inversiones públicas. Dicho programa tiene por objetivos principales: (a) alcanzar un mayor grado de integración nacional; (b) incorporar nuevos recursos naturales al sistema productivo; (c) estimular el desarrollo social, asignando prioridad a la preservación y calificación de los recursos humanos; y (d) fomentar el crecimiento de los sectores productivos. El total de las inversiones asciende a 145.341 millones de sucres (a precios de 1979); el 87,6 por ciento de esta suma se encuentra distribuido entre 41 proyectos o programas prioritarios calificados como fundamentales. El mejoramiento social absorbería el 32,9 por ciento de los recursos de inversión asignados a los 41 proyectos o programas prioritarios, el 30,9 por ciento correspondería a energía, el 15,8 por ciento a desarrollo rural, el 14,1 por ciento a infraestructura y el 6,3 por ciento restante a manufactura. El avance de estos programas en 1980 debió superar dificultades iniciales derivadas de la falta, insuficiencia o demora en la asignación y entrega de recursos financieros; organización inadecuada

o limitaciones en la capacidad operativa del ente ejecutor; insuficiencia de recursos humanos y materiales; y, complicaciones en los diseños, en la selección de firmas o en los trabajos de campo. El conflicto límitrofe de principios de 1981 y las dificultades en las colocaciones de petróleo en el exterior han inducido al Gobierno a adoptar un programa de austeridad en el gasto público y a iniciar una revisión del programa de inversiones para el período que resta del Plan Nacional de Desarrollo, a fin de ajustarlo tanto a la capacidad de financiamiento como de ejecución de proyectos del país.

EL SECTOR DE ENERGIA EN EL ECUADOR

1. Aspectos Históricos

- 1.01 Hasta el año 1972, en el cual el país inició la explotación comercial de sus pozos petrolíferos, localizados en la cuenca amazónica, el consumo total de energía crecía a tasas bajas. Por ejemplo, en el período 1969-1972, la tasa media de crecimiento fue del 3,6% anual. A partir de 1973, se inició una época de rápido desarrollo que significó hasta 1978 una tasa de crecimiento para este período del 7,8% anual.
- 1.02 Algunos datos seleccionados del balance simplificado de energía para los años 1969, 1973 y 1978 (que es el último disponible), en miles de toneladas equivalentes de petróleo (TEP), son los siguientes:

<u>R u b r o</u>	<u>1969</u>	<u>1973</u>	<u>1978</u>
<u>Producción de Energía Primaria</u>	<u>1.530</u>	<u>12.522</u>	<u>12.094</u>
Combustible Vegetal	1.136	1.060	969
Petróleo Crudo	230	10.911	10.582
Hidroenergía	39	45	75
Otros	125	506	468
Total Importaciones	<u>979</u>	<u>1.032</u>	<u>327</u>
Total Exportaciones	<u>49</u>	<u>10.296</u>	<u>7.615</u>

- 1.03 Para el mismo período el consumo final energético, expresado en miles de TEP, fue el siguiente:

<u>F u e n t e</u>	<u>1969</u>	<u>%</u>	<u>1973</u>	<u>%</u>	<u>1978</u>	<u>%</u>
Combustible Vegetal	1.136	56	1.060	45	969	28
Productos petrolíferos	829	41	1.224	52	2.378	67
Electricidad	<u>60</u>	<u>3</u>	<u>87</u>	<u>3</u>	<u>188</u>	<u>5</u>
Total	<u>2.025</u>	<u>100</u>	<u>2.371</u>	<u>100</u>	<u>3.535</u>	<u>100</u>

- 1.04 En el período 1973-1978, el incremento porcentual de consumo anual más significativo corresponde a la electricidad, que creció a una tasa anual del 16%, debido especialmente al desarrollo presentado en los principales centros poblados (Quito, Guayaquil y Cuenca) por el establecimiento de industrias y también por la expansión del servicio a áreas no servidas previamente; sin embargo, la participación del sector eléctrico en el consumo total sigue siendo baja. En este mismo período, el incremento de consumo anual de productos petrolíferos fue del 14,2% anual, cifra que es alta si se compara con su crecimiento anterior y con el de la economía en el mismo período.
- 1.05 El consumo porcentual final de energía para el año 1978, por sectores, fue:

<u>S e c t o r</u>	<u>Porcentaje</u>
Residencial, comercial, público	36
Transporte	43
Agropecuaria y pesca	4
Industrial	16
Otros	1

## 2. Metas para el Sector Energía

- 2.01 El Plan Nacional de Desarrollo 1980-1984 considera la política energética como prioritaria para el desarrollo del país, tanto para la producción y consumo de energía como para la determinación y control del financiamiento público y externo, y establece las siguientes metas para el sector de hidrocarburos: (i) aumentar el nivel de las reservas; (ii) mejorar la explotación de las instalaciones existentes; y (iii) racionalizar los consumos internos.
- 2.02 En cuanto al sector eléctrico el plan fija las siguientes metas principales: (i) dar prioridad al uso de los recursos hidroeléctricos; (ii) reducir el consumo de combustibles en la generación eléctrica, sustituyendo la energía térmica por energía hidroeléctrica; (iii) aumentar el porcentaje de población servida llegando a un 54,6% en 1985, contra un 40% en 1979; y (iv) preparar un plan maestro de electrificación, que comprenda un período no menor de 20 años, con el fin de orientar la política energética futura y ordenar la realización de estudios y utilización de los recursos energéticos del país.

### 3. Proyecciones de Demanda y Oferta de Energía

- 3.01 Las proyecciones de consumo y producción a corto plazo del sector energético, realizadas en 1981 por INECCEL, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) y el Instituto Nacional de Energía (INE), indican las siguientes cifras esperadas para el año 1984:

<u>C o n c e p t o</u>	<u>TEP/mil</u>	<u>%</u>
<u>Consumo Final Energético</u>	<u>5.565</u>	<u>100,0</u>
Leña	560	10,0
Derivados del petróleo y gas	4.420	79,4
Electricidad	374	6,8
Otros	211	3,8
<u>Producción Energía Primaria</u>	<u>13.032</u>	<u>100,0</u>
Leña y combustibles vegetales	560	4,3
Petróleo crudo	11.226	86,2
Gas asociado	644	4,9
Hidroenergía	222	1,7
<u>Superávit</u>	<u>7.467</u>	-----
<u>Exportaciones</u>	<u>5.746</u>	-----

- 3.02 La cantidad relativamente alta para la exportación proviene principalmente de que las proyecciones prevén una producción para este año de 78,1 millones de barriles de petróleo, superior en un 6% a la de 1978, y a un aumento anual del consumo de productos petrolíferos del 10,8% en vez del 14,2% anual registrado en el período 1973-1978. Ambas previsiones dependen del cumplimiento de las metas del Plan Nacional de Desarrollo. Se observa, asimismo, la alta dependencia de los derivados del petróleo, 79,4% para atender el consumo final. Por último, se destaca el aumento importante de la generación de hidroelectricidad, que pasa de 79.000 TEP en 1978.000 a 380 TEP en 1984, debido a la puesta en operación de Pauta "A" y "B".

- 3.03 El consumo porcentual final de energía proyectado para 1984, para los diferentes sectores es:

<u>S e c t o r</u>	<u>%</u>
Residencial, comercial, público	22,7
Transporte	56,9
Agropecuario y pesca	4,0
Industrial	16,3
Otros	<u>0,1</u>
Total	<u>100,0</u>

- 3.04 Con respecto a lo indicado en el párrafo 1.05 anterior, la disminución porcentual de la participación proyectada para el sector denominado residencial, comercial, público, obedece a la sustitución prevista para la leña por otras fuentes más eficientes. Asimismo, el sector transporte aumentaría al 56,9% su participación en el consumo final de energía; para los otros sectores no se tiene previsto que se presenten modificaciones sustanciales en su grado de participación.

4. Situación y Perspectiva de las Fuentes de Energía

(a) Petróleo

- 4.01 El petróleo se extrae en el Ecuador desde el año 1911, pero los grandes yacimientos en la Región Amazónica no fueron descubiertos sino hasta 1967, iniciándose la exportación de cantidades considerables de petróleo a partir de 1972. El cuadro siguiente muestra, en millones de barriles, las cifras de producción, importación, exportación y consumo para el período 1973-1980:

<u>Años</u>	<u>Producción</u>	<u>Importación</u>	<u>Exportación</u>	<u>Consumo</u>
1973	76,2	5,9	71,2	10,1
1974	64,6	9,7	59,5	12,1
1975	58,8	9,0	52,7	14,2
1976	68,4	9,3	61,6	17,8
1977	67,0	9,0	51,4	24,6
1978	73,7	2,1	49,9	31,7
1979	78,8	2,7	53,9	32,4
1980	74,6	4,6	47,6	33,5

- 4.02 El rápido aumento del consumo obedeció principalmente a la utilización de combustibles para la generación de energía y al notable incremento en el parque automotor, destacándose, además, los bajos precios internos de los combustibles, que promovieron su uso e inclusive permitieron fugas a los países vecinos. El 18 de febrero de 1981, el Gobierno aumentó los precios de los combustibles a niveles considerablemente superiores a los vigentes durante los 20 años anteriores, pero que aún son inferiores a los niveles internacionales.
- 4.03 El cumplimiento de estos objetivos es fundamental para el desarrollo económico de Ecuador, los cuales deben ser llevados a cabo principalmente por CEPE. Debido a sus limitaciones de carácter financiero y técnico, el Gobierno ha indicado su intención de modificar la Ley de Hidrocarburos, con el fin de poder atraer el capital de riesgo requerido. El proyecto de ley deberá ser discutido y aprobado por la Cámara Nacional de Representantes, sin que para ello exista un plazo definido.



(b) Gas

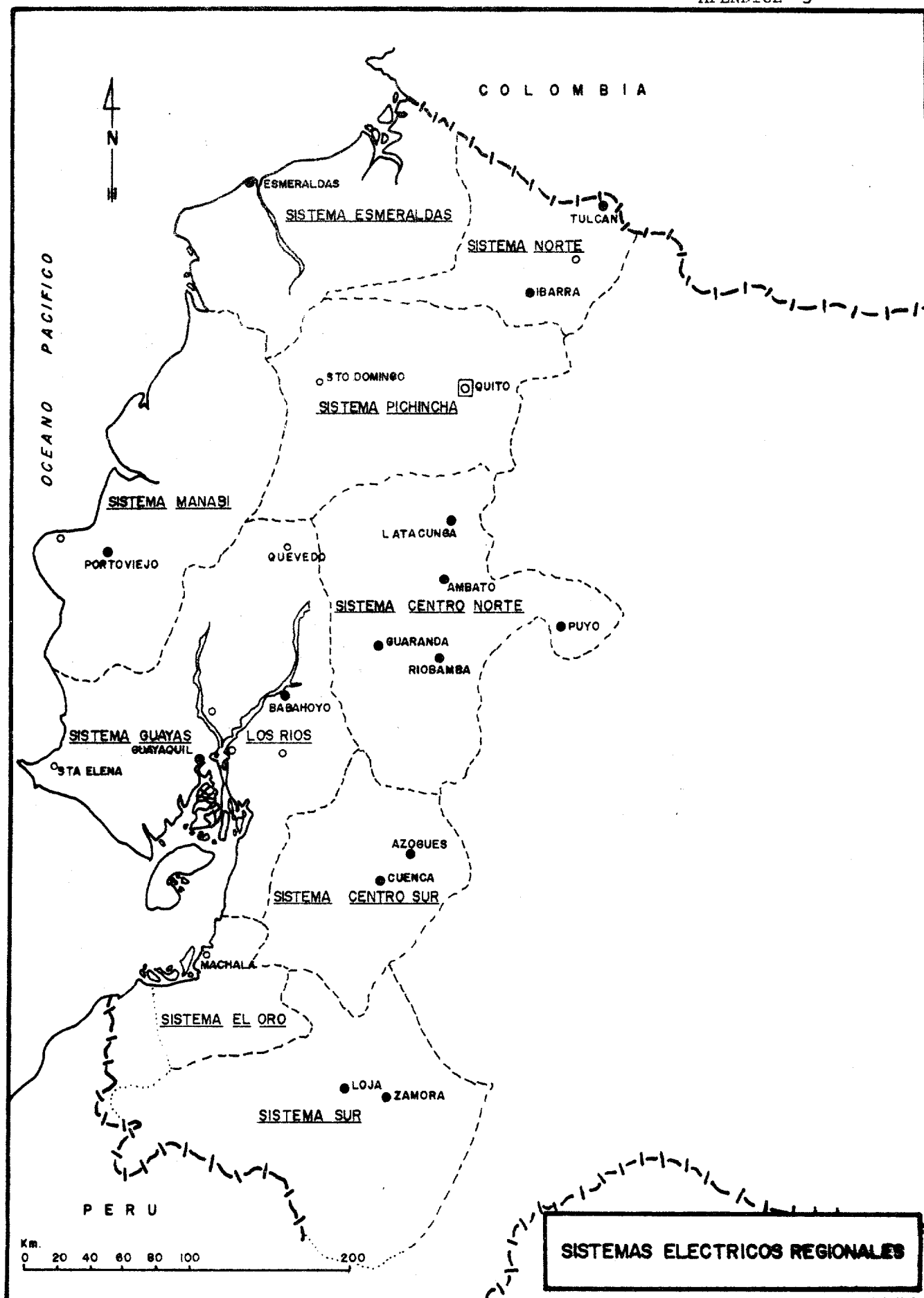
- 4.04 Las reservas probadas de gas natural equivalían, al 31 de diciembre de 1980, a 200.000 millones de piés cúbicos, los cuales se encuentran localizadas principalmente en el campo de Shushufindi, en la región amazónica, y en el Golfo de Guayaquil. La utilización del primer campo se iniciará a principios de 1982, cuando entre en operación una planta de procesamiento y un poliducto que lo transportará a Quito. Con relación al segundo, CEPE tiene prevista su explotación una vez termine en 1984 los estudios exploratorios. Esta explotación permitiría la creación de un importante centro industrial en la zona.

(c) Hidroelectricidad

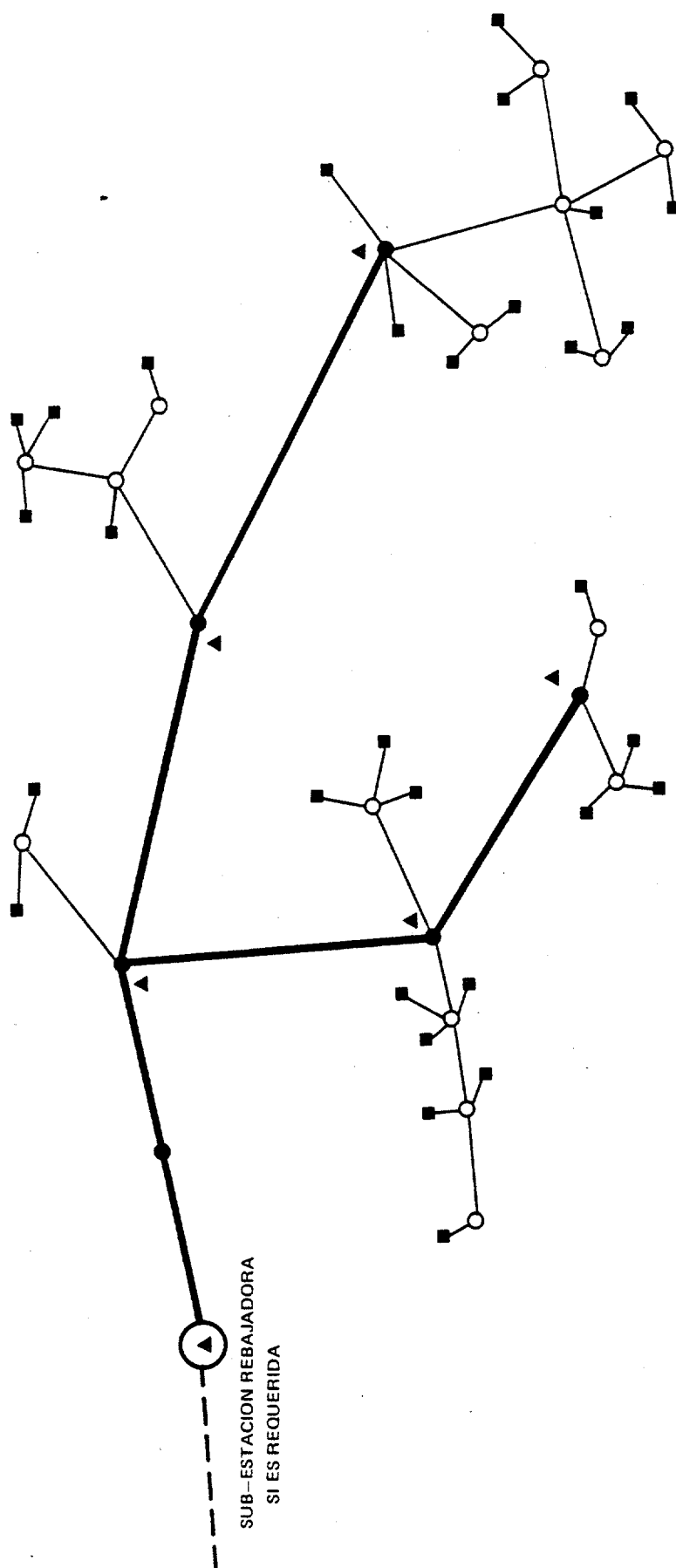
- 4.05 El potencial eléctrico instalable del país se estima en 22 millones de kilovatios, lo que ha sido identificado en 21 cuencas hidrográficas principales, que cubren el 81% del área total del país. En la actualidad, se aprovecha el 1% de dicho potencial y para 1988 se estima que esta utilización llegaría al 6,2%.
- 4.06 De acuerdo con los estudios para los diferentes proyectos hidroeléctricos, la capacidad instalada ascendería a 8.847 MW, de los cuales 950 MW corresponden a proyectos con diseños definitivos, 1.427 MW a proyectos con estudios de factibilidad y 6.470 MW a proyectos con estudios de prefactibilidad. Para poder cumplir la meta de seguir efectuando las ampliaciones de generación eléctrica con base a proyectos hidroeléctricos, el Instituto deberá efectuar un programa en estudios y diseños de proyectos que le permitan disponer oportunamente de un número adecuado de alternativas para seleccionar su futuro plan de expansión y poder cumplir con el objetivo de atender la expansión de la demanda utilizando primordialmente sus recursos hídricos.

(d) Carbón, Uranio y Fuentes No Convencionales de Energía

- 4.07 No se han detectado en el país yacimientos apreciables de carbón. Se han encontrado en el país algunas manifestaciones radioactivas, lo que hace suponer que de profundizarse los estudios, podrían detectarse reservas de uranio o de otros minerales radioactivos.
- 4.08 Aparentemente, el Ecuador tendría buenos recursos geotérmicos debido a su posición en el arco volcánico del cinturón de fuego del Pacífico y a afloramientos superficiales en varias zonas del país. INECOL, con la colaboración de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), está efectuando estudios de reconocimiento de dicho potencial, los que estarían terminados en 1983. Con relación a los posibles usos de la energía solar, los vientos y otras fuentes no convencionales de energía, estos están siendo estudiados por el INE.



CIRCUITO TIPO DE ELECTRIFICACION RURAL EN ECUADOR



- VIVIENDA O CONSUMIDOR
- ALIMENTACION EXISTENTE O PROGRAMADA EN TENSIONES DE 13.2 Kv.; 22.8 Kv.; o 69 Kv.
- CIRCUITO PRIMARIO EN TENSIONES DE 7.6 Kv.; 13.2 Kv.; o 22.8 Kv.
- POSTE DE ALTA TENSION O CIRCUITO PRIMARIO
- CIRCUITO SECUNDARIO EN TENSIONES DE 120 o 240 VOLT.
- POSTE DE BAJA TENSION o CIRCUITO SECUNDARIO
- ▲ TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION

PROYECTO DE ELECTRIFICACION RURALINECELI. TERMINOS DE REFERENCIA DEL CONSULTOR

La firma consultora de ingeniería, llamada en delante como el Consultor, proveerá el personal calificado necesario para la realización de los trabajos descritos a continuación. Estos trabajos se realizarán en las oficinas de UNEPER en Quito y en el campo, en coordinación con el Jefe de UNEPER. El Consultor será el único responsable por todos los aspectos técnicos del programa, desde la etapa de diseño hasta la puesta en operación de todos los circuitos; por lo tanto, las decisiones y recomendaciones del Consultor quedan sujetas solamente a la aprobación del Ingeniero Jefe de UNEPER.

A. Estimativo de materiales y equipos

El consultor deberá introducir un programa de computación de datos, que permita, mediante uso de computador, obtener listas de materiales por grupos homogéneos para licitación considerando el programa de adquisiciones, distribución en bodegas regionales, utilización óptima de materiales, etc.

B. Revisión de costos estimados

El consultor establecerá un programa de computación, que permita fácilmente determinar costos finales, cuando existan variaciones en los elementos unitarios.

C. Programa de trabajo

Se elaborarán programas globales y regionales de trabajo, considerando todas las actividades necesarias tales como preparación de diseños, documentos, contratación, fabricación, y entrega, construcción, etc.

D. Preparación de documentos contractuales

Se elaborarán los documentos para licitaciones y contratación de adquisición de materiales y contratación de firmas constructoras.

E. Programa de Promoción del uso de la energía

Se elaborará un programa promocional del uso productivo de la energía eléctrica en el sector rural. El objeto de este programa es de estimular el consumo y el desarrollo de agro-industrias, utilizando energía eléctrica. Se diseñará un programa que facilite al usuario rural, la adquisición de equipos y aparatos eléctricos.

F. Entrenamiento del personal

El consultor revisará los programas de entrenamiento del personal de UNEPER y de las Empresas Eléctricas y formulará las observaciones que sean necesarias a efectos de lograr un mejor aprovechamiento de los recursos humanos para la ejecución del proyecto.

G. Administración del Proyecto

El consultor elaborará una metodología para la administración del proyecto, relacionada con la emisión de órdenes de trabajo e instrucciones de operación para poder controlar el proyecto en sus diversas etapas: diseño, construcción, fiscalización, contabilidad, adquisiciones y control de materiales, etc.

H. Responsabilidad

El consultor será responsable de asesorar a UNIPER en la supervisión global del proyecto, para lo que contará con la ayuda del personal de UNEPER y responderá únicamente al Jefe de UNEPER.

Asimismo, el consultor preparará, previo a la apertura de las licitaciones, un estimativo y detallado costo de las construcciones; también asistirá a UNEPER en las reuniones periódicas con los contratistas, haciendo las recomendaciones necesarias para el manejo de los contratos y solución de reclamos. Por último, el consultor asesorará a UNEPER en la preparación de los planos "as built" y sus descripciones.

I. Control de materiales

UNEPER espera contar con dos o tres bodegas regionales para la distribución de materiales en todos los proyectos del país. El consultor elaborará, consultando y complementando lo existente en INECCEL; una metodología y codificación de materiales, que permita un control adecuado y contabilización de todos los materiales utilizados en el proyecto. Este método de control será susceptible de introducirse en computador de datos.

J. Otras actividades

El consultor, a solicitud de INECCEL; llevará a cabo otras actividades tales como: asistencia a reuniones, coordinación con el BID, etc.

II. INFORMES A ELABORARSE

El consultor elaborará los informes que fueren necesarios para permitir el normal y eficaz desenvolvimiento del proyecto, entre otros, los siguientes:

- A. Informe sobre programa de control de costos del proyecto.
- B. Informe sobre el programa de adquisiciones y control de materiales.
- C. Informes mensuales sobre avance de los trabajos.
- D. Informe final a la terminación de la misión del consultor.
- E. Otros informes solicitados por UNEPER, o por el BID.

III. RESPONSABILIDAD DEL CONSULTOR

El consultor será el responsable ante UNEPER y el BID, por la ejecución de las tareas asignadas en el alcance de los trabajos mencionados, especialmente en lo relacionado a los cronogramas de ejecución especificados en el Contrato de Consultoría, y a la calidad de los trabajos.

Para el efecto, el Consultor contará con su propio personal, y con la colaboración a tiempo completo del personal asignado por UNEPER.

Como los trabajos asignados requerirán de una estrecha coordinación de los Consultores con UNEPER, con otros consultores del proyecto, y con las Empresas Eléctricas, el Consultor deberá indicar en su propuesta, las condiciones bajo las cuales asumirá la responsabilidad global indicada.

En general, INECCEL espera obtener del Consultor, como resultado final, la ejecución de las tareas asignadas en conjunto con el personal de UNEPER, y el asesoramiento para ejecutar directamente otras actividades que no puedan ser realizadas por el Consultor. El resultado final será la ejecución efectiva, y dentro de los plazos estimados del Proyecto de Electrificación Rural financiado parcialmente con los recursos del préstamo del BID.

IV. PERSONAL ASIGNADO

Todas las actividades arriba mencionadas y las que fuesen necesarias para ejecutar el proyecto, serán llevadas conjuntamente por UNEPER y el Consultor, bajo la dirección del Jefe de la unidad. Cada grupo de trabajo de la Unidad Ejecutora podrá contar con personal de INECCEL y de uno o más expertos del Consultor.

V. PERSONAL REQUERIDO DEL CONSULTOR

Para la ejecución de los trabajos de Consultoría se requerirá del personal nacional y personal extranjero, trabajando a tiempo completo o parcial en las oficinas de UNEPER en Quito, con visitas a los lugares de trabajo.

A continuación se indica únicamente como guía general, el personal de consultores que UNEPER estima necesario para la ejecución de los trabajos de consultoría. El Consultor deberá justificar plenamente el personal requerido, en su propuesta de servicios.

El personal estimado por UNEPER y sus calificaciones mínimas es el siguiente:

A. Director técnico del proyecto - Experto en Electrificación Rural

Deberá tener experiencia mínima de 10 años en el diseño, administración y ejecución de programas de electrificación rural. Será recomendable que parte de esa experiencia sea en países latinoamericanos, y que hable español. Será el jefe del grupo consultor y reportará solamente al Jefe de UNEPER.

B. Especialista en optimización técnico-económica

Experiencia mínima de 10 años en proyectos de distribución y electrificación rural y costos. Idioma español preferible. Contratación parcial.

C. Especialista en preparación y supervisión de cronogramas de obras y su construcción. Adquisición de materiales.

En la adquisición de materiales se debe incluir la licitación, recomendación de adjudicación, contratación, almacenaje y distribución. Experiencia mínima 5 años, preferiblemente en países latinoamericanos. Se recomienda que hable español.

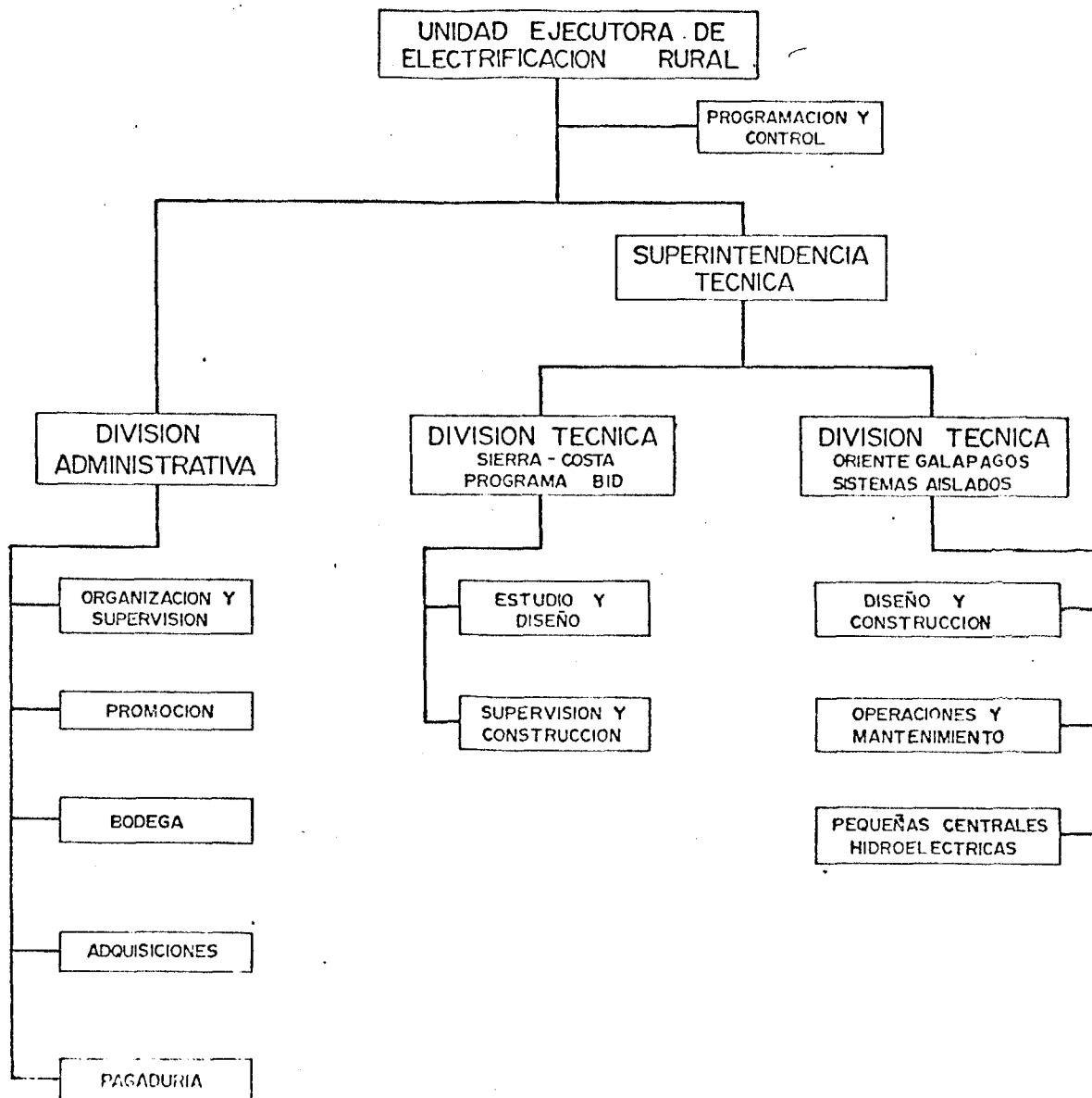
D. Asesor en trabajos de operación y mantenimiento

Mínima experiencia de 5 años. Tiempo parcial.

VI. CRONOGRAMA DE UTILIZACION DE PERSONAL

En función del alcance de los trabajos, el Consultor deberá indicar en su oferta técnica el cronograma de utilización de personal.

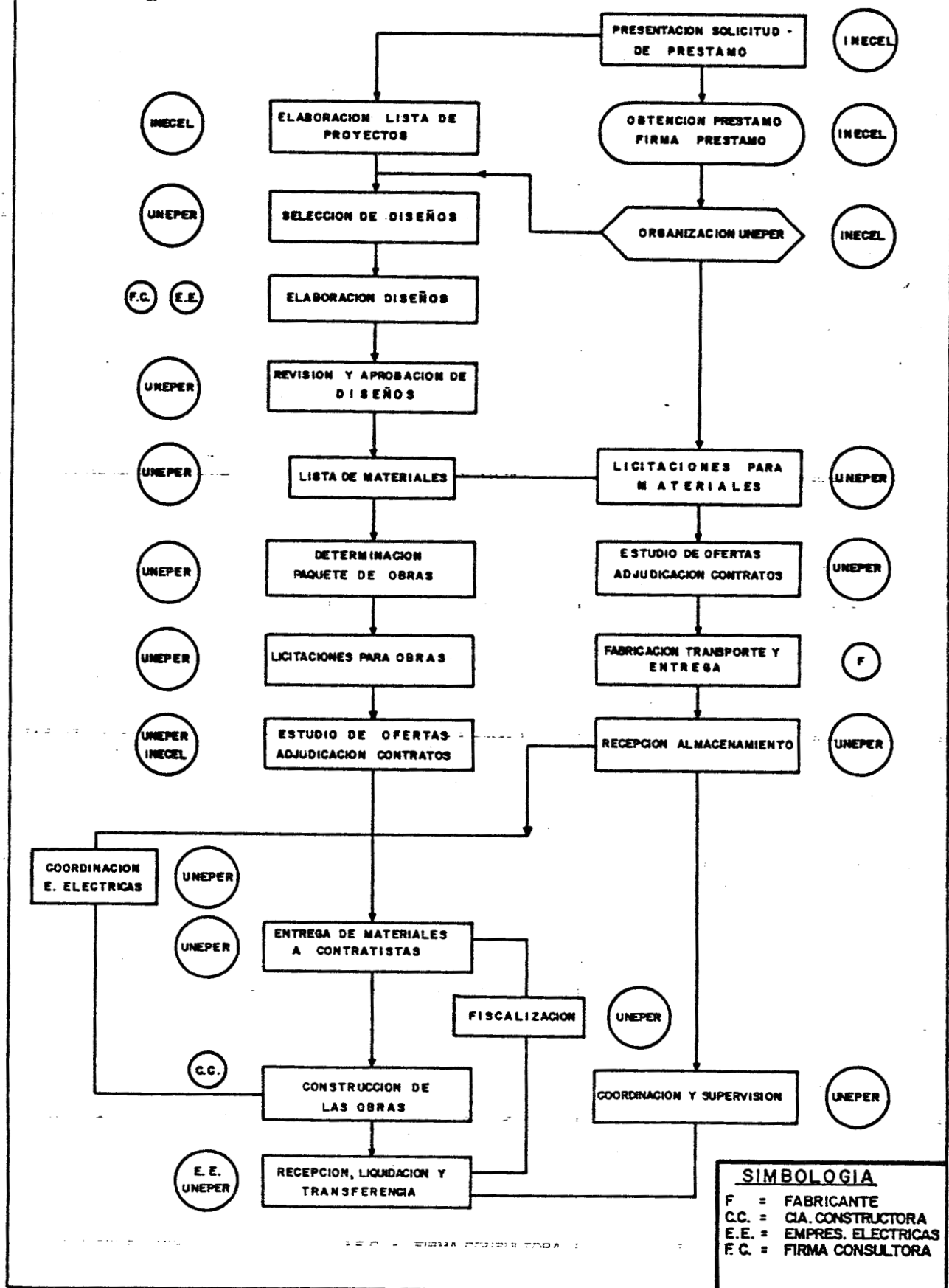
ORGANIGRAMA DE LA UNIDAD EJECUTORA DE ELECTRIFICACION RURAL  
UNE PER





# PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL

### SECUENCIA DE ACTIVIDADES POR DESARROLLAR



HOJA: DE:  
PREPARO :  
REVISO :  
FECHA:

[illegible]

HOJA :  
PREPARO :  
REVISO :  
FECHA :

[illegible]

HOJA : D  
PREPARO :  
REVISO :  
FECHA :

SISTEMA	CANTON	LONGI. Km.	Nº ABO	AB/Km		1981		1982		1983		1984		1985		OBSERVACIONES																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
						E	F	M	A	M	J	J	A	S	O		N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
Nº 81 NORTE																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
CARCHI																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
MIRA	ESPEJO	15,2	574	22,78	P E				DISEÑADO																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									

HOJA :  
PREPARO :  
REVISO :  
FECHA :

### LEYENDA

DISEÑO	.....
CONCURSO	.....
CONSTRUCCION	.....

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELEC  
UNEPER

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DE DISEÑO

				RECOMENDADO	
				APROBADO	
				NFE	

METODOLOGIA Y PARAMETROS A UTILIZAR  
EN EL ANALISIS COSTO BENEFICIO DE CADA CIRCUITO

La estimación de la tasa interna de retorno económico (TIR) de cada circuito se realizará de acuerdo a la metodología y a los parámetros que se describen a continuación.

I. DEMANDA

- 1.01 El consumo máximo promedio por abonado se detalla en el Anexo 1. Como se puede ver en dicho anexo el consumo está especificado por subproyecto es decir que es válido para todos los circuitos que componen el subproyecto.
- 1.02 El número de abonados de cada circuito debe ser coincidente con lo especificado por los consultores en el diseño final del mismo. En el Anexo 2 se detalla el número de abonados y los kilómetros de línea primaria previstos originariamente para cada circuito. Por otra parte, el crecimiento del número de las viviendas será como máximo el índice histórico del crecimiento de la población en el área pero nunca mayor del 5% anual. El primer año de funcionamiento del circuito se tomará el 60% de las viviendas que son potencialmente conectables al circuito, que se aumenta regularmente hasta llegar al 90% en el año 10, porcentaje este que es límite máximo.
- 1.03 La demanda anual del circuito prevista está dada entonces por el consumo mensual por abonado para ese año, por los 12 meses, por el número de viviendas que ese año estarán conectadas.

## II. COSTOS 1/

### A. Inversión Inicial

- 2.01 Incluye todos los costos que implica la construcción del circuito inclusive las conexiones a las viviendas (acometidas) y todo el material que se facilita a los abonados para realizar la instalación interna de la vivienda. Se excluyen los costos financieros, el escalamiento y la mano de obra que los beneficiarios puedan proveer, sin remuneración, en la construcción de las instalaciones interiores.

### B. Inversión Posterior

- 2.02 Corresponde al costo total, excluyendo costos financieros y escalamiento, de las conexiones a los abonados que se conectarán una vez que el circuito está en funcionamiento. Se estimó, a título enunciativo, en US\$170 por abonado. Los costos a considerar y el año de atribución de los costos se determinan dentro de los mismos criterios enunciados para la inversión inicial.

### C. Operación y Mantenimiento

- 2.03 Se considerará un 3,5% para la Sierra y un 3% para la Costa sobre la inversión total (inicial y posterior ya realizada) excluyendo los gastos financieros y el escalamiento.

### D. Administración y Comercialización

- 2.04 Se tomará como mínimo un costo anual de US\$ 7 por abonado ya conectado para la Sierra y de US\$13 para la Costa.

### E. Pérdidas

- 2.05 Serán del 15% de la energía comprada para ser consumida en el circuito. En otras palabras, será el 17,65% de la energía vendida (consumo).

### F. Costo de la Energía

- 2.06 Se tomará a US\$0,06 el KWh de energía insumida, es decir de la energía comprada. En otras palabras, el costo de la energía es el consumo multiplicado por 1,1765 y por 0,06.

---

1/ Los costos indicados son a septiembre de 1981. Si el análisis se realiza a una fecha posterior deberán escalarse las magnitudes indicadas. De igual manera los beneficios también tienen que escalarse, lo cual debe determinarse de acuerdo al precio internacional vigente del petróleo que aquí se tomó a US\$36 el barril.

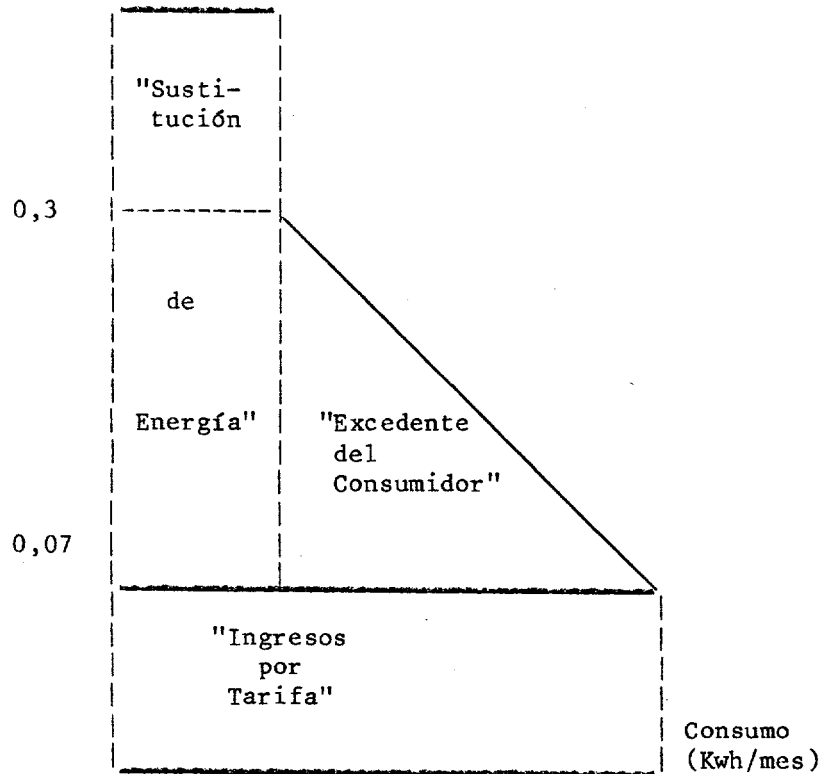
### III. BENEFICIOS

- 3.01 Se distinguen, para efectos de cálculo, tres tipos de beneficios:  
a) "Sustitución de Energía"; b) Excedente del Consumidor; y c) "Ingreso por Tarifa". Estos beneficios deberán calcularse por separado año por año y la suma de los tres corresponde a los beneficios totales de cada circuito. La expresión gráfica de los mismos es la siguiente:

#### Costo económico de la energía de Sustitución (US\$/KWh)

Sierra 0,53  
Costa 0,42

Costo para el  
usuario de la  
energía de sus-  
titución. 0,3



#### Energía Sustituída

Sierra 9,3 (Kwh/mes)  
Costa 10,95 ( " " )



A. Beneficio Anual pagado por el Consumidor (Ingresos por Tarifa)

- 3.02 Corresponde al consumo anual del circuito ponderado por el monto previsto de la tarifa que es de US\$0,07 por KWh. En otras palabras en cada circuito se tiene año por año:

Beneficio de Ingresos por Tarifa = No. Abonados x Consumo Mensual x 12x0,07

B. Sustitución de Energía

- 3.03 El beneficio anual de sustitución de energía es igual al número de abonados, ya conectados, por 12 (meses), por el valor de la energía sustituida, la cual es US\$4,28 para la Sierra y US\$3,83 para la Costa por mes. En otras palabras en cada año y para cada circuito se tiene:

Beneficio sustitución circuito de la Sierra = No. Abonados x 4,28x12

Beneficio sustitución circuito de la Costa = No. Abonados x 3,83x12.

- 3.04 Cabe destacar que US\$4,28 y US\$3,83 es el resultado del valor unitario de la energía de sustitución para el país (Sierra=US\$0,53; Costa=US\$0,42) por el consumo mensual de esa energía de sustitución (Sierra: 9,3 KWh; Costa: 10,95 KWh) menos la parte de ese beneficio incluida en el beneficio de ingreso por tarifa ya explicado que sería el consumo mensual de la energía de sustitución (Sierra: 9,3 KWh; Costa: 10 95 KWh) por la tarifa estimada: US\$0,07.

C. Excedente del consumidor

- 3.05 Es el resultado de multiplicar US\$0,23 por el consumo mensual previsto para ese año menos el consumo mensual de la energía de sustitución (Sierra 9,3 KWh; Costa 10,95 KWh) y dividido por 2. Todo multiplicado por el número de abonados y por 12/meses) para que sea anual. En otras palabras:

Excedente del Consumidor = (CMA-CMES) x 0,23x0,5 x No. Abonados x 12

donde: CMA = Consumo Mensual por Abonado

CMES = Consumo Mensual de Energía de Sustitución

- 3.06 Cabe destacar que US\$0,23 es el costo unitario para el consumidor de la energía de sustitución menos US\$0,07 que es el valor de la tarifa estimada ya que esa parte del beneficio se ha incluido dentro del beneficio del ingreso por tarifa mencionado.

IV. TASA INTERNA DE RETORNO

- 4.01 Una vez que se han determinado los costos y los beneficios del circuito en la forma mencionada se calculará la tasa interna de retorno (TIR) para lo cual se considerará la vida útil del circuito en 30 años.

Anexo 1

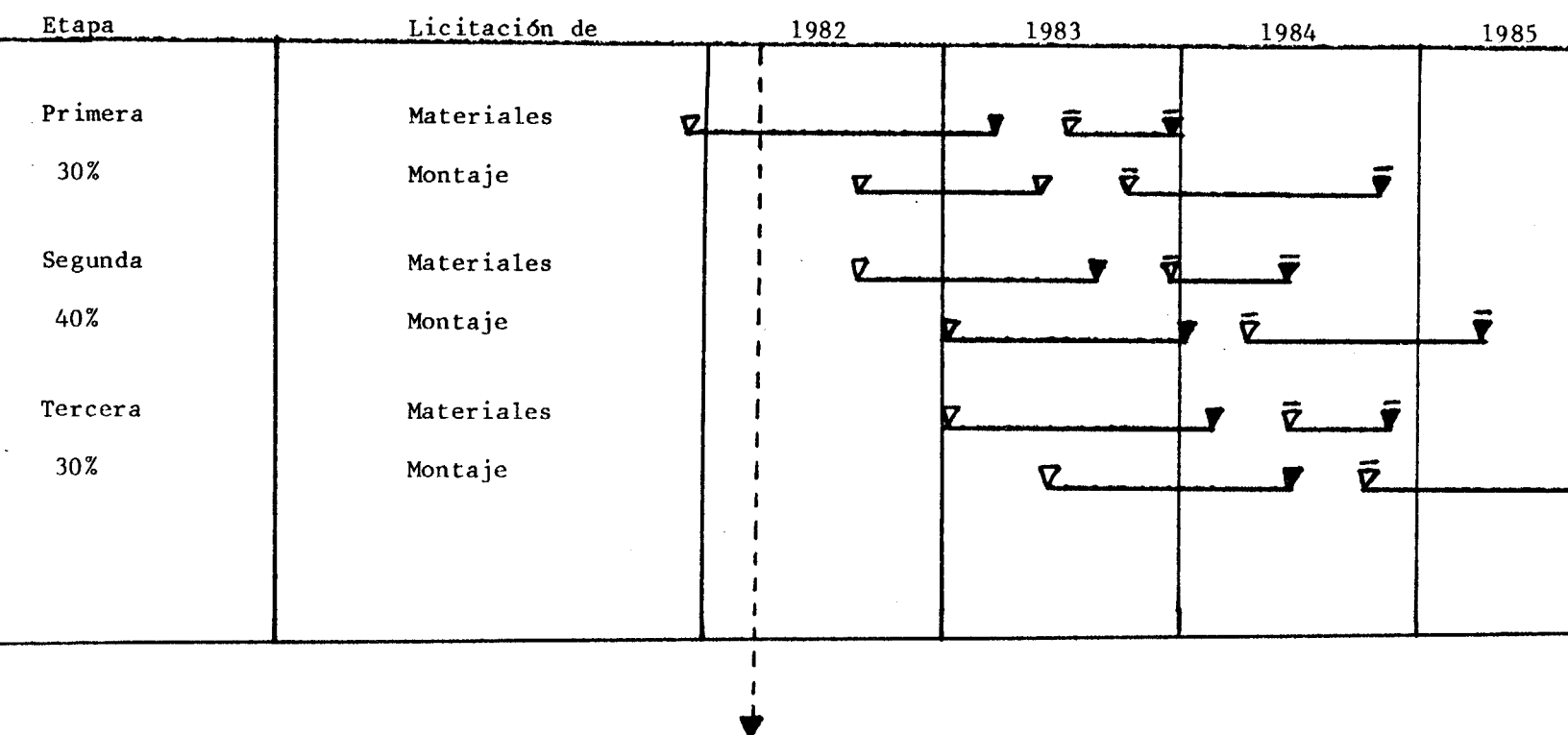
PREVISION DEL CONSUMO MENSUAL POR ABONADO (KWh/Abonado/Mes)

<u>SUBPROYECTO</u> (Empresa Eléctrica)	<u>Año del Circuito</u>			
	<u>1</u>	<u>8</u>	<u>15</u>	<u>30</u>
<u>COSTA</u>				
SANTO DOMINGO	89	111	147	241
ESMERALDAS	61	75	97	138
MANABI	82	105	139	199
GUAYAS-MILAGRO	51	64	145	220
SEGURI	63	79	85	138
SANTA ELENA	63	67	68	98
LOS RIOS	67	80	110	181
EL ORO	66	82	93	133
<u>SIERRA</u>				
CARCHI	30	33	51	64,1
IMBABURA	30	33	51	64,1
QUITO	73	78	88	125,8
COTOPAXI	54	55	112	145,0
TUNGURAHUA	35	39	54	67,7
CHIMBORAZO	35	48	59	73,2
BOLIVAR	28	32	33	42,4
CAÑAR	36	37	60	74,5
AZUAY	36	37	60	74,5
LOJA	35	46	66	80

<u>Circuito</u>	<u>Cantidad Abonados</u>	<u>Km. de Líneas Primarias</u>	<u>Circuito</u>	<u>Cantidad Abonados</u>	<u>Km. de Líneas Primarias</u>
81-02	574	25,2	83-14	427	26,7
81-10	414	27,1	83-15	144	4,9
81-11	681	18,0	83-23	498	23,0
81-12	264	17,9	83-24	710	30,7
81-14	682	22,3	83-25	1.795	61,3
82-05	304	23,5	83-26	1.448	56,4
82-07	396	20,6	83-27	1.636	38,5
82-08	265	9,7	83-28	2.005	72,8
82-09	166	8,6	84-01	312	8,4
82-10	206	11,1	84-03	1.417	44,2
82-11	231	29,7	84-04	582	12,2
82-01	258	11,7	84-06	1.192	45,5
82-02	146	14,0	84-07	295	9,5
82-03	344	22,0	84-08	415	16,2
82-04	314	23,5	84-09	120	4,2
83-01	1.177	56,9	84-12	218	8,0
83-02	2.067	63,7	84-13	617	10,3
83-03	2.570	82,8	85-01	904	70,5
83-04	1.712	45,3	85-02	422	43,2
83-06	1.810	76,8	85-03	269	26,4
83-08	700	37,7	85-05	401	69,6
83-30	1.045	67,6	85-07	567	52,4
83-31	647	24,4	85-08	99	7,5
83-32	575	29,6	85-11	373	23,2
83-33	1.087	40,7	86-01	286	27,0
83-35	840	41,7	86-02	585	53,5
83-10	39	3,8	86-03	663	49,0
83-11	481	21,4	86-04	645	64,7
83-12	820	32,6	86-06	448	38,3
83-13	981	42,8	86-08	204	22,5

<u>Circuito</u>	<u>Cantidad Abonados</u>	<u>Km. de Líneas Primarias</u>	<u>Circuito</u>	<u>Cantidad Abonados</u>	<u>Km. de Líneas Primarias</u>
86-09	285	21,0	88-32	356	32,9
87-12	160	13,8	88-33	805	62,7
87-13	62	5,8	88-35	53	3,5
87-14	105	5,8	88-19	331	36,3
87-17	415	28,8	88-21	234	15,0
87-19	15	1,0	88-22	440	56,6
87-24	231	9,5	88-23	506	42,6
87-25	258	5,8	88-24	297	10,9
88-01	336	10,0	88-28	488	25,5
88-02	352	7,2	88-36	299	10,7
88-03	330	6,2	88-37	399	20,3
88-04	98	4,7	88-38	203	15,0
88-05	329	15,2	88-39	819	23,1
88-06	629	28,8	88-40	583	37,1
88-07	91	3,9	88-41	935	63,6
88-10	77	0,6	89-01	144	5,1
88-11	472	22,5	89-03	359	18,6
88-12	204	16,9	89-04	64	3,4
88-15	568	42,5	89-05	1.046	69,4
88-17	151	14,5	89-06	127	14,7
88-26	461	24,5	89-07	1.567	30,7
88-27	657	31,6	89-08	235	5,0
88-29	427	22,2	89-12	2.029	35,0
88-30	191	5,1	89-14	1.197	53,7
88-31	368	32,1			

# ELECTRIFICACION RURAL EN EL ECUADOR



Fecha Probable  
Firma Contrato de Préstamo

Materiales:  
▽ Convocatoria  
▼ Adjudicación  
▽ Inicio entrega  
▼ Fin de entrega

Construcción de los circuitos:  
▽ Convocatoria  
▼ Adjudicación  
▽ Inicio de las obras  
▼ Fin de las obras

ANEXO B

PROCEDIMIENTO DE LICITACIONES

A. LICITACIONES CON FONDOS DEL FINANCIAMIENTO DEL BANCO

A.1 GENERAL

El presente Procedimiento se aplicará en las licitaciones para construcción de obras y para adquisición de maquinarias, equipos y otros bienes, que se requieran en la ejecución del Proyecto, cuando el valor de dichos contratos o adquisiciones exceda del equivalente de cien mil dólares de los Estados Unidos de América (US\$100.000).

Cuando los bienes y servicios que se adquieran o contraten mediante licitaciones, se costeen total o parcialmente con las divisas del Financiamiento, los procedimientos para las licitaciones y las bases específicas de éstas deberán permitir la libre concurrencia de bienes o servicios originarios de países miembros del Banco. Consecuentemente, en esos procedimientos y bases específicas no se impondrán condiciones que impidan o restrinjan la oferta de bienes o la participación de contratistas originarios de esos países.

A.2 PROCEDIMIENTO DE LICITACION

El procedimiento de licitación será común en cuanto a la adjudicación de contratos para: (i) la ejecución de obras y (ii) la adquisición de bienes. Sin embargo, el procedimiento para la licitación de obras se desdoblará en dos fases y se ajustará a disposiciones especiales, según se especifica a continuación:

I. EJECUCION DE OBRAS

A.2.1. Fase 1: Precalificación para ejecución de obras

A.2.1.1 El Organismo Ejecutor y el Banco se pondrán de acuerdo sobre el texto de la convocatoria a precalificación de firmas constructoras a objeto de que éstas queden habilitadas para participar en la licitación o licitaciones que vayan a ser convocadas para la ejecución de las obras del Proyecto.

En esa convocatoria deberá establecerse la obligación de los interesados de proporcionar al Organismo Ejecutor, cuando menos la siguiente información:

- (a) Antecedentes jurídicos sobre la empresa o compañía, entre los que deberán incluirse:

- (i) clase de sociedad de que se trata, con indicación de dónde se la constituyó y organizó legalmente, y de la sede o asiento principal de sus negocios y operaciones;
- (ii) estatutos y otros documentos relativos a la constitución de la sociedad, con especificación de si es filial o subsidiaria de alguna otra empresa o compañía;
- (iii) demostración de que la sociedad es parte integrante de la economía de un país miembro del Banco conforme con este Procedimiento, y de que más del 50% de las acciones pertenece a ciudadanos de países miembros del Banco;
- (iv) una declaración en que conste que la sociedad no ha celebrado ningún acuerdo, en virtud del cual una parte sustancial de sus ganancias o beneficios pasa a personas o entidades, que sean nacionales de países no miembros del Banco;
- (v) una declaración de que, por lo menos, el ochenta por ciento (80%) de todas las personas que vayan a prestar servicios en virtud del contrato de construcción para el cual se ha convocado la precalificación en cuestión, deberán ser residentes de buena fe en algún país miembro del Banco. Esta regla abarcará las personas que vayan a ser empleadas por el eventual contratista, o por un subcontratista. Para los efectos de este cómputo, y respecto de una firma proveniente de un país que no sea el de la localidad de la construcción, no se tendrá en cuenta a los ciudadanos o residentes permanentes del país donde se llevará a cabo la construcción. Esta disposición no se aplicará cuando la licitación se restrinja al ámbito nacional del Ecuador.
- (vi) en caso de consorcios: (1) nombre de cada uno de los componentes; (2) copia de los estatutos correspondientes y copia del instrumento constitutivo del consorcio; (3) cuestionario de precalificación, que deberá llenarse separadamente por parte de cada uno de los componentes del consorcio; (4) aceptación de que la responsabilidad de cada uno de los componentes del consorcio será indivisible y solidaria; (5) aceptación de que el requisito de origen en país miembro del Banco, expresado anteriormente, se aplica a todos y cada uno de los componentes del consorcio y de que, en consecuencia, si uno o más miembros del consorcio proviniese de países que no fuesen miembros del Banco, el consorcio como tal quedará descalificado para presentar ofertas en licitaciones de obras financiadas con recursos del Banco; (6) si se trata de un consorcio en constitución, además de lo que se expresa en los incisos (1), (3), (4) y (5) anteriores, deberá presentarse la minuta de la escritura pública de constitución del consorcio si es adjudicatario de la licitación.

Las normas expresadas en los párrafos (i), (ii), (iii), (iv) y (v) anteriores, también regirán para las empresas subcontratistas que sean propuestas.

- (b) Antecedentes técnicos acerca de la empresa o sociedad, con detalle acerca del personal y equipo especializados de que dispone.
  - (c) Experiencia en la construcción de obras similares a las del Proyecto.
  - (d) Certificado o certificación sobre cumplimiento en la prestación de servicios u obras.
  - (e) Nombre de la entidad bancaria o compañía que emitirá la póliza o garantía de cumplimiento del contrato.
  - (f) Certificados de solvencia emitidos por una entidad bancaria.
  - (g) Certificado de idoneidad emitido por la Cámara de Comercio u otra entidad similar del país de procedencia.
- A.2.1.2 El plazo que se señalará para la presentación de los documentos de precalificación no será inferior a cuarenta y cinco (45) días contados desde la fecha de la última de las publicaciones referidas en el párrafo A.2.1.4.
- A.2.1.3 Una vez que el Organismo Ejecutor y el Banco hayan aprobado los documentos de la convocatoria a precalificación de firmas, el Comité de Licitaciones del Organismo Ejecutor dispondrá su publicación.
- A.2.1.4 La convocatoria a precalificación de firmas se efectuará mediante avisos publicados por lo menos en dos diarios de mayor circulación en el país, uno de Quito y otro de Guayaquil, durante tres días consecutivos. Simultáneamente, se cursará copia de la convocatoria a la embajada de cada país miembro del Banco, acreditada en el Ecuador. El texto del aviso correspondiente deberá contar con la previa aceptación del Banco.
- Las bases y otros documentos para la precalificación serán puestos a disposición del interesado para consulta en la Secretaría del Comité de Licitaciones del Organismo Ejecutor desde el día en que se publique por primera vez la convocatoria.
- A.2.1.5 Los sobres cerrados que contengan los documentos para precalificación serán recibidos por el Secretario del Comité de Licitaciones del Organismo Ejecutor hasta la hora del día fijado para ello en la convocatoria. La apertura de los sobres la realizará el Comité de Licitaciones en la sesión que para tal efecto convocará el Organismo Ejecutor, que deberá realizarse en el día y hora antes referidos.



- A.2.1.6 El Comité de Licitaciones encargará el análisis de la documentación recibida al Departamento Técnico del Organismo Ejecutor.
- A.2.1.7 El Departamento Técnico del Organismo Ejecutor revisará la documentación recibida y preparará el informe correspondiente con las recomendaciones del caso, basándose en las informaciones a que se refiere el párrafo A.2.1.1, dentro del plazo que en cada caso fijará el Comité de Licitaciones.

Antes de que el Comité de Licitaciones proceda a la calificación definitiva, se enviará el informe al Banco para que exprese oportunamente su conformidad u observaciones. Si el Banco tiene observaciones las dará a conocer por escrito al Organismo Ejecutor y se las analizarán en conjunto hasta llegar a un acuerdo sobre la materia entre el Banco y el Organismo Ejecutor.

- A.2.1.8 La decisión correspondiente se comunicará por escrito a todas las firmas en el domicilio que hayan señalado, dentro de los tres (3) días de la aprobación del acta del Comité.

A.2.2 Fase 2: Presentación de Ofertas

- A.2.2.1. El Organismo Ejecutor enviará a consideración del Banco los documentos de licitación, entendiéndose por tales todas las especificaciones generales, técnicas y administrativas que el Organismo Ejecutor preparará en cada caso y que pondrá a disposición de las firmas precalificadas. Estos documentos contendrán básicamente: instrucciones a los proponentes, planos, especificaciones, que obligatoriamente deben estar redactadas en idioma castellano, pudiendo además, estarlo en idioma inglés, condiciones específicas, formulario de presupuesto, fórmulas de reajuste de precios (los cuales se limitarán a los casos expresamente previstos en la legislación ecuatoriana) y forma de contrato cuya suscripción se requerirá al contratista adjudicado.

Se someterán tales documentos a la aprobación del Comité de Licitaciones del Organismo Ejecutor y posteriormente, a los informes de los organismos oficiales que contempla la Ley de Licitaciones vigente.

Incorporadas las observaciones que pudieran haber efectuado los organismos oficiales y después de que el Banco haya expresado su conformidad, el Organismo Ejecutor solicitará por escrito ofertas a las firmas que hayan sido precalificadas y les comunicará, por ese mismo medio, el plazo de presentación de ofertas y el lugar, fecha y hora en que se realizará la apertura de los sobres que las contenga.

Inmediatamente después de enviada esa notificación, se publicará por tres días consecutivos en dos diarios de amplia circulación en el Ecuador, uno de Quito y otro de Guayaquil, la convocatoria a las firmas precalificadas por medio de la cual se las invitará a presentar ofertas. El texto de la convocatoria deberá ser aprobado, antes de

su publicación, por las autoridades ecuatorianas con jurisdicción sobre la materia y por el Banco, y deberá incluir el lugar, horario y plazo dentro del cual deberán presentarse las ofertas, y el lugar, fecha y hora en que se llevará a cabo el acto de apertura del sobre No.1 referido en el párrafo A.2.2.4.

Las bases, instrucciones a los proponentes, planos, especificaciones, condiciones específicas, formulario de presupuesto y otros documentos de la licitación serán puestos a disposición de las firmas precalificadas para consulta, en la secretaría del Comité de Licitaciones del Organismo Ejecutor desde el día en que se publique por primera vez la convocatoria a las firmas precalificadas.

- A.2.2.2 El plazo de que gozarán los oferentes para la presentación de sus propuestas se especificará en la convocatoria, y en ningún caso será menor de cuarenta y cinco (45) días calendario contados desde la fecha de la última publicación de la convocatoria en diarios ecuatorianos.
- A.2.2.3 Las ofertas y demás documentos exigidos se presentarán en dos sobres cerrados en la forma que se indica en este Procedimiento.
- A.2.2.4 El sobre No. 1 contendrá lo que se especifica a continuación:
  - (a) el certificado de precalificación, y
  - (b) los documentos que les sean exigibles, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 56 de la Ley de Licitaciones del Ecuador. Si por aplicación del referido Artículo 56, procediese requerir a las firmas precalificadas la actualización de uno o varios documentos que sirvieron para la precalificación, el Organismo Ejecutor antes de que se recabe esa actualización, deberá solicitar el parecer del Banco sobre esa materia.
- A.2.2.5 Dentro del sobre No. 2 presentado por el oferente se incluirá la oferta propiamente dicha y la garantía de seriedad de la propuesta para asegurar la firma del contrato, la que se presentará por un valor no menor del 2% del monto total de la oferta y será bancaria, incondicional, irrevocable y de cobro inmediato, por un plazo no menor de noventa (90) días, con la obligación de renovarla, a pedido del Organismo Ejecutor, hasta un plazo máximo de sesenta (60) días más. Esta garantía también podrá otorgarse mediante póliza de seguro, incondicional e irrevocable y de cobro inmediato, emitida por una compañía de seguros, por un plazo no menor de noventa días, con obligación de renovarla, y debiendo ser otorgada por una entidad legalmente constituida o domiciliada en el Ecuador.
- A.2.2.6 El Comité de Licitaciones se reunirá en la fecha y hora a que se refiere el cuarto subpárrafo del párrafo A.2.2.1 de este Procedimiento, y procederá a la apertura de las ofertas. A esta reunión podrán asistir los representantes de las firmas precalificadas oferentes. Se tomará nota de los datos principales de las ofertas y, entre ellos,

del valor total y plazo de entrega, y se levantará acta de todas esas actuaciones que podrá ser firmada por cualquier participante que así lo desee.

- A.2.2.7 Concluida la apertura y conocimiento de las ofertas, se encargará el análisis de las mismas a la Comisión Técnica designada para el efecto. La Comisión procederá a determinar si existen errores de cálculo en las ofertas, si éstas se ajustan a los términos de los documentos de licitación, si se ofrecen las garantías solicitadas y si, en general, las ofertas cumplen con las condiciones requeridas. Toda oferta que no se ajuste a las bases, o esté incompleta, será eliminada. A continuación, se efectuará un análisis técnico-económico con el objeto de evaluar las ofertas que reúnan las condiciones solicitadas y hacer una comparación de las mismas. Para facilitar este análisis se tabularán cuadros comparativos que deberán constar en el informe que la Comisión preparará para presentar sus conclusiones y recomendaciones sobre la adjudicación. Copia de este informe deberá ser proporcionado por el prestatario al Banco.
- A.2.2.8 Una vez que el Banco haya manifestado su conformidad con el informe enviado por el Organismo Ejecutor, el resultado del análisis de ofertas será puesto a consideración del Comité de Licitaciones para la aprobación final.
- A.2.2.9 Si el Comité de Licitaciones decidiere: (1) adjudicar la licitación a un postor diferente al recomendado en el informe que hubiera aprobado el Banco; o (2) introducir otros cambios sustanciales en el informe, se enviarán al Banco los documentos pertinentes a la adjudicación para que el Banco exprese su parecer o haga las observaciones del caso. Ello se hará previamente a la notificación de los resultados de la licitación.
- A.2.2.10 Una vez que el Organismo Ejecutor, y el Banco hayan concordado sobre la adjudicación, el Organismo Ejecutor la notificará oficialmente a la firma o firmas ganadoras.
- A.2.2.11 En el caso de que la forma de contrato referida en el párrafo A.2.2.1 de este Procedimiento, se hubiese modificado por hechos, acuerdos o disposiciones sobrevinientes, se enviará al Banco, para su aprobación previa, el proyecto o proyectos de contratos definitivos que el Organismo Ejecutor se propone firmar con el contratista adjudicado.
- A.2.2.12 Los contratos así aprobados se suscribirán con la firma o firmas adjudicatarias, una vez cumplidos los requisitos legales pertinentes.
- A.2.2.13 Cuando hayan subcontratos, los cuales deberán ser autorizados en cada caso por el Organismo Ejecutor, las empresas subcontratistas deberán cumplir con las normas de elegibilidad por razones de nacionalidad establecidas en este Procedimiento.

## II. ADQUISICION DE BIENES

A.2.3 En los casos de licitación convocada para adquirir bienes, el Organismo Ejecutor podrá prescindir del requisito de precalificación. En consecuencia, se estará a lo dispuesto en el párrafo A.2.2, "Fase 2: Presentación de Ofertas" de este Procedimiento, salvo las siguientes disposiciones especiales:

A.2.3.1 La convocatoria, una vez aprobada por el Organismo Ejecutor, se publicará por lo menos en un diario de amplia circulación en Quito y en uno de Guayaquil, por tres veces consecutivas.

A.2.3.2 Simultáneamente con la publicación de la convocatoria en la prensa, el Organismo Ejecutor deberá remitir copia de esa convocatoria a las representaciones diplomáticas de los países miembros del Banco, acreditadas en el Ecuador.

### B. LICITACIONES FINANCIADAS CON CONTRAPARTIDA NACIONAL O SUCRES PROVENIENTES DEL FINANCIAMIENTO DEL BANCO

#### B.1 GENERAL

Para la adquisición de maquinaria, equipos y otros bienes y en la adjudicación de los contratos para la ejecución de obras financiadas con recursos de contrapartida nacional o con sucres provenientes del Financiamiento del Banco, si los hubiese, se aplicará lo estipulado en el presente capítulo.

#### B.2 PROCEDENCIA DE BIENES Y SERVICIOS

B.2.1 La licitación podrá limitarse al ámbito nacional en los casos indicados en el párrafo inmediato precedente.

B.2.2 El Organismo Ejecutor podrá permitir la concurrencia de postores originarios o provenientes de cualquier país cuando la fuente del financiamiento sea el aporte nacional adicional al Préstamo.

### C. REQUISITOS PARA LICITACIONES DEL PROYECTO

C.2.1 Las ofertas deberán presentarse con indicación de los bienes que se importarán, con señalamiento del origen y el costo estimado de esos bienes. Asimismo, deberán indicarse en esas ofertas el origen y costo de los servicios técnicos provenientes del exterior.

C.2.2 Toda modificación o ampliación de las bases y especificaciones de la licitación o de variación de la fecha de presentación de las ofertas, deberá ser previamente aceptada por el Banco y comunicada por escrito a todas las firmas precalificadas, o en caso de que no haya habido precalificación, a las empresas que hubieren retirado los documentos de licitación. En estos casos, el plazo entre la última notificación de modificación y la fecha de presentación de ofertas, no podrá ser inferior a treinta (30) días.

- C.2.3 Cualquier consulta dirigida al Organismo Ejecutor por parte de los interesados en presentar ofertas o por los eventuales oferentes, acerca de la interpretación de las bases y especificaciones de la licitación que no comportase ninguna modificación o ampliación de las mismas, deberá ser hecha hasta 15 días antes de la fecha prevista para la presentación de las ofertas y será absuelta, por escrito, por el Organismo Ejecutor y llevada a conocimiento, también por escrito, de todos los demás proponentes así como del Banco, por lo menos 10 días antes de la fecha de presentación de las ofertas.

La consulta y su respuesta no producirán efecto suspensivo en el plazo para la presentación de ofertas.

- C.2.4 El Organismo Ejecutor podrá declarar desierta cualquier licitación, previo envío al Banco de un informe razonado y después de recibida la aceptación por parte del Banco de la medida que aquel se propone adoptar al respecto. En tal caso, el Organismo Ejecutor deberá convocar de nuevo a licitación o concurso de ofertas, ajustándose a lo dispuesto en este Procedimiento. El derecho que se reserva el Organismo Ejecutor de declarar desierta la licitación deberá constar en las bases y documentos respectivos. Asimismo, el Organismo Ejecutor podrá rechazar una o varias ofertas, cuando ellas no se ciñan a las bases de la licitación y/o al presente Procedimiento. Si por segunda vez se declarara desierta una licitación, el Organismo Ejecutor y el Banco acordarán el procedimiento a seguir, el cual se sujetará a las normas legales pertinentes.

- C.2.5 Con respecto a maquinaria, equipos, materiales y otros bienes, el "origen" de éstos es el país en el cual el material o equipo ha sido extraído, cultivado o producido, ya sea por manufactura, elaboración o montaje. El origen de un artículo "producido" necesariamente tiene que ser del país en el cual, como resultado de dicha manufactura, procesamiento o montaje, resulta en otro artículo, comercialmente reconocido, que difiere sustancialmente en sus características básicas, en su propósito o finalidad, de cualquiera de sus componentes importados.

#### D. MARGEN DE PREFERENCIA

- D.1 Podrá aplicarse un margen de preferencia en favor de ofertas de bienes originarios del Ecuador o, según corresponda, de países miembros de la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI) y/o del Grupo Andino, conforme con las siguientes normas:

(a) Margen de preferencia nacional

- (i) Se considerará que un bien es originario del Ecuador cuando el costo de los materiales, mano de obra y servicios del Ecuador empleados en su fabricación represente por lo menos el 40% del costo total del bien.

- (ii) A los efectos de comparación de ofertas, se tendrá como precio de los productos originarios del Ecuador, el precio de éstos, puestos en obra, una vez deducidos los siguientes importes: (1) los derechos de importación pagados sobre materias primas principales o sobre componentes manufacturados; y (2) los impuestos nacionales sobre ventas al consumo y al valor agregado, incorporados al costo del artículo ofrecido. El oferente deberá proporcionar la prueba documentada de las cantidades que, de conformidad con los incisos (1) y (2) anteriores, deben deducirse con el solo objeto de facilitar el cotejo de propuestas.
- (iii) También a los efectos de comparar las ofertas, se tendrá como precio de los productos de origen extranjero, el precio CIF del producto (excluidos derechos de importación, consulares y portuarios), al cual deberá sumarse el importe de los gastos siguientes: (1) los de manipulación en puerto, y (2) los de transporte local, desde el puerto o lugar fronterizo de entrada hasta el pie de la obra.
- (iv) Para comparar ofertas de productos de origen ecuatoriano y extranjero se observará lo siguiente:
  - (1) los costos expresados en moneda extranjera se expresarán en su equivalente en sucres, utilizando el tipo de cambio pactado entre el Organismo Ejecutor y el Banco en el Contrato de Préstamo; y
  - (2) al precio de los productos extranjeros, calculado conforme se estipula en el inciso (iii) anterior, se sumará un margen del 15% o el derecho aduanero real, según cual sea menor.
- (v) Cuando aplicando las normas anteriores resulte que la oferta del producto nacional es más conveniente que la del producto extranjero, podrá hacerse uso para su adquisición de las divisas que formen parte del Préstamo.

(b) Margen de preferencia regional

- (i) Se considerará que un bien es de origen regional cuando: (1) se lo produzca en un país miembro de la ALADI y/o del Grupo Andino y cumpla con los requisitos establecidos en los instrumentos jurídicos que gobiernan la ALADI y/o el Grupo Andino, en cuanto a origen y otras materias vinculadas con los programas de liberalización del comercio regional; y (2) el costo de los materiales, mano de obra y servicios, empleados en su fabricación en el país originario sea por lo menos el 40% del costo total del producto.
- (ii) Se sumarán al costo CIF del producto ofertado los costos locales referidos en (iii)(1) y (2) del acápite (a) (Margen de Preferencia Nacional) de este párrafo.

- (iii) Para efectuar los cotejos de precios entre ofertas de bienes originarios de países de la ALADI y/o del Grupo Andino y las de bienes originarios de otros países extranjeros elegibles, se observará lo siguiente:
  - (1) también se convertirán a su equivalente en sucres los precios expresados en moneda extranjera, sobre la misma base de cálculo establecida en el inciso (a)(iv)(1) anterior; y
  - (2) se sumará a las ofertas de bienes originarios de países que no sean parte de la ALADI y/o del Grupo Andino, expresadas en el equivalente en sucres, un margen del 15%, o bien la diferencia entre los derechos de importación, aplicables a bienes originarios de países que integran esa Asociación, y los derechos aplicables a bienes extranjeros elegibles que no sean parte de la ALADI y/o del Grupo Andino, según cual sea menor.
- (iv) Cuando, por aplicación de las normas anteriores resulte que el precio de la oferta del producto originario del país miembro de la ALADI y/o del Grupo Andino, es más conveniente que el del producto originario de otro país extranjero elegible, podrá hacerse uso para su adquisición de las divisas que formen parte del Préstamo.

PLAN DE ACTIVIDADES  
FORMULARIO PMS 4-2

Descripción de la Actividad (b)	Duración (días) (c)	Costo Estimado (d)	Actividad Predecesora (e)	Entidad Responsable (f)	Código de Entidades Responsables (g)
Asociación y firma Contrato de Crédito					PE Poder Ejecutivo PL Poder Legislativo PR Gobierno del Ecuador AS Asesor EC Entidad Componente EE INECEL UE UNEPER JE Junta Expertos FC Firma Consultora CO Contratista PB Proveedor de Bienes
Presentación de solicitud	30	-		PR-EE	
Asociación crédito con el BID	60	1000		PR-EE-BID	BID-Fuente Crediticia
Aprobación por Directorio - BID	15	1010		BID	
Obtención de aprobaciones de Entidades Competentes en Ecuador	30	1020		EE	
Comunicar al BID	8	1030		EE	
Firma del Contrato de Crédito	15	1040		PR-BID	
Verificación de condiciones legales previas al primer desembolso					
Elaborar el Informe Legal	15	1050		EE	
Designar representantes legales	8	1050		PR - BID	
Preparar procedimientos	15	1110		EE	
Obtener aprobación del BID	8	1100-1120 3010		BID-UE	
Pagos de paso					
Completar obtención de derechos	100	1050		UE-EE	

Proyecto: Electrificación Rural	
Prestatario: INECEL	
Ejecutor: UNEPER	
Preliminar <input checked="" type="checkbox"/>	PLAN DE EJECUCION DEL PROYECTO  PLAN DE ACTIVIDADES
Inicial <input type="checkbox"/>	
Revisión <input checked="" type="checkbox"/> No. 1	
Presentado	Fecha: Abril-81 Leg <input checked="" type="checkbox"/> Fin <input type="checkbox"/> Ins <input type="checkbox"/> Loc <input type="checkbox"/> Hoja 1 De 10



**PLAN DE ACTIVIDADES  
FORMULARIO PMS 4-2**

Descripción de la Actividad (b)	Duración (días) (c)	Costo Estimado (d)	Actividad Predecesora (e)	Entidad Responsable (f)	Código de Entidades Responsables (g)
Presentar evidencia de derecho de paso al BID.	15		1200	UE	PE Poder Ejecutivo PL Poder Legislativo PR Gobierno de Ecuador AS EC Entidad Componente EE INECEL UE UNEPER  BID-Fuente Crediticia
					JE Junta Expertos FC Firma Consultora CO Contratista PB Proveedor de Bienes
<div> <div> Proyecto: Electrificación Rural  Prestatario: INECEL  Ejecutor: UNEPER </div> <div> Preliminar <input checked="" type="checkbox"/>  Inicial <input type="checkbox"/>  Revisión <input checked="" type="checkbox"/> No. 1  <div> <div></div> <div>Fecha</div> </div> Presentado Abril - 81 </div> <div> PLAN DE EJECUCION DEL PROYECTO  PLAN DE ACTIVIDADES  Leg <input checked="" type="checkbox"/> Fin <input type="checkbox"/> Ins <input type="checkbox"/> 1  Hoja 2 De 10 </div> </div>					

**PLAN DE ACTIVIDADES  
FORMULARIO PMS 4-2**

Descripción de la Actividad (b)	Duración (días) (c)	Costo Estimado (d)	Actividad Predecesora (e)	Entidad Responsable (f)	Código de Entidades Responsables (g)
Mostrar disponibilidad de los locales	15		1130	UE-EE	<div> <div> PE Poder Ejecutivo PL Poder Legislativo PR Gobierno Ecuador AS EC Entidad Componente EE INECEL UE UNEPER </div> <div> JE Junta Expertos FC Firma Consultora CO Contratista PB Proveedor de Bienes </div> </div>
Tratar auditoría externa					
Incorporación de requisitos de calificación	15		1130	UE	BID-Fuente Crediticia
Obtención de requisitos por BID	8		2010	BID	
Presentación a precalificación	45		2020	EE-UE	
Obtención de Firmas	8		2030	UE	
Obtención del BID	8		2040	BID	
Obtención de Firma	8		2050	UE-EE	
Asociar y subscribir contra	20		2060	UE-FC	
Asignación de cuentas					
Formular el código de cuen-	8		2070	UE-FC	
Obtención del BID	8		2100	BID	
Obtención del BID de conve-	15		2000 - 2110	BID	
s con Empresas Eléctricas					
Asignación de convenios con Empre	30		2120	EE-UE-EC	
Eléctricas					

Proyecto: Electrificación Rural  
Prestatario: INECEL  
Ejecutor: UNEPER

Preliminar ☒  
Inicial ☐  
Revisión ☒ No. 1

PLAN DE EJECUCION  
DEL PROYECTO  
  
PLAN DE ACTIVIDADES  
  
Leg ☐ Fin ☒ Ins ☐ 1a  
Hoja 3 De 10

Presentado Abril - 81

PLAN DE ACTIVIDADES  
RM RIC S 4

81 Aug. 7. 791

**PLAN DE ACTIVIDADES  
FORMULARIO PMS 4-2**

Descripción de la Actividad (b)	Duración (días) (c)	Costo Estimado (d)	Actividad Predecesora (e)	Entidad Responsable (f)	Código de Entidades Responsables (g)
<u>Consultoría local. Diseño</u>					<div> <div> PE Poder Ejecutivo PL Poder Legislativo PR Gobierno de Ecuador AS EC Entidad Componente EE INECEL UE UNEPER </div> <div> JE Junta Expertos FC Firma Consultora CO Contratista PB Proveedor de Bienes </div> </div>
<u>Definición de términos de referencia</u>	15		1000	UE	
<u>Elaboración BID</u>	8		4000	BID	BID - Fuente Crediticia
<u>Obtención de firmas</u>	200		4010	EE - UE	
<u>Elaborar y suscribir contrato</u>	200		5026	EE - UE - FC	
<u>Asignación de trabajos</u>	390		5027	FC	
<u>Asignación de trabajos</u>	365		5028	UE - FC	
<u>Informe técnico final de la consultoría local</u>	30		3100 - 4050	EE - UE	
<u>Consultoría Extranjera</u>					
<u>Definición de términos de referencia</u>	15		1000	UE	
<u>Elaboración BID</u>	8		4100	BID	
<u>Presentación a presentación de ofertas</u>	45		4110	EE - UE	Proyecto: Electrificación Rural
<u>Envío de ofertas e informe</u>	15		4120	EE - UE	Prestatario: INECEL
<u>Elaborar y suscribir contrato</u>	15		4130	EE-UE-FC	Ejecutor: UNEPER
<u>Asignación de trabajos</u>	912		4140	FC	<div> Preliminar <input checked="" type="checkbox"/> </div>
<u>Informe final consultoría extranjera</u>	30		4150 - 3105	EE - UE	<div> Inicial <input type="checkbox"/> </div>
					<div> Revisión <input checked="" type="checkbox"/> No. 1 </div>
					<div> Presentado </div>
					<div> Fecha </div>
					<div> Abril - 81 </div>
					<div> Leg <input type="checkbox"/> Fin <input type="checkbox"/> Ins <input type="checkbox"/> Rec <input type="checkbox"/> </div>
					<div> Hoja 5 De 10 </div>

**PLAN DE ACTIVIDADES  
FORMULARIO PMS 4--2**

Descripción de la Actividad (b)	Duración (días) (c)	Costo Estimado (d)	Actividad Predecesora (e)	Entidad Responsable (f)	Código de Entidades Responsables (g)
<u>Adquisición</u>					<div> <div> PE Poder Ejecutivo PL Poder Legislativo PR Gobierno de Ecuador AS EC Entidad Componente EE INECEL UE UNEPER </div> <div> JE Junta Expertos FC Firma Consultor CO Contratista PB Proveedor de Bi </div> </div>
Preparación de documentos Licitación	30	1000		UE - EE	
Probación BID	15	4200		BID	
Probación Directorio INECEL	15	4205		EE	
Informes de Ley	60	4210		PR	BID- Fuente Crediticia
Preparar convocatoria	8	4215		UE - EE	
Recepción ofertas	45	4220		UE - EE	
Informe de calificación	15	4225		UE - EE	
Informe de propuestas	30	4230		UE	
Adjudicación contratos	15	4235		EE - UE	
Probación BID	15	4240		BID	
Discusión contratos	15	4245		UE - EE - BID	
Informes Legales	45	4250		PR	
Legalización contratos	30	4253		UE - PB	
Emisión cartas crédito	30	4260		PB - EE	
Garantía cartas crédito	15	4265		PB	
Recepción y bodegaje	200	5020 - 5021		UE	Proyecto: Electrificación Rural Prestatario: INECEL Ejecutor: UNEPER
<u>Adquisición</u>					<div> <div> Preliminar <input checked="" type="checkbox"/>  Inicial <input type="checkbox"/>  Revisión <input checked="" type="checkbox"/> No. 1 </div> <div> PLAN DE EJECUCION DEL PROYECTO  PLAN DE ACTIVIDAD  Leg <input type="checkbox"/> Fin <input type="checkbox"/> Ins <input type="checkbox"/> 1 </div> </div>
Probación Directorio INECEL	15	5022		EE	
Documentos Licitación	60	4300		PR	Presentado: Abril - 81 Hojas: 6 De 10

PLAN DE ACTIVIDADES  
FORMULARIO PMS 4-2

No. de la Actividad (a)	Descripción de la Actividad (b)	Duración (días) (c)	Costo Estimado (d)	Actividad Predictorora (e)	Entidad Responsable (f)	Código de Entidades Responsables (g)
4320	Preparación convocatoria	8		4310	UE - EE	PE Junta Expertos
4325	Recepción de ofertas	45		4320	UE - EE	PL Firma Consultora
4330	Informe de calificación	15		4325	UE - EE	PR Gobierno de Ecuador
4335	Informe de propuestas	30		4330	UE	AS Contratista
4340	Adjudicación de contratos	15		4335	EE - UE	EC Entidad Componente
4345	Aprobación BID	15		4340	BID	EE INECEL
4350	Discusión de contratos	15		4345	UE - EE - BID	UE UNEPER
4355	Informes Legales	45		4350	PR	BID - Fuente Crediticia
4360	Legalización de contratos	30		4355	UE - PB	
4365	Apertura cartas crédito	30		4360	PB - EE	
4370	Garantía cartas crédito	15		4365	PB	
4375	Recepción y bodegaje	200		4370	UE	
4380	Informe bodega final	30		4375 - 4530	EE - UE	
				3110 - 4275		
	<u>Ejecución de obras</u>					
4400	Preparación de documentos - de Precalificación	30		1000	EE - UE	Proyecto: Electrificación Rural
4410	Aprobación del BID	8		4400	BID	Prestatario: INECEL
4420	Invitación a calificación de firmas	45		4410	EE - UE	Ejecutor: UNEPER
4430	Informe calificación de firmas	30		4420	EE - UE	Preliminar <input checked="" type="checkbox"/>
4440	Aprobación del BID	8		4430	BID	Inicial <input type="checkbox"/>
						Revisión <input checked="" type="checkbox"/> No. 1
						Fecha
						Presentado
						Leg <input type="checkbox"/> Fin <input type="checkbox"/> Ins <input type="checkbox"/> Rec <input checked="" type="checkbox"/>
						Hoja 7 De 10

PLAN DE ACTIVIDADES  
FORMULARIO PMS 4-2

No. de la Actividad (a)	Descripción de la Actividad (b)	Duración (días) (c)	Costo Estimado (d)	Actividad Predecesora (e)	Entidad Responsable (f)	Código de Entidades Responsables (g)
4450	Comunicar resultados a interesados	8		4440	UE	PE Poder Ejecutivo PL Poder Legislativo PN Gobierno de Ecuador AS Entidad Componente EC INECEL EE UNEPER UE
4460	Preparación de documentos - ofertas de construcción	30		4450	UE - FC	JE Junta Ejecutiva FC Firma Consultora CO Contralista PB Proveedor de Bienes
4470	Aprobación del BID	8		4460	BID	
4480	Invitación a presentación de ofertas	630		4470	EE - UE	
4490	Recepción de ofertas	630		5000	EE - UE	
4500	Evaluación y selección de ofertas	630		5001	EE - UE	
4510	Aprobación del BID	630		5003	BID	
4520	Adjudicación y suscripción de contratos	630		5004 - 1210	EE - UE - CO	
4530	Entrega-recepción de materiales	630		5005 - 5018	UE - CO	
4540	Ejecución de trabajos	810		5006	UE - CO	
4550	Pruebas y aceptación de trabajos	660		5007	UE - CO	
4560	Recepción y liquidación de contratos	660		5008	EE - UE - CO	
4570	Informe técnico final	60		3120 - 4560	UE - CO	

**Proyecto:** Electrificación Rural

**Preparado por:** INECEL

**Ejecutor:** UNEPER

**Preliminar:** ☒ **No. 1**

**Inicial:** ☐

**Revisión:** ☒ **No. 1**

**Fecha:** \_\_\_\_\_

**Legenda:** ☐ Fin ☐ In ☐ Tr ☒ X

**PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO**

**PLAN DE ACTIVIDADES**

**PLAN DE ACTIVIDADES  
FORMULARIO PMS 4-2**

Descripción de la Actividad (b)	Duración (días) (c)	Costo Estimado (d)	Actividad Predecesora (e)	Entidad Responsable (f)	Código de Entidades Responsables (g)
CC 4490	45		4470		PE Poder Ejecutivo PL Poder Legislativo PR Gobierno de Ecuador AS EC Entidad Componente EE INECEL UE UNEPER
CC 4500	45		5000		JE Junta Expertos FC Firma Consultora CO Contratista PB Proveedor de Bienes
CC 4510	8		5001		
CC 4520	45		5003		
CC 4530	42		5004 - 1210		
CC 4540	8		5005 - 5018		BID - Fuente Crediticia
CC 4550	150		5006		<b>OBSERVACION:</b> Esta hoja contiene actividades especiales, de relación, utilizadas con el propósito de obedecer a las condiciones específicas del proyecto.
CC 4560	30		5007		
FF 4490	30		4480		
FF 4500	30		4490		
FF 4510	30		4500		
FF 4520	30		4510		
FF 4530	30		4520		
FF 4540	30		4530		
FF 4550	30		4540		
FF 4560	30		4550		
CC 3120	15		5004 - 1210		
CC 4530	30		5021 - 5020		
FC 4275	60		4240		Proyecto: Electrificación Rural
FC 4275	15		4270		Prestatario: INECEL
FC 4300	30		4040		Ejecutor: UNEPER
CC 3115	15		4335		Preliminar <input checked="" type="checkbox"/> Inicial <input type="checkbox"/> Revisión <input checked="" type="checkbox"/> No. 1
FF 4530	30		4375		PLAN DE EJECUCION DEL PROYECTO PLAN DE ACTIVIDADES Leg <input type="checkbox"/> Fin <input type="checkbox"/> Ins <input type="checkbox"/> Lec
					Presentado Fecha Abril - 81
					Hoja 9 De 10



PLAN DE ACTIVIDADES  
FORMU. RUC FMS 4-2

No. de la Actividad (a)	Descripción de la Actividad (b)	Duración (días) (c)	Costo Estimado (d)	Actividad Predecesora (e)	Entidad Responsable (f)	Código de Entidades Responsables (g)
5025	4030 CC 3100	15		5026		PE Poder Ejecutivo PL Poder Legislativo PR Gobierno de Ecuador AS EC Entidad Componente EE INECCEL UE UNEPER
5026	4020 CC 4030	60		4010		JE Junta Externos FC Firma Consultora CO Contratista PB Proveedor de Bienes
5027	4030 CC 4040	60		5026		
5028	4040 CC 4050	60		5027		
5029	4020 FF 4030	45		4020		
5030	4030 FF 4040	45		4030		
5031	4040 FF 4050	45		4040		
5032	4340 CC 4375	30		4335		
5033	4540 CC 3160	150		5006		
5034	4240 CC 3110	15		4235		
5035	4140 CC 3105	15		4130		

**OBSERVACION:** Esta hoja contiene actividades especiales, de relación, utilizadas con el propósito de obedecer a las condiciones específicas del proyecto.

**BID - Fuente Crediticia**

**Proyecto:** Electrificación Rural

**Prestatario:** INECCEL

**Ejecutor:** UNEPER

**Preliminar** ☒ **Interal** ☐ **Revisión** ☒ No. 1

**Fecha** \_\_\_\_\_

**PLAN DE EJECUCION DEL PROYECTO**

**PLAN DE ACTIVIDADES**

**Leg** ☐ **Fin** ☐ **Ini** ☐ **Tec** ☐

**Presentado** Abril - 81 **Hoja** 10 **De** 10



INECEL

11 de 16

LISTA DE PRECEDENCIA DE ACTIVIDADES

ACTIVIDAD	DURACION	ACTIVIDAD PRECEDENTE
-----------	----------	-------------------------

1010	60	1000
1020	15	1010
1030	30	1020
1040	8	1030
1050	15	1040
1100	15	1050
1110	8	1050
1120	15	1110
1130	8	1100 - 1120 - 3010
1200	100	1050
1210	15	1200
2000	15	1130
2010	15	1130
2020	8	2010
2030	45	2020
2040	8	2030
2050	8	2040
2060	8	2050
2070	20	2060
2100	8	2070
2110	8	2100
2120	15	2000 - 2110
2130	30	2120



INECEL

12 de 16

LISTA DE PROCEDENCIA DE ACTIVIDADES

ACTIVIDAD	DURACION	ACTIVIDAD PRECEDENTE
-----------	----------	-------------------------

3000	15	1050
3010	8	3000
3100	365	5025
3110	260	5034
3115	260	5023
3120	920	5017
3160	700	2130 - 5033
3170	30	3160 - 4160 - 4570 -
		4380 - 4060
3180	15	3170
4000	15	1000
4010	8	4000
4020	200	4010
4030	200	5026
4040	390	5027
4050	365	5028
4060	30	3100
4100	15	1000
4110	8	4100
4120	45	4110
4130	15	4120
4140	15	4130
4150	912	4140
4160	30	4150 - 3105

./.



INECEL

13 de 16

LISTA DE PRECEDENCIA DE ACTIVIDADES

ACTIVIDAD	DURACION	ACTIVIDAD PRECEDENTE
4200	30	1000
4205	15	4200
4210	15	4205
4215	60	4210
4220	8	4215
4225	45	4240
4230	15	4225
4235	30	4230
4240	15	4235
4245	15	4240
4250	15	4245
4255	45	4250
4260	30	4253
4265	30	4260
4270	15	4265
4275	200	5020 - 5021
4300	15	5022
4310	60	4300
4320	8	4310
4325	45	4320
4330	15	4325
4330	30	4325
4340	15	4335
4345	15	4340
4350	15	4345
4355	45	4350
4360	30	4355
4365	30	4360 ./.



INECEL

14 de 16

LISTA DE PRECEDENCIA DE ACTIVIDADES

ACTIVIDAD	DURACION	ACTIVIDAD PRECEDENTE
4370	15	4365
4375	200	4370
4380	30	4375 - 4530 - 3110
		4275
4400	30	1000
4410	8	4400
4420	45	4410
4430	30	4420
4440	8	4430
4450	8	4440
4460	30	4450
4470	8	4460
4480	630	4470
4490	630	5000
4500	630	5001
4510	630	5003
4520	630	5004 - 1210
4530	630	5005 - 5018
4540	810	5006
4550	660	5007
4560	660	5008
4570	60	3120 - 4560
5000	45	4470
5001	45	5000
5003	8	5001

./.



INECEL

15 de 16

LISTA DE PRECEDENCIA DE ACTIVIDADES

ACTIVIDAD	DURACION	ACTIVIDAD PRECEDENTE
-----------	----------	-------------------------

5004	45	5003
5005	42	5004 - 1210
5006	8	5005 - 5018
5007	150	5006
5008	30	5007
5009	30	4480
5010	30	4490
5011	30	4500
5012	30	4510
5013	30	4520
5014	30	4530
5015	30	4540
5016	30	4550
5017	15	5004 - 1210
5018	30	5021 - 5020
5020	60	4240
5021	15	4270
5022	30	4040
5023	15	4335
5024	30	4375
5025	15	5026
5026	60	4010
5027	60	5026
5028	60	5027
5029	45	4020

./.



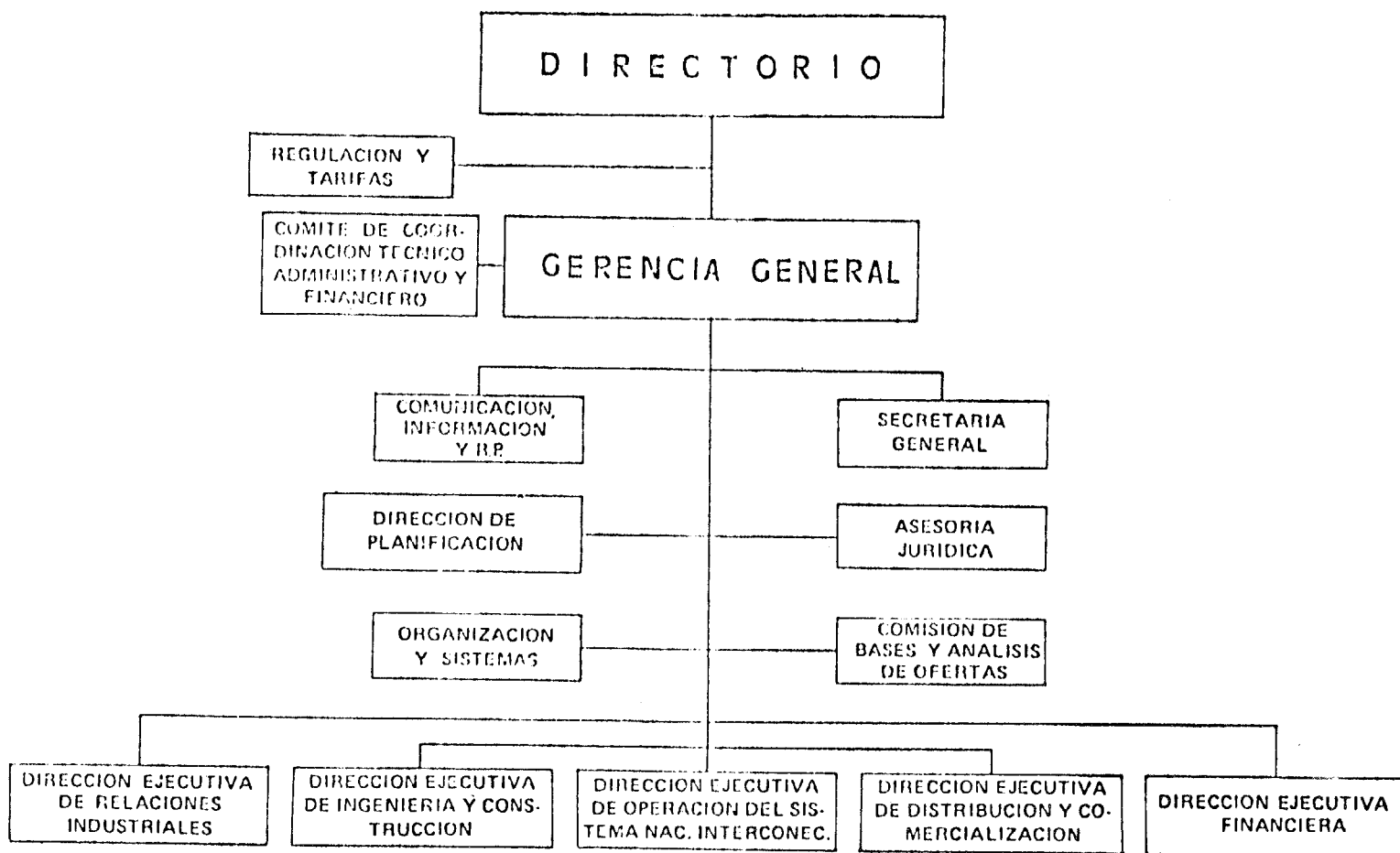
**INECEL**

16 de 16

LISTA DE PRECEDENCIA DE ACTIVIDADES

ACTIVIDAD	DURACION	ACTIVIDAD PRECEDENTE
-----------	----------	-------------------------

5030	45	4030
5031	45	4040
5032	30	4335
5033	150	5006
5034	15	4235
5035	15	4130



Elaborado por: O. y S.  
Aprobado por: Directorio  
Fecha: 12 de Julio de 1979



APENDICE 14

Reajustes mensuales de tarifas en las empresas electricas  
a partir de mayo de 1981

<u>EMPRESA</u>	<u>REAJUSTE</u> <u>MENSUAL</u>
Riobamba	2%
Norte	2%
Quito	2%
Latacunga	2%
Ambato	3%
Santa Elena	4%
Sur	4%
Milagro	4%
El oro	4%
Centro Sur	4%
Manabí	4%
Esmeraldas	5%
Bolívar	5%
Santo Domingo	5%
Los ríos	5%
Serguri	5%
Promedio	2,95%

Para la Empresa Eléctrica del Ecuador (EMELEC) se autorizaron cuatro ajustes a saber:

Mayo 1981	\$ 0,12
Junio 1981	\$ 0,10
Julio 1981	\$ 0,10
Agosto 1981	\$ 0,10

Fuente: División de tarifas.

APENDICE 15

INECEL - Inversiones en compañías asociadas y sistemas propios  
al 31 de diciembre de 1980  
(en miles de US\$)

---

	<u>Monto inversión</u>	<u>% s/capital social</u>
E.E. Ambato	7.729	71.4
E.E. Riobamba	10.532	67.3
E.E. Esmeraldas	9.183	92.7
E.E. Regional Centro Sur	18.741	93.2
E.E. Bolívar	5.238	93.1
E.E. El Oro	11.372	92.2
E.E. Santa Elena	9.825	98.4
E.E. Los Rios	10.043	98.7
E.E. Milagro	13.209	94.1
E.E. Quito	23.598	54.5
E.E. Azogues	2.281	76.2
E.E. Regional del Norte	12.433	90.1
E.E. Regional del Sur	11.564	93.2
E.E. Manabí	22.574	86.8
Sistemas propios	<u>18.337</u>	100.0
Total	186.659	8.5
	=====	=====

INECEL. SITUACION FINANCIERA

1. Estados de Resultados

- 1.01 Los estados ajustados de resultados para el período 1978-1980 se muestran en la página siguiente.

(a) Ingresos de explotación

- 1.02 Como puede observarse, las ventas de energía del SNI en unidades de producto han aumentado a una tasa acumulativa del 50% anual, lo cual es explicable dado que INECEL es una empresa relativamente nueva y en pleno crecimiento, siendo el proyecto Pisayambo, que fuera parcialmente financiado por el Banco y que entrara plenamente en operación en 1978, una de sus primeras obras. En valores monetarios corrientes las ventas, con una tasa de expansión del 60% anual, reflejan asimismo la misma situación. La composición de las ventas de energía por empresa suplida y con el precio medio resultante, se indica en el cuadro de la página subsiguiente. Conforme con lo allí mostrado, las empresas EMELEC y Quito, con un 88% del suministro total, son los principales consumidores del SNI, correspondiéndoles el 50% y 38%, en promedio, respectivamente. A su vez, se observa que en el período analizado las ventas en unidades de energía crecieron en un 131% y en valores corrientes un 181% mientras que la tarifa media, que sólo creció un 19%, no alcanzó a recuperar plenamente la desvalorización de la moneda local. En este respecto corresponde mencionar que las tarifas indicadas para cada empresa corresponden a valores medios que han sido influidos, además de por cambios en los precios, por la diferente proporción en que las empresas adquirieron energía firme, a la que corresponden volúmenes y precios prefijados, o energía de sustitución cuyo precio es diferente. Los otros ingresos de explotación tienen su origen en el arriendo de transformadores, postes y líneas efectuado por INECEL y en las recaudaciones de conexiones, reconexiones, multas y similares provenientes de la explotación de sus sistemas propios.

INECEL

Estados de Resultados Consolidados Comparativos  
1978 - 1980  
(en miles de US\$) 1/

	<u>1978</u>		<u>1979</u>		<u>1980</u>		<u>Total 1978</u>
	<u>\$</u>	<u>%</u>	<u>\$</u>	<u>%</u>	<u>\$</u>	<u>%</u>	<u>\$</u>
<u>Datos de Operación</u>							
Ventas de energía (Gwh)	496.6		806.8		1.114.8		
Tarifa media (S/. Kwh)	0.59		0.60		0.67		
<u>Ingresos de explotación</u>							
Ventas de energía	11.633	98	19.318	99	29.975	99	60.926
Otros ingresos de explotación	242	2	160	1	162	1	564
Total de ingresos de explotación	<u>11.875</u>	<u>100</u>	<u>19.478</u>	<u>100</u>	<u>30.137</u>	<u>100</u>	<u>61.490</u>
<u>Egresos de explotación</u>							
Combustibles	996	8	2.500	13	3.227	11	6.723
Operación y mantenimiento	5.805	49	10.221	52	15.340	50	31.366
Depreciación	3.399	29	5.480	28	5.746	19	14.625
Gastos generales de administración	2.502	21	3.929	20	5.054	17	11.485
Otros gastos de explotación	1.166	10	811	5	-	-	1.977
Total de gastos de explotación	<u>13.868</u>	<u>117</u>	<u>22.941</u>	<u>118</u>	<u>29.367</u>	<u>97</u>	<u>66.176</u>
Resultado neto de explotación	(1.993)	(17)	(3.463)	(18)	770	3	(4.686)
<u>Ingresos operacionales</u>	148	1	37	-	761	3	946
<u>Egresos no operacionales</u>	30	-	71	-	713	3	814
Utilidad (pérdida) antes de gastos financieros	(1.875)	(16)	(3.497)	(18)	818	3	(4.554)
Gastos financieros	2.188	18	7.709	40	6.149	20	16.046
Utilidad (pérdida) neta	<u>(4.063)</u>	<u>(34)</u>	<u>(11.206)</u>	<u>(58)</u>	<u>(5.331)</u>	<u>(17)</u>	<u>(20.600)</u>
	=====	===	=====	===	=====	===	=====

1/ Tipo de cambio: \$ 25.00 = US\$ 1.00

INECEL - Energía e ingresos facturados  
1978-1980  
(en miles US\$)

Empresa Eléctrica	1978			1979			1980	
	MWH	\$	Precio medio \$/KWh	MWH	\$	Precio medio \$/kWh	MWH	\$
E.E. Quito	273.116.4	6.096.9	0.022	246.347.0	6.256.2	0.025	344.064.2	9.946.8
E.E. EMELEC	127.570.1	1.989.9	0.016	431.256.0	9.219.4	0.021	574.096.8	13.504.3
E.E. Ambato	27.909.1	555.8	0.020	41.399.0	823.0	0.020	43.279.0	1.056.2
E.E. Riobamba	-	-		1.981.0	67.2	0.034	3.979.9	168.4
S.E. Latacunga	16.730.6	559.1	0.033	5.706.0	141.0	0.025	8.941.7	257.0
S.E. INECEL- Guayas	10.271.0	210.7	0.021	45.588.0	902.6	0.020	76.568.8	1.428.2
E.E. Regional del Norte	-	-	-	-	-	-	2.791.1	93.8
Totales	455.597.2	9.412.4	0.021	772.227.0	17.409.4	0.023	1.053.721.5	26.454.7
	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
Indice base 1978 = 100	100	100	100	169	185	110	231	281
Indice general de precios								
base 1978 = 100			100			110		

(b) Egresos de explotación

- 1.03 Tal como resulta del cuadro ajustado consolidado de resultados que se ha preparado para el período 1978-1980, los costos de las etapas funcionales de operación y mantenimiento, incluyendo el combustible, representaron en promedio el 62% de los gastos de explotación, correspondiendo aproximadamente el 65% de ese total a la operación y el 35% al mantenimiento. Estos gastos incluyen el 15% del total de los gastos generales de administración, como se indica en párrafo 1.05 siguiente. El costo del combustible responde a su utilización en las centrales de generación termoeléctrica, las cuales producen alrededor del 75% de la energía generada por el SNI. Los precios de los combustibles, que permanecieron sin variaciones durante la década de los setenta, fueron ajustados por acuerdo ministerial el 18 de febrero de 1981, con base en los siguientes precios:

	<u>US\$/galón</u>		<u>% Incremento</u>
	<u>Anterior</u>	<u>Nuevo</u>	
Diesel	0.144	0.440	206
Bunker C	0.104	0.280	169

- 1.04 La incidencia de estos aumentos y los correspondientes a la mano de obra así como la decisión de alcanzar el nivel de rentabilidad legal, motivaron la puesta en marcha de la política tarifaria que comenzó a aplicarse recientemente (ver párrafo 5.27).
- 1.05 Como se indicó en el párrafo 5.36, los gastos generales de administración, que no son mostrados por INECCEL en sus cuadros de resultados, han sido incorporados a los mismos en el proceso de análisis como lo requieren los principios contables de aceptación general. Para la distribución contable se utilizó el siguiente esquema:

Gastos de operación y mantenimiento	15%
Gastos generales de administración	30%
Obras en ejecución	55%
Total	<u>100%</u>

- 1.06 Como consecuencia de esa asignación, el rubro específico de gastos de administración mostrado en el cuadro de resultados ha representado en el período analizado el 19% de los gastos de explotación totales.
- 1.07 El costo unitario de KWh vendido por el SNI por su parte, ha evolucionado como sigue:

Año	Ventas de ener- gía (Gwh)	Indice	Gastos de Explotac.			Indice	Nivel general precios
			\$/Kwh	US\$ 1/ Kwh			
1978	496.6	100	0.279	0.011	100	100	
1979	806.8	162	0.283	0.011	101	110	
1980	1.114.8	224	0.263	0.010	94	124	

- 1.08 Como puede apreciarse, los costos medios de explotación del SNI han mantenido una tendencia satisfactoria, especialmente cuando se los compara con la del índice general de precios, que creció en un 24% en igual período.

## 2. Estados de Origen y Aplicación de Recursos

- 1.09 Estos estados, que se incluyen en la página siguiente, han sido preparados para el período 1978-1980. De su análisis surge que la generación interna de recursos ha sido extremadamente baja y no ha cubierto siquiera el servicio de la deuda, razón que asimismo impidiera la utilización de recursos internos para el programa de expansión. La causa fundamental ha sido un nivel tarifario muy deprimido, que ha obligado a la empresa a depender para su desenvolvimiento financiero de las regalías petroleras y los impuestos sobre la producción de petróleo (de cuya recaudación INECCEL percibe el 2.83%) que, conjuntamente, han representado el 47% del total de recursos correspondiente al período cubierto por el análisis. La principal fuente de financiamiento han sido los préstamos, cuya magnitud relativa ha alcanzado al 48% de ese mismo total.
- 1.10 La utilización de fondos ha sido fundamentalmente hecha en el programa de construcción, en la capitalización de las empresas eléctricas y en la atención del servicio de la deuda, usos que absorbieron, en promedio, el 70%, 14% y 8% respectivamente del

1/ Tipo de cambio: \$25.00 = US\$1.00.

INECEL

Estados de Origen y Aplicación de Fondos Consolidados Comparativos  
1978 - 1980  
(en miles de US\$) 1/

	1978		1979		1980		Total 1978
	\$	%	\$	%	\$	%	\$
<b>ORIGEN DE FONDOS</b>							
<b>Fuentes Internas</b>							
Utilidad (Pérdida) antes de gastos financieros	(1.875)	(1)	(3.497)	(1)	818	-	(4.554)
Depreciación	3.399	2	5.480	2	5.746	2	14.625
Cargos que no constituyen desembolsos	1.166	-	811	-	-	-	1.977
Generación interna de fondos	2.690	1	2.794	1	6.564	2	12.048
<b>Fuentes externas</b>							
Regalías	78.685	37	133.821	53	126.669	41	339.175
Impuestos varios	7.763	4	7.518	3	8.511	3	23.792
Donaciones	2.374	1	-	-	125	-	2.499
Préstamos	116.125	55	87.933	35	169.319	54	373.377
Otras Fuentes externas	3.689	2	19.098	8	-	-	22.787
Total Fuentes Externas	208.636	99	248.370	99	304.624	98	761.630
Total Origen de Fondos	211.326	100	251.164	100	311.188	100	773.678
	=====	===	=====	===	=====	===	=====
<b>APLICACION DE FONDOS</b>							
Inversiones en obras	151.803	72	167.283	67	225.973	73	545.059
Servicio de la deuda							
Amortizaciones	8.086	4	20.557	8	12.258	4	40.901
Gastos financieros	2.188	1	7.709	3	6.149	2	16.046
Total servicio de la deuda	10.274	5	28.266	11	18.407	6	56.947
Inversiones en compañías eléctricas	20.811	10	37.123	15	49.433	16	107.367
Estudios	7.857	4	5.870	2	4.012	1	17.739
Aplicaciones diversas	15.847	7	5.356	2	3.093	1	24.296
Total Aplicación de Fondos	206.592	98	243.898	97	300.918	97	751.408
	=====	===	=====	===	=====	===	=====
<b>Variación en capital de trabajo</b>							
Anual	4.734	2	7.266	3	10.270	3	22.270
Acumulado	4.734		12.000		22.270		

1/ Tipo de cambio \$ 25.00 = US\$ 1.00



total de recursos captados. Como resultado de los flujos financieros del período, se verificó un incremento en el capital de trabajo por el equivalente de aproximadamente US\$22 millones.

### 3. Indices Económico-financieros

- 1.11 Para concluir el análisis financiero histórico de INECEL, se presentan seguidamente los principales indicadores de gestión económico-financiera para el período 1978-1980.

	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>
1. Liquidez	1.79	1.85	1.50
2. Cobertura del servicio de la deuda (veces)	Neg.	Neg.	Neg.
3. Índice de cobranzas (días)	184	172	-177
4. Endeudamiento	0.78	0.71	0.82
5. Rentabilidad sobre la inversión neta inmovilizada	Neg.	Neg.	Neg.
6. Rentabilidad sobre el patrimonio	Neg.	Neg.	Neg.

- 1.12 Si bien la liquidez medida por la relación de activos con pasivos corrientes muestra un nivel aceptable, la posición financiera general de la empresa examinada conjuntamente con los índices de cobertura del servicio de la deuda y período medio de cobranzas resulta menos favorable. Efectivamente, la generación interna de recursos ha resultado insuficiente para cubrir el servicio de la deuda a largo plazo, aún cuando INECEL ha podido cumplir con sus obligaciones financieras en el período analizado, principalmente mediante la utilización de los recursos provenientes de su participación en el producido de las regalías petroleras. Adicionalmente, y no obstante la relativa estabilización del plazo medio de cobros de las cuentas a cobrar por ventas de energía que se observa en los tres últimos años, los valores registrados por el índice respectivo resultan elevados tomando en consideración las condiciones de facturación y pago del suministro eléctrico acordadas con las empresas del sector. Por último, y conforme lo mencionado en el párrafo 5.28 del Informe de Proyecto, pudiera eventualmente producirse un deterioro en la cobranza como consecuencia de la distinta modalidad de aplicación de los aumentos tarifarios adoptada por INECEL y las empresas eléctricas.

- 1.13 El índice de endeudamiento registra valores satisfactorios, indicativos de una utilización relativamente reducida del crédito, no obstante el incremento en la utilización de recursos de terceros verificado durante el curso del año 1980.

- 1.14 Los indicadores de rentabilidad de las operaciones del Instituto calculados con referencia a la inversión inmovilizada y al patrimonio neto, muestran un comportamiento insatisfactorio, producto básicamente de la insuficiencia de las tarifas aplicadas hasta mediados del año 1981, lo cual ha limitado severamente la capacidad de la empresa para producir utilidades y generar recursos propios.

INECEL - Deuda consolidada  
al 31 de diciembre de 1980  
(en miles de US\$) 1/

	<u>Monto</u>
<u>I. Acreedores en moneda extranjera</u>	
Banco Interamericano de Desarrollo	79.859
Gobierno Británico	20.289
Eximbank	32.431
AID	4.765
Gobierno Alemán	10.419
City Bank	13.333
Mitsubishi	28.283
Banco de América	36.156
OECE	37.747
Interunion Bank	20.000
Impregilo	16.700
GIE	43.326
Lloyds Bank	20.000
Swiss Bank	10.654
Diversos	2.752
Subtotal	<u>376.714</u>
<u>II. Acreedores en moneda nacional</u>	
IESS	23.823
Gobierno del Ecuador	60.928
Diversos	<u>1.519</u>
Subtotal	<u>86.270</u>
Total general	<u>462.984</u> =====

1/ Tipo de cambio \$25.00 = US\$1.00

## COMPOSICION DEL CAPITAL DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS DEL

ECUADOR A DICIEMBRE - 1980

(Millones de sucres)

TEMA Y EMPRESA	AÑO CONSTITU- CION	CAPITAL SUSCRITO TOTAL	CAPITAL PAGADO TOTAL	ACTIVOS TOTALES EMPRESA	COMPOSICION DEL		NUMERO DE ABONADOS
					CAPITAL %		
					INECEL	MUNICIPIOS Y OTROS	
EMA NORTE							
Regional del Norte S.A.	1.975	394.1	310.8	506.6	90.1	9.2	43.500
EMA PICHINCHA							
Quito S.A	1.955	788.0	589.9	2.568.4	54.5	44.8	173.429
R. Santo Domingo	1.963	103.6	131.9	157.7	81.0	9.0	12.527
EMA CENTRO NORTE							
Latacunga	1.975	-	-	40.6	54.4	-	9.776
Ambato S.A.	1.959	166.4	193	289.7	-	34.9	41.786
Riobamba S.A.	1.963	49.0	263	259.1	67.3	10.2	21.222
Bolívar S.A.	1.966	128.1	130.2	101.5	93.1	8.0	7.281
EMA CENTRO SUR							
Cuenca S.A.	1.965	67.9	468.5	785.0	88.3	12.3	44.437
Azogues S.A.	1.972	32.8	57.0	37.3	76.2	16.9	6.559
EMA SUR							
Regional del Sur	1.973	262.1	289.1	289.7	93.2	6.9	22.645

EMPRESA	AÑO CONSTITUCION	CAPITAL SUSCRITO TOTAL	CAPITAL PAGADO TOTAL (1)	ACTIVOS TOTALES EMPRESA	COMPOSICION DEL CAPITAL %		NUMERO DE ABONADOS
					INECEL	MUNICIPIOS Y OTROS	
TEMA ESMERALDAS							
. Esmeraldas S.A.	1.963	112.2	229.5	256.3	92.7	5.9	13.329
TEMA MANABI							
. Regional de Manabí	1.976	491.5	564.3	771.7	86.8	12.4	48.190
TEMA GUAYAS LOS RIOS							
LEC (2)	-	-	-	1.735.7	-	-	178.924
. Milagro S.A.	1.970	274.8	330.2	266.7	94.1	10.7	17.996
. Los Ríos S.A.	1.970	295.9	251.0	224.6	98.7	8.1	11.691
. Santa Elena	1.966	305.0	-	377.7	98.4	1.6	19.619
GURI	1.980	-	245.6	-	-	-	29.596
TEMA EL ORO							
. El Oro S.A.	1.964	267.2	284.3	499.1	92.2	10.0	27.229
S	-	3.738.6	4.338.3		84.0		729.736

uye capital pagado como aportes para futuras capitalizaciones

ec es una Empresa con el 100% del Capital Extranjero. Datos del Balance VI-78

ncloyè a Emelec

Balances de E. Eléctricas

Informe de Directorio de INECCEL

Constitución Empresas Eléctricas

Valores tomados del Balance de INECCEL 1980

COMPARACION CONSUMO MEDIO DE ENERGIA

	<u>Empresas</u>	<u>Subproyecto</u>	<u>No. de Circuitos</u>	<u>Kwh por Abonado</u>		<u>% consumo abonado a proyecto respecto promedio 1980</u>
				<u>Consumo promedio anual abonado proyecto</u>	<u>Consumo promedio abonado 1980</u>	
as	E.E. Quito S.A.	Quito	6	876	4.782	18.3
cha	Coop. ER Sto. Domingo Lt.	Sto. Domingo	4	1.068	2.171	49.2
ldas	E.E. Esmeraldas S.A.	Esmeraldas	7	732	2.881	28.4
	Sist. E. Reg. Manabí	Manabí	7	984	2.483	39.6
	E.E. Reg. El Oro S.A.	El Oro	9	792	2.410	32.9
Norte	Sist. Latacunga S.A.	Cotopaxi	6	648	2.850	22.7
"	Sist. Ambato Pastaza S.A.	Tungurahda	6	420	1.449	29.0
"	Sist. Riobamba S.A.	Chimborazo	6	420	3.413	12.3
"	E.E. Bolívar S.A.	Bolívar	5	888	1.052	84.4
	E.E. Norte S.A.	Carchi	1			
		Imbabura	4	828	1.153	71.8
Sur	E.E. Azogues S.A.	Cañar	3	432	756	57.1
"	E.E. Centro Sur S.A.	Azuay	6	432	2.936	14.7
Los Rios	E.E. Los Rios	Los Rios	12	804	2.092	38.4
"	E.E. Península St. Elena	Guayas	3	852	1.771	48.1
"	INECEL Guayas (Durán-Balzar)	Guayas	12	756	2.814	30.4
"	E.E. Milagro S.A. (Milagro-Naranjal)	Guayas	5	756	2.447	30.9
	E.E. Regional del Sur S.A.	Loja	7	756	1.321	57.0
			109		2.638	
			===		=====	

Bases para la elaboración de proyecciones  
financieras de los circuitos

Las proyecciones financieras de los circuitos y empresas eléctricas fueron elaborados sobre la base de las siguientes premisas:

1. Costo de la electricidad

El costo de la electricidad es el factor que tiene mayor ponderación en el costo de la operación de las empresas eléctricas. La información existente permite estimar que el costo de la energía utilizada en el proyecto variará entre un mínimo del equivalente de US\$0,050/Kwh y un máximo del equivalente de US\$0,093/Kwh. Las pérdidas de transmisión de energía de las empresas han sido estimadas en 15%.

Para el cálculo de la tarifa estimada para los circuitos del proyecto se ha tomado un costo de US\$0.07 Kwh.

2. Operación y mantención

Se ha estimado en un 3% del valor de la inversión incluyendo escalamiento y gastos financieros.

3. Administración y comercialización

Se ha considerado un costo del equivalente de US\$7 por abonado.

4. Depreciación

Se ha considerado una vida útil de 30 años para las instalaciones.

5. Utilidad

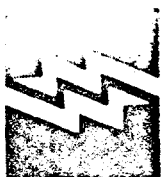
Se ha considerado una rentabilidad de 9.5% anual sobre el valor de las instalaciones.

6. Número de abonados

Se ha considerado que el número de abonados crecerá a razón de 3% por año.

7. Consumo promedio de energía

Se ha considerado que el consumo promedio de electricidad por abonado crecerá sobre la base de distintos porcentajes en cada zona que oscilan alrededor de 3% por año.



**INECEL**

APENDICE 21  
1 de 6

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL  
REGLAMENTO OPERATIVO DEL FONDO ESPECIAL PARA CONEXIONES  
DE SERVICIO A CONSUMIDORES DE BAJOS INGRESOS

El Directorio del Instituto Ecuatoriano de Electrificación,  
INECEL.

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 459-B de Junio 3 de 1.975 publicado en el Registro Oficial N° 831 del 24 del mismo mes y año, se crea el Fondo Especial para Conexiones de Servicio a Consumidores de Bajos Ingresos;

Que, el Art.11 del antes mencionado Decreto faculta al Directorio de INECEL, la expedición del Reglamento Especial para la administración y operación del Fondo; y en uso de sus atribuciones.

RESUELVE:

Expedir el siguiente Reglamento Operativo del Fondo Especial para Conexiones de Servicio a Consumidores de Bajos Ingresos.

- 1º Serán considerados como "Consumidores de Bajos Ingresos" aquellos cuya renta bruta anual no supere los quince salarios mínimos vitales. (Nota 1).
- 2º El Fondo Especial para conexiones de servicio a Consumido

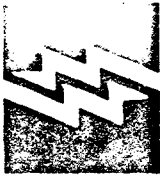




**INECEL**

res de Bajos Ingresos será destinado al financiamiento de redes de distribución secundaria y acometidas de servicio eléctrico en zonas rurales y urbanas marginales; inclusive las instalaciones de alumbrado público en esas mismas zonas.

- 3º El Fondo será utilizado exclusivamente para otorgar préstamos a las Empresas Eléctricas, los mismos que serán destinados exclusivamente a financiar las obras señaladas en el artículo anterior.
- 4º Todos los recursos que maneje el Fondo se Depositarán en el Banco Central del Ecuador en una cuenta específica que se denominará "Fondo Especial para Conexiones de Servicio a Consumidores de Bajos Ingresos".
- 5º De conformidad con lo dispuesto en el Art. 11 del Decreto Supremo N° 459-B, la administración de este fondo estará a cargo de INECEL a través de su Gerente General, quien podrá resolver operaciones que no exceden de S/. 1'000.000. En los demás casos la resolución competirá al Directorio, por intermedio de una Comisión Ejecutiva conformada por miembros Directores que representan al Consejo Nacional de Desarrollo CONADE, a las Empresas Eléctricas ante el Directorio de INECEL, a los Colegios de Ingenieros Eléctricos del país; y, por el Gerente General de este Instituto o su Delegado.
- 6º Los recursos del Fondo que no se encuentran utilizados en Préstamos a las Empresas Eléctricas, podrán ser invertidos en títulos de crédito o valores fácilmente converti -



**INECEL**

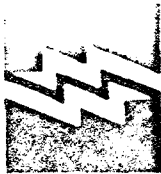
APENDICE 21

3 de 6

bles, en depósitos a plazo o en cualquier otra inversión recuperable a la par, plenamente garantizada, hasta la fe cha de su utilización.

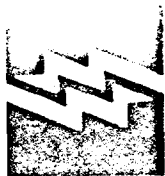
- 7º El monto del crédito a concederse a una misma Empresa se fijará de acuerdo a las necesidades de cada una de ellas, y en ningún caso podrá considerarse como aportado por el Instituto en calidad de acciones.
- 8º Los criterios y prioridades para el uso de estos Fondos, serán señaladas por el Gerente de INECEL, considerando - las recomendaciones de los Directores Ejecutivos de UNE - PER y Finanzas.
- 9º Los préstamos serán concedidos a las Empresas Eléctricas bajo las siguientes condiciones:
  - Plazo: Hasta 10 años
  - Interés: 6% anual
  - Pagos semestrales, siendo el primero pagadero a seis me ses luego de que el proyecto financiado con estos fon - dos haya sido puesto en servicio.

Para garantizar la operación, la Empresa Eléctrica beneficiaria firmará pagarés a nombre de INECEL. Caso de que la Empresa no cumpla con el pago de estos pagarés, INECEL podrá demandar su pago por la vía coactiva, o descontar esos valores de los aportes que INECEL tenga que realizar en la Empresa.



**INECEL**

- 10º El contrato de préstamo deberá contener principalmente lo siguiente:
- a) Nombre del prestatario, dirección y autorización legal para contratar.
  - b) Forma de pago de la amortización.
  - c) Tasa de intereses y forma en que se calcularán los mismos.
  - d) Lugar en que se efectuarán los pagos.
  - e) Forma en que se harán los desembolsos.
  - f) Procedimientos a seguir a caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas del contrato.
  - g) Garantías que se consideren necesarias.
- 11º Los recursos del Fondo podrán ser utilizados únicamente en la ejecución de los proyectos prioritarios considerados en este Reglamento, no pudiendo destinarse estos recursos a gastos administrativos, pago de deudas, ni cualquier otro fin que desvirtúe la naturaleza del Fondo.
- 12º La Empresa interesada en obtener el préstamo del Fondo Especial para Conexiones de servicio a Consumidores de Bajos Ingresos, deberá presentar a INECCEL una solicitud de préstamo, a la que adjuntará toda la información referente al proyecto que se propone realizar.
- 13º La Empresa Eléctrica, con cargo a los Recursos provenientes de este fondo, podrá conceder préstamos a los consumidores de Bajos Ingresos, de las zonas rurales y margi-



**INECEL**

nales de las ciudades, con el fin de ayudarlos a financiar el costo de las acometidas, que excedan los 30 mts. y sus instalaciones interiores.

- 14º El financiamiento por parte de las Empresas Eléctricas a los consumidores de Bajos Ingresos se hará en las condiciones siguientes:
- Plazo: Hasta 36 meses
  - Interés 6 %
  - Pagos mensuales, facturados junto al importe por consumo de energía eléctrica.
- 15º La Unidad Ejecutora del Programa de Electrificación Rural UNEPER, supervisará el avance y la calidad de los proyectos financiados en este fondo, de acuerdo con las condiciones estipuladas en el contrato de préstamo, informando con la misma periodicidad al Directorio de INECCEL, por intermedio del Gerente General.
- 16º El diferencial de interés del préstamo del Kreditanstalt-Bank así como cualquier otro fondo que se adquiriera en el futuro para esta finalidad, serán parte integrante del Fondo Especial para Conexiones de Servicio a Consumidores de Bajos Ingresos.
- 17º El Directorio de INECCEL podrá modificar o ampliar el presente Reglamento de conformidad con las necesidades de operación del Fondo.



**INECEL**

APENDICE 21  
6 de 6

APROBADO en sesión de Directorio del 7 de Abril de 1980,  
Resolución N° 092.

NOTA 1: El salario mínimo vital a que se refiere este -  
artículo, es el vigente para los trabajadores a  
grícolas.

MODIFICADO en Sesión de Directorio del 22 de Julio de 1980,  
Resolución N° 0184

I. PROYECCION DE LA GENERACION DE FONDOS PARA EL PROYECTO

- 1.01 A continuación se incluye un resumen de las fuentes del financiamiento estimadas de la contrapartida local para el proyecto de electrificación rural durante el período de ejecución.

Fuentes y Recursos  
(en miles de US\$)

<u>Aportes</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>Total</u>
Decreto No.306	11.501	-	-	-	11.501
Decreto No.459-B	1.969	1.458	1.348	1.074	5.849
Acuerdo Ministerial No.051	<u>6.533</u>	<u>8.750</u>	<u>10.806</u>	<u>14.152</u>	<u>40.212</u>
Total	<u>20.003</u>	<u>10.208</u>	<u>12.154</u>	<u>15.226</u>	<u>57.562</u>

- 1.02 Las estimaciones anteriores fueron elaboradas sobre la base de las tarifas medias a nivel nacional, previstas en el Plan Maestro de Electrificación, elaborado por INECEL y que se detallan a continuación:

<u>Año</u>	<u>Tarifa Nacional Media (S/kwh)</u>
1980	1.09
1981	1.86
1982	2.24
1983	2.74
1984	3.24
1985	3.64

1. Decreto No 306

- 1.03 A continuación se incluye el detalle por empresa eléctrica de los valores estimados correspondientes al Decreto No. 306, durante 1982:

(en S/ x 1000)					
<u>Año</u>	<u>E.E. Quito</u>	<u>Emelec Inc.</u>	<u>Resto del País</u>	<u>Total</u>	<u>US\$</u>
1982	58.647	135.240	95.659	289.546	11.501

2. Decreto No. 459-B

- 1.04 A continuación se incluye la generación de fondos estimada de la aplicación de este decreto en los créditos que se detallan en el período de ejecución del proyecto.

(en S/ x 1000)					
<u>Año</u>	<u>BID-411/SF-EC</u>	<u>Kreditanstalt</u>	<u>Reino Unido</u>	<u>Total</u>	<u>US\$</u>
1982	23.925	15.028	10.287	49.240	1.969
1983	21.725	5.009	9.739	36.473	1.458
1984	19.525	5.009	9.190	33.724	1.348
1985	13.209	5.009	8.641	26.859	<u>1.074</u>
					<u>5.849</u>

3. Acuerdo Ministerial No.051

- 1.05 A continuación se incluye el detalle del cálculo de la generación estimada de recursos derivada de la aplicación de este decreto durante el período de ejecución del proyecto:

(en S/ x 1000)						
<u>Año</u>	<u>Facturada</u> <u>MWh</u>	<u>Media</u>	<u>Totales</u>	<u>10%</u>	<u>20% elect.</u> <u>rural</u>	<u>US\$</u>
1982	3.646.000	2.24	8.167.000	816.700	163.340	6.533
1983	3.992.000	2.74	10.938.080	1.093.808	218.762	8.750
1984	4.169.000	3.24	13.507.560	1.350.756	270.151	10.806
1985	4.860.000	3.64	17.690.400	1.769.040	353.080	<u>14.123</u>
						<u>40.212</u>

CONSUMO MENSUAL POR ABONADO (Kwh/Abonado/Mes)

SUBPROYECTO	Estadísticas de las Empresas				Análisis Económico			
	Residencial							
	Residencial +Comercial							
	Residencial +Comercial +Industrial				Año			
	Residencial	+Comercial	+Industrial	+Otros	1	8	15	30
COSTA								
ANTO DOMINGO	127,8	158,0	209,5	241,2	89	111	147	241
SMERALDAS	86,9	107,6	-	138,0	61	75	97	138
ANABI	117,0	149,8	-	198,6	82	105	139	199
UAYAS-MILAGRO	72,4	91,9	207,8	220,0	51	64	145	220
ERGURI	90,5	113,0	121,0	138,1	63	79	85	138
ANTA ELENA	90,2	95,5	97,2	97,8	63	67	68	98
OS RIOS	95,3	114,1	157,9	181,5	67	80	110	181
L ORO	94,2	116,7	133,4	-	66	82	93	133
SIERRA								
ARCHI	37,7	42,3	63,4	64,1	30	33	51	64,1
MBABURA	37,7	42,3	63,4	64,1	30	33	51	64,1
JITO	104,7	111,8	-	125,8	73	78	88	125,8
OTOPAXI	67,4	68,5	-	186,2	54	55	112	145,0
JUNGURAHUA	44,0	49,0	-	67,7	35	39	54	67,7
IMBORAZO	44,0	60,4	-	73,2	35	48	59	73,2
OLIVAR	35,0	40,2	41,2	42,4	28	32	33	42,4
ÑAR	44,4	46,7	-	74,5	36	37	60	74,5
UAY	44,4	46,7	-	74,5	36	37	60	74,5
JA	43,8	56,9	82,4	99,8	35	46	66	80



Análisis de Sensibilidad

Para analizar la sensibilidad de la tasa interna de retorno económico (TIR) a cambios en las variables utilizadas en el análisis costo-beneficio se seleccionaron algunos circuitos procurando aquellos que tuvieran una tasa interna diferente y abarcarán zonas de la Sierra y de la Costa. Los resultados logrados son los siguientes:

CIRCUITO	TIR	Costo Energía Insumida (US\$/KWh)		Inversión		Disponibilidad a pagar (costo energía para el usuario)			
						Valor Energía de Sustitución (para el país)		Valor Energía de Sustitución (para el usuario)	
	%	0,05	0,07	-20%	+20%	-20%	+20%	-20%	+20%
S 8308 Latacunga	12,9	13,6	12,1	17,5	11,6	12,1	13,8	11,4	14,3
S 8327 Cebadas	11,7	12,4	10,9	14,2	9,8	10,5	12,8	10,4	12,9
C 8804 Laurel	18,0	19,1	16,8	21,4	15,5	17,0	18,9	15,7	20,1
C 8905 Platanillos	10,1	11,0	9,2	12,5	8,4	9,5	10,8	8,5	11,6
S 8302 Saquisilí	16,1	17,0	15,1						
C 8602 La Lucha	11,7	12,6	10,8						
C 8832 Playas	11,7	12,5	10,8						
C 8912 Piñas	17,1	18,3	15,9						

S: Sierra

C: Costa

DISTRIBUCION DE LOS BENEFICIOS DEL PROGRAMA  
(Valor presente US\$ x 103)

	Flujo Económico	Bajos Ingresos	Altos Ingresos	No Determinados	Trabajadores No calificados	Sector Público (1)
<u>BENEFICIOS</u>						
Producción de Energía	13.124	6.534	3.047	-	-	3.543
Costo del Consumidor	21.652	14.767	6.885	-	-	-
Beneficio al Consumidor Final <sup>2/</sup>	15.346	-	-	-	-	15.346
<u>3/</u>						
Depreciaciones	(21.269)	(885)	(368)	-	1.932	(21.948)
Operación y Mantenimiento	(6.342)	-	-	-	-	(6.342)
Administración y Admisión	(1.949)	-	-	-	-	(1.949)
<b>TOTAL</b>	<u>20.562</u>	<u>20.416</u>	<u>9.564</u>	-	<u>1.932</u>	<u>(11.350)</u>

Beneficio a los Sectores de Bajos Ingresos =  $\frac{20\,416 + 1\,932}{20\,416 + 9\,564 + 1\,932} = 70\%$

Empresas eléctricas son propiedad del gobierno y por lo tanto se las considera "Sector Público".  
Beneficio para el consumidor de la electricidad correspondiente al monto de la tarifa por él pagada no  
pues se anula el beneficio con el costo.  
Costo de la energía insumida por el programa (US\$15 126 923) no figura ya que la cobra y paga el sector