

INDICE

GUATEMALA. PROYECTO HIDROELECTRICO DE PUEBLO VIEJO EN EL RIO CHIXOY. INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION

I.	ANTECEDENTES Y MARCO DE REFERENCIA	1
	A. Antecedentes de la Operación	1
	B. Marco de Referencia del Sector	4
II.	EL PROYECTO	12
	A. Objetivos y Descripción del Proyecto	12
	B. Prestatario	14
	C. Costo Total y Plan de Financiamiento del Proyecto	14
	1. Cuadro de costos	14
	2. Bases de cálculo	16
	3. Fuente y aplicación de fondos	18
	4. Categorías de inversión y su financiamiento	20
	D. Ejecución del Proyecto	26
	1. La Unidad Ejecutora y supervisión técnica	26
	2. Mecanismos de ejecución	27
	3. Operación y mantenimiento de las obras	32
III.	ORGANISMO EJECUTOR DEL PROYECTO	34
	A. Estructura Institucional y Orgánica del INDE	34
	B. Régimen Tarifario del INDE	38
	C. Análisis Financiero Histórico del INDE	41
	D. Proyecciones Financieras del INDE	55
IV.	JUSTIFICACION	63
	A. Viabilidad Técnica	63
	B. Viabilidad Financiera	64
	C. Evaluación Económica	68

APENDICES

- A. Mapa
- B. Costo de Construcción
- C. Monto y Programa de Licitaciones
- D. Cronograma de Obras
- E. Cronograma de Inversiones

APENDICES (Cont.)

- F. Consumo y Producción de Energía
- G. Proyección de Balance de Energía
- H. Proyección de Balance de Potencia
- I. Análisis del Consumo Eléctrico en Guatemala (Servicio Residencial)
- J. Análisis del Consumo Eléctrico en Guatemala
- K. Organigrama del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas
- L. Organigrama del Instituto Nacional de Electrificación
- M. Estados de Situación Analíticos
- N. Detalle de la Deuda del INDE a Largo Plazo
- O. Bases para la Proyección de Resultados
- P. Proyección de Resultados de Explotación
- Q. Bases para la Proyección de Origen y Aplicación de Fondos
- R. Bases para la Proyección del Estado de Situación
- S. Estados de Situación Proyectados
- T. Convenio entre el Gobierno e INDE
- U. Normas Básicas Referentes a las Licitaciones

I. ANTECEDENTES Y MARCO DE REFERENCIA

A. Antecedentes de la Operación

1. La Solicitud

- 1.01 El 2 de febrero de 1975 el Ministro de Finanzas Públicas de Guatemala presentó al Banco una solicitud de préstamo para contribuir al financiamiento del plan de desarrollo de energía eléctrica de Guatemala 1975-1985, cuyo principal proyecto consiste en la construcción de una obra hidroeléctrica en el lugar denominado Pueblo Viejo en el Río Chixoy.

El 18 de abril de 1975, el Gobierno reformuló la solicitud y planteó a los organismos internacionales un esquema de financiamiento para el plan ya mencionado, incluyendo los proyectos hidroeléctricos de Pueblo Viejo, Aguacapa y Geotérmico de Moyuta, así como el financiamiento de los estudios que resulten del Plan Maestro 1985-2000 que prepara Guatemala con la ayuda de la República Federal de Alemania.

El proyecto de Pueblo Viejo representa la primera etapa de desarrollo integral de la Cuenca del Río Chixoy, para lo cual el Gobierno ha solicitado al Banco una cooperación técnica no reembolsable, cuyo objeto es identificar posibilidades de desarrollo de la Cuenca, aprovechando en parte las obras hidráulicas que se localizarían en el tramo medio del mismo río y consoliden el desarrollo de toda el área de influencia. Para ello se elaboraría un programa de desarrollo integral regional, que se estructuraría en base al aprovechamiento de los recursos hidrológicos de la Cuenca e incluiría el estudio de todo el potencial de desarrollo del área en los campos de agricultura, industria, servicios y recursos humanos, así como la definición de la infraestructura necesaria. El área del proyecto es eminentemente rural, con una población de escasos recursos económicos.

- 1.02 A fines de 1975, una misión de Alto Nivel viajó a Washington presidida por el mismo Secretario de Estado, durante el cual se dieron a conocer mayores detalles de dicho Plan a los organismos internacionales.
- 1.03 El 1° de julio de 1975 la Administración del Banco sometió al Directorio Ejecutivo el correspondiente memorándum de consulta, atendiendo las instrucciones que impartiera sobre el procedimiento a seguir en los casos que se contemple el financiamiento del Banco con otras instituciones financieras internacionales. Con ocasión de dicha consulta se presentó un esquema de financiamiento tentativo, el cual fue elaborado sobre la base de las conversaciones que efectuó el Banco con la Misión de Alto Nivel ya mencionada y con los ejecutivos y técnicos del BIRF y del BCIE.

Al respecto, se propuso que el eventual préstamo del Banco para Chixoy se destine principalmente al financiamiento del lote correspondiente a las obras de aducción del proyecto, que consisten en el túnel de conducción, incluyendo el sifón, la chimenea de equilibrio, tubería de presión y casa de máquinas, lo cual debe ser licitado a comienzos de 1976 e iniciar su construcción a fines del mismo año, para cumplir con el cronograma de inversiones del proyecto.

El financiamiento del BIRF para el mismo proyecto se destinaría principalmente a la construcción de la presa, la adquisición del equipo hidromecánico y el sistema de transmisión, cuyos lotes se licitarían durante los años 1977 y 1978. El BCIE financia los estudios geológicos y las obras de acceso de Chixoy desde comienzos del año 1975.

El resto, incluyendo el equipo electromecánico que se licitaría a mediados del año 1976, se financiaría con crédito de proveedores, con recursos del aporte local y con créditos de bancos comerciales, cuyas condiciones serían satisfactorias al BID y al BIRF.

- 1.04 Desde el mes de abril de 1975 hasta la fecha, los técnicos del BIRF y del Banco han trabajado en forma conjunta en todos los aspectos relacionados con el análisis de este proyecto, de manera que su factibilidad técnica, financiera y económica se realice sobre las mismas bases de cálculos. El Gobierno espera negociar en definitiva las operaciones de Pueblo Viejo y Aguacapa con el BIRF en el curso del año 1976, de modo que los contratos respectivos estén en condiciones de ser suscritos a fines del mismo año, previa aprobación de los préstamos por parte del Directorio Ejecutivo de dicha institución y coincidiendo con las necesidades de financiamiento incluidas en el cronograma de inversiones de INDE y del Gobierno de Guatemala, el cual establece (i) iniciar la licitación del equipo hidromecánico a comienzos de 1977 y su fabricación a fines del mismo año; (ii) comenzar la licitación de las obras de la presa a comienzos de 1977 y su construcción a fines de 1978 y (iii) empezar la licitación del sistema de transmisión a mediados de 1978 y su fabricación en el año 1979.
- 1.05 Desde mediados del año 1975, el Ministro de Finanzas Públicas de Guatemala, ha iniciado conversaciones con varios bancos comerciales de los Estados Unidos de América y Europa, tendientes a obtener préstamos directos para: (i) financiar parte del equipo electromecánico, en la eventualidad que no se obtenga crédito de agencias de exportación en términos favorables, o (ii) para financiar parte de la contrapartida local en caso que dichos créditos se consigan en condiciones razonables. Al respecto, el Banco junto con las autoridades de Guatemala, iniciaría gestiones a principios de 1976 para obtener declaraciones de intención de agencias de crédito de exportación para financiar dicho equipo, cuya licitación se debería comenzar a mediados del año 1976 y su fabricación durante el año 1977, según el cronograma de inversiones del proyecto. 1/

1/ En los Apéndices C y D se detallan las fechas de licitación e inicio de las obras del proyecto.

2. Misiones

- 1.06 Durante el estudio de la operación que se propone en este informe de proyecto, el Banco participó en una misión de orientación a fines de 1974 y posteriormente en una misión de análisis que visitó el país en el curso del mes de agosto de 1975.
- 1.07 En noviembre de 1974, el Consejo Nacional de Planificación Económica, solicitó al Banco una asesoría técnica de corta duración para asistir en la elaboración del Plan de Desarrollo de Energía 1975-1985, que incluye entre otros los proyectos de Chixoy, Aguacapa y Moyuta. El informe técnico del experto contratado al efecto, Ing. Eugenio Salazar, se recibió en el Banco en el mes de abril de 1975 y permitió precisar las proyecciones de demanda del programa del INDE, el cronograma de ejecución de los principales proyectos y el costo y financiamiento tentativos de los mismos.
- 1.08 En el mes de marzo de 1975 visitó Guatemala una misión especial del Banco, durante la cual funcionarios del Departamento de Operaciones tuvieron oportunidad de conversar con el Ministro de Finanzas de Guatemala acerca de los aspectos principales de la operación, incluyendo los relacionados con: (i) su eventual financiamiento por parte de los organismos internacionales, de bancos privados y proveedores; y (ii) la posibilidad de contar con la ayuda de los fondos venezolanos provenientes tanto de los Fondos en Fideicomiso por parte del Banco, así como los vinculados con la opción de largo plazo de la facilidad petrolera.
- 1.09 En el mes de septiembre de 1975, una misión especial viajó a Guatemala integrada por el Ingeniero del Comité de Proyecto y un Ingeniero Geólogo contratado por el Banco, con el objeto de verificar los aspectos geológicos del túnel de 26 kms. que incluye el proyecto, lo cual permitió precisar los estimativos de los costos correspondientes, junto con examinar los aspectos principales de carácter técnico vinculados con la construcción de dicho túnel, todo lo cual se ha tenido presente para demostrar la viabilidad del proyecto.

3. Prioridad

- 1.10 El Gobierno de Guatemala ha declarado de alta prioridad el financiamiento del proyecto hidroeléctrico en el Río Chixoy, lo cual fue reiterado con ocasión de una reunión entre el Presidente de la República y el Presidente del BID en el mes de diciembre de 1974, en oportunidad de la visita del Vicepresidente Ejecutivo del BID a Guatemala en mayo de 1975 y con ocasión de la última reunión del Comité del CEP/CIES sobre Guatemala.

B. Marco de Referencia del Sector

1. Antecedentes del Sector Eléctrico de Guatemala

- 1.11 La presentación de este servicio público fue introducida en Guatemala a fines del siglo pasado, y se desarrolló en forma bastante precaria hasta comienzos de la década de 1920. Desde esta época hasta 1961 el suministro de energía estuvo a cargo de una institución privada, la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA).

En 1959, mediante el Decreto del Congreso N° 1287, fue creado el Instituto Nacional de Electricidad (INDE), como agencia autónoma del Gobierno, encargada de la expansión y explotación del sistema eléctrico del país, comenzando sus operaciones a fines de 1961.

El Gobierno en 1972 adquirió el control de EEGSA, comprando la mayoría de sus acciones y de sus servicios hasta 1977 o sea cinco años más de la expiración del plazo original que era de 50 años. Este plazo adicional dará tiempo al Gobierno para planear la reorganización del sector eléctrico, tendiente a consolidar la acción de ambas instituciones.

2. Organización del Sector

- 1.12 En la actualidad el servicio eléctrico es prestado en casi su totalidad (98%) por el INDE y por su principal comprador EEGSA quienes han combinado sus plantas de generación dentro de lo que hoy se denomina el Sistema Nacional Interconectado.

Dentro de este sistema de generación está en forma preponderante a cargo del INDE, mientras que en la distribución es EEGSA, que absorbe la mayor parte (95%) de los consumidores, adquiriendo para tales efectos el 85% de la energía que produce el INDE.

- 1.13 El área del país que cuenta con servicio eléctrico ha sido dividida para fines administrativos y operativos en los siguientes sistemas:

- Sistema Central (SC)
- Sistema Oriental
- Sistema Occidental
- Sistema Atlántico (SA)
- Sistemas aislados

El primero de estos sistemas es el más importante del país, comprendiendo el mercado de la ciudad capital y es servido básicamente por EEGSA con generación propia (35%) y con energía en bloque adquirida al INDE (65%). A partir de fines de 1974 ha quedado interconectado a los sistemas occidental y oriental. El sistema del Atlántico está constituido por la población de Puerto Barrios y zonas ribereñas. Los sistemas aislados están constituidos por pequeños centros municipales, demasiado distantes de la red interconectada y que son atendidos por centrales municipales y privadas.

Dentro de estas zonas se ubican los aproximadamente 215.000 consumidores. La capacidad y el consumo per cápita son del orden de 44 W y 152 Kwh/año, valores éstos que están muy por debajo del promedio latinoamericano.

3. Capacidad Generadora

- 1.14 El sistema eléctrico guatemalteco está abastecido por centrales con una capacidad instalada a fines de 1974 de 225 MW cuya división de acuerdo a las fuentes de generación se indica a continuación:

(en MW)

	<u>Hidro</u>	<u>Vapor</u>	<u>Gas</u>	<u>Diesel</u>	<u>Total</u>	<u>%</u>
INDE	96	33	25	7	161	71
EEGSA	-	30	13	9	52	23
Otras <u>1/</u>	<u>6</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>6</u>	<u>12</u>	<u>6</u>
Total	102	63	38	22	225	100
Porcentaje (%)	(45)	(28)	(17)	(10)	(100)	

- 1.15 En lo que respecta a la generación de energía eléctrica, fue la siguiente a fines de 1974:

(en Gwh)

	<u>Hidráulica</u>	<u>Térmica</u>	<u>Total</u>	<u>%</u>
INDE	329	275	604	67
EEGSA	-	280	280	31
Otras	<u>10</u>	<u>12</u>	<u>22</u>	<u>2</u>
Total	339	567	906	100
Porcentajes (%)	(37)	(63)	(100)	

Los cuadros anteriores muestran una importante proporción de plantas térmicas dentro de la capacidad instalada, participación que se hace más elevada si se considera la generación bruta, ya que la casi totalidad de las centrales hidráulicas funcionan sin regulación multianual.

4. Planificación del Sector

- 1.16 La programación y el desarrollo del sector en lo que a generación se refiere está a cargo del INDE, de acuerdo a lo que establece su carta orgánica.

Con el fin de atender la demanda prevista para la próxima década, INDE debió preparar un programa acelerado 2/ que en los primeros años es puramente térmico y que en el último quinquenio contempla la entrada en operación de dos centrales hidroeléctricas, la de Aguacapa y la de Pueblo Viejo, cuya evaluación es objeto del presente documento.

1/ Trátase de empresas municipales y privadas.

2/ Este programa se describe en detalle en el párrafo 1.22.

- 1.17 La situación que se muestra en los párrafos anteriores está indicando el problema del sector eléctrico guatemalteco, por la importante incidencia de la generación térmica con los altos costos que esto supone para el INDE y para el país, ya que éste debe importar la totalidad de sus necesidades de combustible.

Por estas circunstancias el INDE necesita urgentemente desarrollar nuevas fuentes de generación hidráulica y en tal sentido encaró en 1972 los necesarios estudios para el desarrollo de sus aprovechamientos hidroeléctricos que conllevaron a la selección del proyecto de Pueblo Viejo, que más adelante se evalúa, y que permitirá disminuir significativamente su producción térmica.

Para las etapas posteriores de su programa de desarrollo energético, el INDE tiene bajo estudio con una asistencia del Gobierno Federal de Alemania, un plan maestro de desarrollo a largo plazo 1/ que busca el integral aprovechamiento de los recursos hídricos del país.

Dentro de los planes de la Empresa se considera también la interconexión eléctrica con países vecinos, especialmente El Salvador. Los estudios de factibilidad, cuyo trámite de contratación ya ha sido iniciado, permitirían concretar esta obra de gran utilidad para ambos países. En efecto, Guatemala puede necesitar energía mientras se habilita el proyecto Pueblo Viejo, y a partir de entonces el beneficio lo recibiría El Salvador que podría adquirir los excedentes de producción de esta planta.

5. Mercado

- 1.18 La región cubierta por el Sistema Nacional Interconectado abarca una superficie de aproximadamente 36.000 km² con una población del orden de 3.8 millones de habitantes, o sea las tres cuartas partes de la población del país, donde se concentran las principales ciudades y el desarrollo industrial significativo.

En esta zona se consume prácticamente la totalidad de la producción eléctrica del país y el abastecimiento es realizado en un 98% por el INDE y EEGSA. Prestan servicio todavía en la región algunas pequeñas empresas municipales y privadas, las que paulatinamente van siendo absorbidas dentro de la red nacional. 2/

- 1.19 La estadística de consumo y producción del Sistema Nacional Interconectado para el período 1968/1975 se muestra en el Apéndice F. Las tasas de crecimiento anual promedio que resultan de este cuadro son de un 9% para los consumidores de EEGSA y de un 13% para el sistema abastecido directamente por INDE y otras empresas eléctricas.

1/ Las características de este estudio y su estado de avance se analizan en el párrafo 4.17.

2/ En el párrafo 1.13 y siguientes analízase en detalle la estructura del consumo del Sistema Nacional Interconectado.

Corresponde destacar que el mercado de EEGSA es básicamente urbano, mientras que el del INDE es fundamentalmente rural en pequeños centros poblados.

- 1.20 Las proyecciones de demanda fueron realizadas en distintas oportunidades por diferentes consultores y por técnicos del INDE aplicando metodologías similares que estuvieran basadas en tendencias históricas analizadas comparativamente con el desarrollo demográfico y económico del país representado por el producto bruto, índice de costo de vida y el nivel tarifario.
- 1.21 Para efectos del plan de equipamiento adoptan en este documento las proyecciones preparadas en abril de 1975 por el consultor contratado por el Banco, Ing. Eugenio Salazar, que son similares a las previstas por INDE en el primer quinquenio de las proyecciones, mientras que en el segundo período son mas conservadoras con una tasa de incremento anual del 10% mas acorde con el crecimiento históricamente registrado.

Las cifras del consultor son aumentadas a partir de 1982, año de entrada de Pueblo Viejo. Considérase que la aparición de una abundante energía hidráulica provocará una estabilización de las tarifas con el consiguiente aumento de la demanda que a partir de ese año podría incrementarse a razón del 11% anual. A continuación indícanse las proyecciones adoptadas para la generación y demanda del sistema:

Proyecciones de Demanda

	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
Demanda máxima (MW)	188	212	233	256	280	307	338	372	414	461	514
Producción bruta (GWh)	964	1084	1197	1318	1446	1593	1757	1935	2155	2402	2676

6. Programa de Equipamiento y Balances de Energía

- 1.22 Con el objeto de satisfacer la demanda ha programado un plan de desarrollo de sus instalaciones de generación para el próximo decenio (1975-85) el que se resume a continuación:

	<u>Potencia Instalada</u>	<u>Año entrada en servicio</u>
	MW	
Unidades turbogas:	50	1976
Central a vapor en Escuintla	53	1977
Hidroeléctrica Aguacapa	60	1980
Geotérmica Moyuta	30	1981
Hidroeléctrica Pueblo Viejo	300	1982

1.23 El estado de cumplimiento de este programa es el siguiente:

Unidades turbogas:	Recientemente adjudicada su provisión y montaje.
Central a vapor:	Instalación en proceso.
Hidroeléctrica Aguacapa:	Estudios definitivos contratados.
Geotérmica Moyuta:	Estudio de factibilidad adjudicado.
Hidroeléctrica Pueblo Viejo:	Estudio factibilidad concluido.
	Documentos de licitación prácticamente terminados.

Actualmente INDE está gestionando la financiación externa para la expansión de su sistema, el cual comprenderá además las necesarias instalaciones de transmisión y distribución.

El estado de avance en que se encuentra este programa de equipamiento hasta el año 1982, permite concluir que la demanda correspondiente puede ser cubierta, aunque con un par de bienios críticos donde podrá producirse un déficit o un escaso margen de reserva (ver comentarios sobre el balance de energía en párrafo 1.27).

- 1.24 Aunque la Central de Pueblo Viejo es la última que entrará en servicio, el INDE le ha dado prioridad en el inicio de su construcción, ya que tiene un largo período de ejecución, y por otra parte es la que está más definida en cuanto a sus características de diseño.
- 1.25 Como aún no se ha demostrado la factibilidad del campo geotérmico de Moyuta para la instalación de un turbogruppo, el INDE ha decidido contratar el estudio para la interconexión con El Salvador que le permitirá cubrir el déficit que se presentaría en el bienio 1981/82 en caso de que no pudiera instalarse una central en Moyuta. Esta interconexión le permitiría además colocar los excedentes de potencia y energía que tendría Guatemala cuando entre en operación la hidroeléctrica de Pueblo Viejo.
- 1.26 Este programa de desarrollo del sector energético de Guatemala continuaría siendo financiado con la colaboración de las agencias internacionales, en la forma que se describe a continuación:

Financiamiento del programa del sector 1975-1985
(equivalente US\$ millones)

Proyectos	Año de entrada en servicio	Costo Total	Financiamiento					Proveedores y Bcos. C.
			Gob.	BID	BCIE	BIRF		
1. Unidades turbogas	1976	8,8	1,0	-	-	-		7,8
2. Central a vapor en Escuintla	1977	21,5	21,5	-	-	-		-
3. Hidroeléctrica de Aguacapa	1980	59,3	22,6	-	-	36,7		-
4. Geotérmica de Moyuta	1981	30,1	9,4	19,4	1,3	-		-
5. Hidroeléctrica de Pueblo Viejo	1982	340,9	130,1	105,0	5,4	65,0		35,4
Totales		460,6	184,6	124,4	6,7	101,7		43,2
%		100,0	40,0	27,0	1,5	22,1		9,4

Balances de Energía y Potencia

- 1.27 En los Apéndices G y H se muestran los balances correspondientes para el período 1975/85, los que se comentan a continuación en forma separada:

(a) Balance de energía

- 1.28 La comparación se hace con base en la energía firme correspondiente al año crítico para las centrales hidráulicas, y al año medio cuando debe agregarse la energía secundaria por el mayor caudal aportado a dichas hidroeléctricas.

Analizando los resultados de este balance nótese que de presentarse un año de escasa hidraulicidad en los bienios 1975/76 y 1980/81, produciríase un déficit o un muy reducido excedente de energía firme que podría obligar a efectuar cortes del servicio.

A partir de la entrada de la hidroeléctrica de Pueblo Viejo preséntase un elevado excedente de energía que va disminuyendo progresivamente a medida que crece el consumo. Este excedente podría utilizarse en su-plantar prácticamente la totalidad de la producción térmica o para la exportación a un país vecino que podría ser El Salvador, en caso de justificarse y concretarse esta interconexión, la que además tendría la ventaja de suplir los eventuales déficits de los años 1980/81.

(b) Balance de potencia

- 1.29 La situación en cuanto a capacidad se refiere es bastante similar a la del balance anterior, aunque la probabilidad de déficit ocurriría algo desfasada respecto a la de energía.

Puede anotarse asimismo que la capacidad que aportará al sistema la planta de Chixoy ocasionará por tres años un excedente de potencia que alcanzará hasta el año 1985 en que se llega al límite recomendado de margen de reserva o sea un 20%. Consecuentemente deberá preverse para el año siguiente a la entrada de una central de punta ya que todavía existe un excedente adecuado de energía.

- 1.30 Como conclusión de los balances realizados, puede destacarse el hecho de que el sistema de generación del INDE necesita la entrada en operación de una planta en 1982, pues de lo contrario se producirían en los años subsiguientes déficits de energía y potencia. La mejor alternativa la constituye la hidroeléctrica de Pueblo Viejo, ya que es el único proyecto de este tipo con el nivel de definición que permite iniciar su construcción tan pronto se termine el proceso de licitaciones.

7. Préstamos anteriores de las agencias internacionales

- 1.31 En el año 1963 el BID otorgó al INDE el préstamo 81/OC equivalente a US\$3,1 millones, para colaborar en la construcción de la planta hidroeléctrica "Los Esclavos" (13 MW) y su respectiva línea de transmisión hasta la ciudad de Guatemala, cuyo costo total alcanzó el equivalente de US\$5,1 millones. El préstamo, que cumplió con sus objetivos, se terminó de desembolsar el 18 de junio de 1966.
- 1.32 En los años 1967 y 1968 el BIRF aprobó 2 préstamos a Guatemala por un total equivalente de US\$22 millones con el objeto de colaborar en el programa de desarrollo eléctrico del país, mediante la ejecución de los proyectos hidroeléctricos Jurún-Marinalá (60 MW) y de Vapor Escuintla, los cuales se completaron y están funcionando satisfactoriamente. El BIRF continuará participando en el financiamiento de los proyectos hidroeléctricos del INDE, especialmente Pueblo Viejo y Aguacapa.
- 1.33 En 1971 el AID concedió un préstamo equivalente a US\$7,0 millones para electrificación rural.
- 1.34 En noviembre de 1974, el BCIE aprobó préstamos por el equivalente de US\$7,8 millones, con el objeto de colaborar en la construcción de obras preliminares de este proyecto (equivalente US\$5,4 millones) y estudios geológicos complementarios al informe de factibilidad de Pueblo Viejo.

8. Importancia Nacional del Proyecto

- 1.35 El sector eléctrico y especialmente el proyecto hidroeléctrico Pueblo Viejo son de importancia nacional como promotores del desarrollo socioeconómico del país, ocupando la más alta prioridad dentro de las políticas del gobierno y beneficiando en el futuro a un extenso espectro de usuarios, sectores y regiones. La realización del proyecto Pueblo Viejo constituye la forma más económica para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica relacionada con un crecimiento económico sostenido.

- 1.36 El proyecto está planteado dentro de los objetivos del Plan de Desarrollo 1975-79 y constituye un prerrequisito a un crecimiento económico de 7,5% por año, necesario para alcanzar el objetivo central de elevar el nivel de vida de toda la población. El proyecto favorecerá directamente el alcance de las metas de crecimiento económico, mejor distribución del ingreso entre clases sociales y regiones, reducción de la dependencia económica externa y ahorro de divisas, estabilidad del nivel de precios a través de la contracción de los costos de producción, y el aprovechamiento racional de los recursos naturales del país.
- 1.37 Dentro del plan de desarrollo sectorial de energía, el proyecto Pueblo Viejo constituye, en combinación con el programa de electrificación rural e interconexión de los sistemas eléctricos, la medida decisiva para poder satisfacer la demanda energética creciente, desarrollando racionalmente los recursos nacionales de energía, optimizando la producción de energía y sustituyendo las fuentes de energía a base del petróleo y de otros combustibles vegetales.

II. EL PROYECTO

A. Objetivos y Descripción del Proyecto

- 2.01 El Proyecto tiene como propósito ampliar el sistema de generación del INDE mediante la construcción de una central hidroeléctrica en el tramo medio del Río Chixoy, con una potencia a instalarse de 300 KW y una energía media producible de 1.650 GWH al año. 1/

El proyecto de Pueblo Viejo representa la primera etapa de desarrollo integral de la Cuenca del Río Chixoy, para lo cual el Gobierno ha solicitado al Banco una cooperación técnica no reembolsable, cuyo objeto es identificar posibilidades de la Cuenca aprovechando en parte las obras hidráulicas que se localizarían en el tramo medio del mismo río y consoliden el desarrollo de toda el área de influencia. Para ello se elaboraría un programa de desarrollo integrado regional, que se estructuraría en base al aprovechamiento de los recursos hidrológicos de la Cuenca e incluiría el estudio de todo el potencial de desarrollo del área en los campos de la agricultura, industria, servicios y recursos humanos, así como la definición de la infraestructura necesaria. El área del proyecto es eminentemente rural, con una población de escasos recursos económicos.

- 2.02 El proyecto consiste de: (i) una presa de enrocado en el sitio denominado Pueblo Viejo; (ii) un vertedero de descarga; (iii) un túnel de conducción de cerca de 26 kilómetros de longitud; (iv) una planta ubicada en Quixal con una casa de máquinas de una capacidad total de 300 MW; y (v) una línea de transmisión desde la Central hasta la ciudad de Guatemala, de alrededor de 120 kilómetros de longitud.
- 2.03 El proyecto está ubicado en el centro del país, a una distancia de aproximadamente 80 kilómetros en línea recta de la ciudad de Guatemala, en una región montañosa, con elevaciones que oscilan entre los 300 y 3.000 metros.
- 2.04 En la zona del proyecto, el Río Chixoy describe una larga S de aproximadamente 58 kilómetros de longitud con un descenso de alrededor de 400 metros. Esta caída es aprovechada con una presa que almacenaría un embalse multianual 2/ de 424 millones de m³ a ubicarse en el extremo aguas arriba de esta doble curva en el sitio denominado Pueblo Viejo y una planta de generación localizada en el extremo aguas abajo en un punto llamado Quixal. Entre ambas estructuras se construirá un túnel de conducción del agua con una longitud aproximada de 26 kms.

1/ En el párrafo 2.07 se comparan estas cifras con el costo del proyecto.
2/ Este embalse permite regular el 90% de los caudales del río, con una probabilidad de ocurrencia del 98%.

2.05 El esquema descrito que se muestra en el Apéndice A se concretaría en la ejecución de las siguientes obras:

- (i) Obras de embalse y toma: Estarán constituidas por una presa de enrocado con núcleo impermeable de altura del orden de 105 mts., y volumen de aproximadamente 2.700.000 m³; un vertedero libre, pero en el que se dejarán los elementos para un posterior montaje de compuertas; y la instalación de la estructura de bocatoma. Comprenden además la construcción de dos túneles de desvío de 935 mts. de longitud y un diámetro de 7,10 mts., uno de los cuales funcionará como descargador de fondo con su correspondiente válvula de admisión.
- (ii) Obras de aducción: Abarcan la construcción de un túnel de carga que comprende tres tramos: el primero entre la presa de Pueblo Viejo y el sitio de Aguas Blancas con una longitud de 7.700 mts.; el segundo que corresponde al cruce del Río Chixoy en el punto mencionado y constituido por un sifón de aproximadamente 400 mts. de longitud; y el tercero entre Aguas Blancas y la casa de máquinas de Quixal con una longitud de 17.900 mts. El tramo de túnel entre la bocatoma y la almenara irá totalmente revestido en concreto y tendrá un diámetro de aproximadamente 4,90 mts. La estructura de la almenara estará constituida por dos cámaras, inferior y superior, conectadas por un pozo vertical. Entre la almenara y el portal de salida el túnel irá con blindaje de acero y disminuirá su diámetro a unos 3,65 mts.
- (iii) Tubería de presión: Irá superficialmente enterrada en una longitud de aproximadamente 1.250 mts. y con un diámetro de 3,65 mts. terminando en el distribuidor de entrada a la casa de máquinas.
- (iv) Casa de máquinas y Subestación elevadora: Incluye el siguiente equipo principal:
 - 5 turbinas Pelton de 69.000 HP cada una.
 - 5 generadores de 60 MW c/u - 13,8 KV - 60 Hz.
 - 16 transformadores monofásicos de 20 MVA c/u - 13,8/230 KV.
 - El patio de conexiones a doble barraje contendrá cinco módulos para la llegada de los transformadores, dos módulos para las salidas de líneas 230 KV, un módulo de acople de barras y un módulo de medición.
- (v) Sistema de transmisión: Estará constituido por una línea a doble circuito a 230 KV, con conductores de aluminio acero soportados por estructuras metálicas. La longitud aproximada de esta línea entre la subestación Quixal y Guatemala es de 120 Kms. En esta ciudad deberá instalarse una subestación reductora 230/69 KV con los correspondientes módulos de llegada de transformación y alimentación a la ciudad.

- (vi) Obras auxiliares: Se prevé la construcción y el mejoramiento de aproximadamente 70 Kms. de caminos de acceso a los distintos frentes de trabajo y la instalación de un campamento para la dirección de obras.

B. Prestatario

- 2.06 Como surge de numerosos informes jurídicos anteriores, la República de Guatemala tiene amplias facultades legales para actuar en calidad de prestatario.

C. Costo Total y Plan de Financiamiento del Proyecto

1. Cuadro de costos

- 2.07 El costo total del proyecto se estima en el equivalente de US\$340.874.000, de acuerdo con el siguiente detalle: 1/

1/ En el Apéndice B se detalla el costo de construcción del Proyecto. Los estimados de costos del Proyecto se basan en los estudios de factibilidad y prefactibilidad de aprovechamiento del Río Chixoy que fueron elaborados por el consorcio de firmas consultoras LAMI y financiados por el Banco Mundial. (LAMI: Lahmeyer International-GMBH (Rep. Federal de Alemania), Motor Columbus S.A. (Suiza) e International Engineering Co. (USA).)

(equivalente en miles de US\$)

R U B R O S	Costos Directos en Moneda	Costos en Moneda	Total	%
	Extranjera 1/	Local		
1. <u>Ingeniería y Administración</u>				
1.1 Ingeniería y supervisión	10.282	2.421	11.703	
1.2 Administración y gastos generales	-	5.187	5.187	
Total Categoría 1	10.282	7.608	17.890	5,2
2. <u>Costo Directo Construcción</u>				
2.1 Lote A (Obras complementarias)	4.920	10.330	15.250	4,5
2.2 Lote B (Aducción casa mecánica)	49.895	31.114	81.009	23,8
2.3 Lote C (Desvío, Presa, Vertedero)	17.706	10.132	27.838	8,2
2.4 Lote D ₁ (Equipo mecánico)	12.971	1.414	14.385	4,2
2.5 Lote D ₂ (Equipo eléctrico)	12.420	1.380	13.800	4,0
2.6 Lote D ₃ (Equipo hidromecánico)	7.145	820	7.965	2,3
2.7 Lote E (Sistema transmisión)	10.209	1.605	11.814	3,5
Total Categoría 2	115.266	56.795	172.061	50,5
3. <u>Gastos Financieros</u>				
3.1 Intereses préstamos BID	11.724	-	11.724	
3.2 Comisiones crédito y compromiso BID	2.408	-	2.408	
3.3 Intereses préstamo BIRF	13.552	-	13.552	
3.4 Comisión préstamo BIRF	1.007	-	1.007	
3.5 Intereses préstamo BCIE	324	-	324	
3.6 Intereses préstamo Prov.	7.091	-	7.091	
3.7 Comisión préstamo Prov.	355	-	355	
3.8 Comisión de Inspección y Vigil.	900	-	900	
Total Categoría 3	37.361	-	37.361	11,0
4. <u>Gastos sin Asignación Específica</u>				
4.1 Imprevistos generales	14.463	7.621	22.084	
4.2 Provisión escalación	63.044	28.434	91.478	
Total Categoría 4	77.507	36.055	113.562	33,3
Costo Total	240.416	100.458	340.874	100,0
Porcentaje	70,5	29,5	100,0	

Cabe destacar que este proyecto, el de mayor magnitud en Centroamérica, tanto entre los que están en servicio como en activa consideración, tiene un costo por capacidad instalada de US\$1.130/KW que puede considerarse

1/ No incluye costos indirectos, según lo explicado en el párrafo 2.13.

elevado para instalaciones de este tipo. Sin embargo, la producción de 1.650 GWh con un alto porcentaje de energía firme, se compara favorablemente en cuanto a costo de producción se refiere con los correspondientes a una generación térmica, que en el momento actual sería la única alternativa de equipamiento para cubrir la demanda en 1982 año de terminación del proyecto Pueblo Viejo. En efecto el costo de generación de este proyecto, de aproximadamente US\$26 mills./KWh, es un 25% inferior al de una producción térmica equivalente que sería de US\$32,5 mills./KWh.

2. Bases de cálculo

- 2.08 La determinación de los costos del proyecto se hizo a nivel de precios de mediados de 1975, y con el supuesto de que, con excepción de los contratos de obras complementarias 1/, la totalidad de las licitaciones sería adjudicada a oferentes extranjeros.
- 2.09 La estimación de costos de obras civiles preparada por el consultor, estuvo basada en presupuestos elaborados por especialistas en la materia que trabajan con firmas constructoras y que fueron contratados independientemente para estos efectos. Se puso especial énfasis a aquellas partes del proyecto que tienen mayor incidencia en su costo directo. Con este criterio se calcularon con todo detalle, los precios unitarios del túnel de carga y de la presa, estructuras que representan el 65% del costo de las obras civiles.

Con respecto a los equipos su costo se obtuvo con base en cotizaciones proforma recibidas de proveedores americanos y europeos.

- 2.10 En ocasión de la Misión de Análisis se efectuó la revisión de costos, encontrándose que los mismos en términos generales, eran razonables y se adecúan a los obtenidos en proyectos similares. Sin embargo, en vista de: (i) la magnitud y complejidad de las obras de aducción, cuyo costo representa el 47% de los costos directos y su período de ejecución marca el camino crítico de los trabajos, y (ii) que las mismas serían financiadas por el Banco, se consideró necesario contratar un experto para revisar los aspectos geológicos de estas obras y efectuar una revisión del presupuesto y período de ejecución de las mismas.
- 2.11 Esta consultoría fue contratada por el Banco con el experto en ingeniería geológica y mecánica de suelos Ing. Andrew Merritt, el que está asociado con el Profesor Don Deere, integrante este último de varios "Boards of Consultants" que prestan su asesoría en proyectos financiados por el Banco. El informe preparado por este experto

1/ Consisten en la construcción de caminos de acceso, campamentos y compra de tierras, que se estimaron en el equivalente de US\$15,3 millones.

suministra su interpretación de la geología que se encontraría en el trazado del túnel y obras conexas, los problemas que podrían surgir y la influencia que éstos tendrían en el rendimiento de avance en la excavación y en la previsión de estructuras soporte de la roca.

Lo anterior permitió a los técnicos del Banco recalcular el costo de las obras de aducción y su período de ejecución. Estos nuevos estimativos suponen un incremento del 18% con respecto al presupuesto preparado por LAMI para la aducción y una extensión de aproximadamente un año en la finalización del proyecto. El aumento de estos costos fue tenido en cuenta en la evaluación que se efectúa en el Capítulo IV para demostrar la viabilidad del proyecto.

Ingeniería y Administración (equivalente US\$17.890.000)

- 2.12 Los costos de Ingeniería y Supervisión de este rubro alcanzaron el equivalente de US\$11,7 millones y se estimaron como un porcentaje del costo directo, en este caso el 7% que es habitual para este tipo de proyectos. Se incluye dentro de los mismos los honorarios y gastos correspondientes a la Junta de Consultores Especiales, cuyas funciones se detallan en el párrafo 2.31. Para la estimación de costos se ha supuesto que el grupo de Consultores efectúe un promedio de cuatro a cinco visitas al terreno por año, de carácter periódico u ocasional.

Dichos viajes incluyendo el tiempo para la preparación de informes, insumirían unos ocho días por viaje. Se supone en base a la experiencia anterior, que cada consultor cobraría US\$400 diarios por concepto de honorarios y recibiría US\$100/día por viáticos y otros gastos. El costo de los pasajes se estima en US\$1.000 y la duración de los servicios en seis y medio años que sería el tiempo de ejecución del proyecto.

Con estas bases se realiza la estimación de costos de este rubro que integra la categoría de ingeniería:

Honorarios	-	4 x 8 días x US\$400 x 30 viajes	=	US\$384.000
Viáticos	-	4 x 8 días x US\$100 x 30 viajes	=	96.000
Transporte	-	4 x US\$1.000 x 30 viajes	=	<u>120.000</u>
TOTAL				<u>US\$600.000</u>

Los costos locales se basan en los mismos supuestos anteriores, incluyendo los gastos de administración del INDE imputables a este rubro.

Costo Directo de Construcción (equivalente en US\$172.061.000)

- 2.13 El componente externo de los costos de construcción estaría constituido por el costo de materiales importados incorporados a la obra, la

maquinaria de construcción y la mayor parte del "over head" de los contratistas 1/. El costo local estaría representado básicamente por la mano de obra y materiales nacionales así como el resto del "over head" de la empresa constructora. En lo que se refiere a los equipos, el costo externo de los mismos está representado por el costo FOB, los transportes y seguros marítimos, y la supervisión del montaje. El componente local incluye el transporte terrestre y los gastos de montaje relacionados con la mano de obra no especializada.

Gastos financieros (equivalente US\$37.361.000)

- 2.14 La estimación de los gastos financieros se basa en las condiciones de los distintos créditos que se contemplan para cubrir el costo externo del proyecto. Los gastos financieros relacionados en la línea de crédito complementario (LCC), que no se incluye en los costos del proyecto, alcanzaría al equivalente de US\$4.239.000 y figuran en las proyecciones financieras del INDE a partir de 1976.

Gastos sin Asignación Específica (equivalente US\$113.562.000)

- 2.15 Los imprevistos para las obras civiles se calcularon teniendo presente su complejidad y magnitud en tanto que para los equipos se consideraron los márgenes de precisión acostumbrados. Es así como para las obras de aducción se adoptó un imprevisto del 20%, para la presa el 15%, para el resto de las obras civiles un 10%, y para los equipos y materiales un 5%. Para la provisión de escalación se adoptaron los coeficientes establecidos por las unidades técnicas del Banco que suponen para la moneda extranjera un incremento anual acumulado del 10% para las obras civiles y del 12% para los equipos. Para la moneda nacional adoptóse una escalación del 10% anual.

3. Fuente y Aplicación de Fondos

- 2.16 El proyecto se financiaría con la colaboración del BID, del BIRF, del BCIE y de otras agencias de créditos. El Banco utilizaría los recursos: (i) del FOE de libre disponibilidad, (ii) del Fondo Venezolano de Fideicomiso (FVF) y (iii) del Capital Ordinario mediante una línea de crédito complementario (LCC).

1/ No se han previsto costos indirectos en divisas ya que no se considera la importación de materia prima para transformar y se estima que la maquinaria de construcción se depreciará totalmente en el transcurso de los trabajos dada la duración de los mismos.

(equivalente en miles de US\$)

<u>Fuentes</u>	<u>Fuente de Fondos</u>		<u>Gastos a Financiarse</u>		<u>Total</u>	<u>%</u>
	<u>Extranj.</u>	<u>Local</u>	<u>Extranj.</u>	<u>Local</u>		
<u>Préstamo BID</u>						
(i) FOE	45.000	-	45.000	-	45.000	
(ii) FVF	45.000	-	45.000	-	45.000	
(iii) LCC	15.000		15.000		15.000	
Total BID	105.000		105.000		105.000	30,8
<u>Préstamo BIRF</u>	65.000	-	65.000	-	65.000	19,1
<u>Préstamo BCIE</u>	5.400	-	5.400	-	5.400	1,5
<u>Financiamiento</u>						
<u>Paralelo 1/</u>	35.362	-	35.362	-	35.362	10,4
<u>Aporte Local 2/ y 3/</u>	-	130.112	29.654	100.458	130.112	38,2
TOTAL	210.762	130.112	240.416	100.458	340.874	100,0
PORCENTAJES	(61,8)	(38,2)	(70,5)	(29,5)	(100,0)	

1/ Incluye el financiamiento de proveedores

2/ Incluye los recursos presupuestarios normales del Gobierno de Guatemala y el financiamiento proveniente de la opción a largo plazo del sistema de facilidad petrolera convenido entre Guatemala y el Fondo de Inversiones de Venezuela.

3/ La moneda extranjera a financiar por el prestatario se descompone así:

<u>Rubros</u>	<u>Montos</u> (en miles US\$)
Pago inicial de los equipos con financiamiento de proveedores	2.539
Provisión escalación no contemplada en los préstamos	15.930
Comisiones de los préstamos	3.770
Intereses de los préstamos del BCIE y proveedores	7.415
Total	29.654 =====

4. Categorías de inversión y su financiamiento

2.17 Las inversiones del proyecto se estiman que serían financiadas de la siguiente manera:

(equivalente en miles de US\$)

	TOTAL	Aporte Local		BID	BIRF	BCIE	PROV
		Costo	Costo				
		Div.	Local				
Divisas para gastos externos							
Ingeniería y Administración							
Ingeniería y supervisión	12 703	-	2 421	10 282	-	-	-
Administración y Gastos Generales	5 187	-	5 187	-	-	-	-
Total Categoría 1	17 890	-	7 608	10 282	-	-	-
Gasto Directo Construcción							
Lote A (Obras complementarias)	15 250	-	10 330	-	-	4 920	-
Lote B (Aducción casa máquinas)	81 009	-	31 114	49 895	-	-	-
Lote C (Desvío, Presa, Vertedero)	27 838	-	10 132	-	17 706	-	-
Lote D ₁ (Equipo mecánico)	14 385	1 297	1 414	-	-	-	11 6
Lote D ₂ (Equipo eléctrico)	13 800	1 242	1 380	-	-	-	11 1
Lote D ₃ (Equipo hidromecánico)	7 965	-	820	-	7 145	-	-
Lote E (Sistema Transmisión)	11 814	-	1 605	-	10 209	-	-
Total Categoría 2	172 061	2 539	56 795	49 895	35 060	4 920	22 8
Gastos Financieros							
Intereses préstamo BID	11 724	-	-	11 724	-	-	-
Comisiones crédito y comprom. BID	2 408	2 408	-	-	-	-	-
Intereses " BIRF	13 552	-	-	-	13 552	-	-
Comisión " "	1 007	1 007	-	-	-	-	-
Intereses " BCIE	324	324	-	-	-	-	-
Intereses " Prov.	7 091	7 091	-	-	-	-	-
Comisión " "	355	355	-	-	-	-	-
Comisión Inspec. y Vigilancia	900	-	-	900	-	-	-
Total Categoría 3	37 361	11 185	-	12 624	13 552	-	-
Gastos sin Asignación							
Imprevistos generales	22 084	-	7 621	9 670	3 524	-	1 2
Provisión escalación	91 478	15.930	28 434	22 529	12 864	480	11 2
Total Categoría 4	113 562	15.930	36 055	32 199	16 388	480	12 5
Total	340 874	29 654	100 458	105 000	65 000	5 400	35 3
Porcentaje	(100,0)	(8,7)	(29,5)	(30,8)	(10,1)	(1,5)	(10,

Condiciones y Uso de Recursos del BID

- 2.18 El financiamiento del BID, que sería hasta un monto equivalente de US\$105 millones, se utilizaría de la siguiente manera:
- (i) Un préstamo por el equivalente de US\$45 millones en divisas con cargo al Fondo para Operaciones Especiales de libre disponibilidad, el cual se otorgaría con un interés del 1% durante el período de gracia y 2% en adelante, comisión de crédito de 0,5%, plazo de gracia de 10 años y amortización de 40 años.
 - (ii) Un préstamo por el equivalente de US\$45 millones en divisas con los recursos del Fondo Venezolano de Fideicomiso que se otorgaría con un interés del 8% anual, comisión de compromiso de 1 1/4%, plazo de gracia 6 años y amortización de 25 años.

Los dos préstamos mencionados se destinarían a la adquisición de bienes y servicios a través de competencia internacional, relacionados con la construcción de las obras de aducción, la casa de máquinas y la ingeniería y supervisión del proyecto.

- (iii) Una línea de crédito complementaria por el equivalente de US\$15 millones de Capital Ordinario, la cual se destinaría a financiar el pago inicial (down payment) que se requiere para las obras de aducción del proyecto.

Condiciones y Uso de los Recursos del BIRF

- 2.19 El préstamo del BIRF se estima que alcanzaría al equivalente de US\$65 millones, suma que se destinaría a la adquisición de bienes y servicios a través de competencia internacional, para: (i) iniciar la construcción del desvío y la presa a fines de los años 1977 y 1978 respectivamente; (ii) la adquisición del equipo hidromecánico durante 1977; y (iii) los equipos y materiales de transmisión en 1978. El préstamo del BIRF, que se otorgaría directamente al Gobierno de Guatemala, tendría un interés del 8,5%, comisión de compromiso de 0,75%, plazo de gracia de 6 años y amortización de 15 años.

Condiciones y Uso de los Recursos del BCIE

- 2.20 El BCIE otorgó al Gobierno de Guatemala un préstamo por el equivalente de US\$5,4 millones para iniciar la construcción en 1975 de las obras de acceso del proyecto, con interés del 8%, comisión de compromiso de 0,75%, plazo de gracia de 5 años y amortización de 15 años. El financiamiento del BCIE se complementaría mediante un préstamo del equivalente de US\$10 millones para absorber el aumento de costos previstos de las obras de acceso ya mencionadas, con las mismas condiciones 1/.

1/ Este financiamiento adicional no se incluye por el momento en el esquema de financiamiento del proyecto.

Créditos de proveedores y otros

- 2.21 Se prevé que con crédito de proveedores y otros 1/ equivalente a US\$35.362.000 se financiaría el 90% del costo CIF de los equipos electromecánicos. Se espera obtener para las dos adquisiciones contempladas, o sea turbinas y generadores/transformadores, créditos con períodos de gracia hasta la puesta en servicio, plazo de amortización de 10 años a partir de dicho período, e intereses del orden del 8%.
- 2.22 El Gobierno de Guatemala ha explorado con varios bancos comerciales de Estados Unidos y Europa la posibilidad de obtener préstamos directos por aproximadamente US\$30 millones, los cuales serían usados para financiar parte del equipo, en caso de que los créditos de proveedores para los mismos no estén disponibles en condiciones favorables; o para financiar parte de los costos a cargo del aporte local si se obtienen créditos de proveedores convenientes. En relación a estos créditos, el Banco en conjunto con las autoridades de Guatemala iniciará conversaciones con agencias de financiamiento de exportaciones, a principios de 1976.
- 2.23 En resumen el componente externo del proyecto quedaría financiado de la siguiente manera: (i) el propuesto préstamo del BID totalmente en divisas cubriría la ingeniería, las obras de aducción y la casa de máquinas, (ii) el crédito del BIRF absorbería las obras de la presa y vertedero, el equipo hidromecánico, y los equipos y materiales de transmisión; (iii) con crédito de proveedores se financiaría el 90% del costo CIF de los equipos electromecánicos; (iv) con préstamos otorgados por el BCIE se atendería el pago de las obras de acceso; y (v) con recursos del aporte local se cubrirían el equivalente de US\$29.654.000 por concepto de costos externos, monto que podría reducirse de acuerdo con lo expresado en el párrafo anterior.

Todos los préstamos citados cubrirían: (i) los respectivos gastos sin asignación específica en la medida que éstos no sobrepasen los montos de los préstamos; y (ii) los intereses durante la construcción, con excepción de los intereses de créditos de proveedores y del BCIE que quedarían a cargo del aporte local.

Con cargo al mismo aporte local se haría el pago inicial de los contratos del equipo electromecánico, de las comisiones de los créditos y de los costos de escalación que no fueran cubiertos por los créditos externos.

- 2.24 La estructura de financiamiento que se ha previsto para la moneda extranjera, se considera adecuada, ya que con los préstamos de los bancos

1/ Incluye créditos de exportación de entidades oficiales.

internacionales de crédito, se cubrirían los gastos de los contratos de ingeniería, obras civiles, y los de aquellos equipos y materiales que no son atractivos para obtener crédito de proveedores.

El monto que se ha previsto para crédito de proveedores guarda relación con las condiciones normales de este tipo de financiamiento. Se considera además que los equipos elegidos para este financiamiento son los más adecuados para obtener un préstamo en condiciones razonables, en virtud del alto grado de elaboración y tecnología que requiere esta fabricación.

- 2.25 En el contrato se incluirían las disposiciones pertinentes de modo que antes del primer desembolso del préstamo, el Gobierno deberá presentar a satisfacción del Banco prueba de que ha obtenido las cartas de intención de financiamiento de proveedores y/o bancos comerciales que permitan la completa y continua ejecución del proyecto 1/.

Aporte Local

- 2.26 El aporte local para el financiamiento de este proyecto se calcula en equivalente de US\$130.112.000, de los cuales el equivalente de US\$60.112.000 sería financiado con recursos propios del Gobierno de Guatemala y el equivalente de US\$70.000.000 restantes con fondos provenientes de la opción a largo plazo de la facilidad petrolera convenida por el Gobierno de Guatemala y el Fondo de Inversiones de Venezuela.

Asimismo, el análisis de los recursos presupuestarios y de lo previsto en el Plan Nacional de Desarrollo del Gobierno, permite prever de que el Estado no afrontaría dificultades para hacer efectivo su aporte al Proyecto durante el período de ejecución 2/.

Uso de recursos del FOE

- 2.27 Se considera adecuado el uso del Fondo para Operaciones Especiales para el financiamiento parcial del proyecto, en atención a que Guatemala es un país de menor desarrollo relativo y que Centroamérica es una de las regiones que más ha sufrido el impacto del aumento del precio del petróleo. En efecto el aumento de la generación hidroeléctrica representa uno de los rubros de mayor interés para países en desarrollo, particularmente Guatemala, ya que implica un ahorro sustancial de los recursos destinados a la compra de combustible derivados del petróleo utilizado en la generación de electricidad. En este sentido, el proyecto de Chixoy limita las necesidades de importación de dichos combustibles, cuyos precios han mostrado una tendencia ascendente,

1/ Ver Proyecto de Resolución.

2/ Ver párrafo 4.07 en donde se analiza el impacto del aporte local en relación a los recursos locales.

contribuyendo de esta manera a aliviar la situación de la balanza de pagos del país, la cual mostró un déficit considerable en 1974 debido al alza de dichos combustibles en el mercado internacional. El monto elevado de la inversión prevista y el largo período de construcción de la obra hacen necesario un esfuerzo nacional de gran magnitud, que requiere el apoyo financiero en plazos y condiciones relativamente concesionarios.

Uso de los recursos del FOE de libre disponibilidad

De conformidad con lo establecido en el Documento GP-35-1 del 26 de setiembre de 1975, la ventaja especial que ofrecen los recursos del FOE de libre disponibilidad en esta operación es que, además de tener las condiciones favorables propias de dichos recursos, pueden emplearse en estas circunstancias para la adquisición de bienes y servicios dentro de un ámbito geográfico similar al de los recursos ordinarios de capital y del Fondo Venezolano de Fideicomiso, que se utilizarían para solventar la licitación del lote correspondiente a las obras de aducción que financiaría el Banco.

El análisis de esta operación permite concluir que la utilización de recursos de libre disponibilidad tanto del punto de vista del precio como del tipo de bienes que se adquiriría, sería de beneficio sustancial para este país de menor desarrollo relativo.

En efecto, el financiamiento del Banco se estructuró después de examinar varias alternativas posibles de uso de recursos. La alternativa propuesta en este documento presenta la ventaja de significar un menor costo directo, ya que las licitaciones a efectuarse en un mercado no restringido, y por lo tanto de mayor competencia, posibilitarían la presentación de ofertas con métodos de mayor rendimiento en avance para la construcción de túnel de aducción, el cual como se explica más adelante, determina el período de ejecución de la totalidad del proyecto.

Cabe señalar que los recursos del FOE de libre disponibilidad se estima que alcancen a alrededor de US\$55 millones a fines de 1977 y continúen acumulándose en años posteriores. Asimismo, el ámbito de elegibilidad para la adquisición de bienes y servicios en recursos del FOE, se vería ampliado con la incorporación de países extraregionales como miembros del Banco, presumiblemente a mediados del próximo año, así como con la entrada en vigencia del ejercicio de aumento de recursos, de modo que este beneficio podrá extenderse sin restricciones a todos los prestarios del BID. Cabe señalar que las disponibilidades anticipadas son suficientes para atender las necesidades por este tipo de recursos identificadas al presente.

2.28 Traspaso de recursos

- 2.28 Los recursos del préstamo del Banco para el financiamiento de este proyecto, se los trasladaría el Gobierno al INDE en las mismas condiciones de conformidad a lo dispuesto en el Convenio de Transferencia de

Recursos que se incluye en el Apéndice T y que sería suscrito por ambas partes en forma previa al primer desembolso 1/. Durante el período de análisis inicial de la operación, el Gobierno consideró la posibilidad de transferir los recursos del FOE mediante el sistema de "dos pasos", de tal manera que el INDE recibiría el préstamo en condiciones similares a las del Capital Ordinario del Banco. Sin embargo, en base al análisis financiero respectivo, el Gobierno concluyó que el INDE no estaría en condiciones de absorber el financiamiento en los términos más duros que implica el procedimiento de "dos pasos".

En efecto, el Gobierno estimó que si el INDE recibiere el préstamo del Banco en condiciones más duras que las propuestas en este informe de proyecto, el mismo Gobierno debería efectuar aportes al INDE por cantidades similares con el objeto de evitar el efecto desfavorable en la situación financiera de la institución. Por otra parte, un 57% del préstamo del Banco estaría compuesto por recursos del Fondo Venezolano de Fideicomiso y del Capital Ordinario, los cuales hacen que la tasa promedio de toda la operación resulte muy similar a la que habría aplicado el Gobierno al INDE en el caso del procedimiento de "dos pasos". Computando la totalidad del financiamiento externo en sus términos probables, el interés promedio resulta ser de 5,3%. En lo que respecta al período de amortización, el plazo promedio alcanza a 29 años.

D. Ejecución del Proyecto

1. La Unidad Ejecutora y Supervisión Técnica

Capacidad Administrativa, Técnica y Operativa

- 2.29 El organismo que tendría a su cargo la ejecución del proyecto o sea, el INDE, ha creado dentro de su estructura funcional una unidad dependiente directamente del Gerente General que será la encargada de administrar la construcción de la hidroeléctrica de Pueblo Viejo. Esta unidad estará a cargo de un Director Ejecutivo, del cual dependen las secciones financiera, administrativa y de ingeniería.
- 2.30 Esta última Sección contará con la colaboración y la asesoría de una firma de consultores que el INDE deberá contratar y sobre la cual recaerá la responsabilidad básica en la elaboración de los diseños ejecutivos y la supervisión técnica de la obra. Es la intención del INDE contratar para estos servicios al mismo Consorcio LAMI que realizó los estudios preliminares y preparó los documentos de licitación. Se considera que esta posición beneficiaría el desarrollo del proyecto, ya que así se le daría una mayor continuidad a los servicios de ingeniería, estando además fundamentada por la buena labor realizada

1/ Ver Proyecto de Resolución.

por estas firmas durante la ejecución de los estudios a que se ha hecho referencia.

- 2.31 Como complemento, y dada la magnitud de esta obra, se considera necesario que el INDE cuente con la asesoría técnica en aspectos relevantes del proyecto de un grupo de Consultores Especiales de alto nivel, en distintas disciplinas técnicas, tales como geología, mecánica de suelos, e ingeniería hidráulica. Dicho grupo programaría de acuerdo con el INDE visitas periódicas al sitio del proyecto para supervisar la marcha de los diseños y de los trabajos. Atendería además problemas específicos que podrían presentarse, recomendando las medidas adecuadas para dar solución a los mismos.
- 2.32 Como conclusión recomiéndase, que previo el primer desembolso del eventual préstamo, INDE contrate los servicios de una firma de ingeniería y de un grupo de consultores individuales que ejercerán la ingeniería y supervisión del proyecto y asesorarán en aspectos técnicos específicos de su ejecución, respectivamente 1/. Este respaldo técnico a la labor de la Unidad Ejecutora, se considera indispensable para que ésta pueda desarrollar y culminar satisfactoria y oportunamente el proyecto.
- 2.33 El presidente del INDE designará a satisfacción del Banco al Director de la Unidad Ejecutora, quien se dedicará en forma exclusiva al mismo y supervisará al personal que realizará las labores vinculadas con estas obras.

2. Mecanismos de Ejecución

Situación de diseños y especificaciones

- 2.34 La concepción del diseño adoptado para las obras, está basado en estudios de prefactibilidad y factibilidad financiados por el Banco Mundial y ejecutados por el Consorcio Consultor LAMI. Corresponde destacar que el Banco Mundial concuerda con el diseño previsto para el proyecto, y que por otra parte su evaluación estaría basada en los mismos parámetros de costo establecidos en este informe, copia del cual se le entregaría a las unidades técnicas del BIRF para los efectos mencionados.

La etapa de prefactibilidad, que se inició a mediados de 1972, consistió en la investigación del tramo medio del Río Chixoy, con el objeto de su aprovechamiento para fines energéticos. El resultado de dicho análisis permitió determinar la factibilidad de cuatro plantas, cuya optimización de secuencia, condujo a la elección de Pueblo Viejo como el proyecto más adecuado para iniciar el desarrollo 2/. Consecuentemente

1/ Ver Proyecto de Resolución

2/ Ver párrafo 4.14 de Justificación, en donde se explica este estudio de optimización.

en la segunda etapa de factibilidad se determinaron las características de diseño y estimativos de costo de esta central hidroeléctrica.

- 2.35 El estado de preparación del proyecto, se considera sumamente avanzado, ya que se dispone de planos y especificaciones a nivel de documentos de licitación para todos los rubros de contratación. Falta únicamente realizar la interpretación de la información recogida en las investigaciones geológicas complementarias ejecutadas en el trazado del túnel a los efectos de que el resultado de aquellos se refleje en los pliegos de condiciones a entregar a los eventuales oferentes. Esta etapa se concluirá a fines del corriente año, fecha en la cual ya se debería estar en el proceso de precalificación de firmas para ejecutar esta obra. Es del caso destacar que ya se conocen parcialmente los resultados de esta investigación, los que se resumieron en un informe preliminar presentado en setiembre 1975 y con base al cual el experto contratado por el Banco elaboró sus recomendaciones.

Por lo tanto se estima que la interpretación final no alteraría los costos del proyecto ni el período de ejecución ya que se considera que el margen de imprevistos adoptado (20%) cubriría las eventuales variaciones en estos parámetros.

Compra de tierras y derechos de vía

- 2.36 INDE ha iniciado las adquisiciones de tierra y la obtención de derechos de vía requeridos para el proyecto, relacionados con la línea de transmisión propuesta y para los caminos de acceso hacia el proyecto, los cuales están en construcción. Todos los derechos de vía de las líneas de transmisión serían adquiridos o definitivamente comprometidos para fines de 1979. No se prevén problemas legales ni financieros relacionados con este tipo de operación en vista de que el Congreso, mediante Decreto 59-71 del año 1971, declaró a este proyecto como de urgencia nacional, en virtud de lo dispuesto en el Decreto 419 del mes de enero de 1966. Entre otros asuntos, esta disposición legislativa autoriza al INDE para hacer un depósito en una cuenta especial y hacer uso de los terrenos requeridos, en caso de que no haya arreglo inmediato con el propietario. Asimismo el INDE ha incluido el equivalente de US\$200.000 en su presupuesto de 1976 para estos fines.

Calendario de Inversiones

- 2.37 El período de ejecución y desembolso, correspondientes al proyecto sería de seis y medio años, comenzando con la iniciación de las carreteras de acceso que está prevista para el primer trimestre de 1976, y terminando con la puesta en servicio de las unidades generadoras de la central en el segundo trimestre de 1982. El calendario anual de inversiones que ha sido establecido con base en el programa de licitaciones y el cronograma de construcción, que se muestran en los Apéndices C y D, puede resumirse como sigue: 1/

1/ El cronograma detallado aparece en el Apéndice E.

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>Total</u>
BID	1.889	19.439	15.164	17.093	23.816	22.124	5.475	105.000
BIRF	-	5.261	5.371	17.626	25.912	7.778	3.052	65.000
BCIE	5.400	-	-	-	-	-	-	-
Proveedores	-	1.746	10.710	11.814	8.694	2.398	-	35.362
Prestatario	12.237	18.384	11.854	19.070	30.914	30.182	7.471	130.112
Totales	19.526	44.830	43.099	65.603	89.336	62.482	15.998	340.876
Porcentajes	5,7	13,2	12,7	19,2	26,2	18,3	4,7	100,0

En el programa de ejecución del proyecto se puede apreciar que la construcción de las obras de aducción correspondientes al lote B financiado por el Banco, establecen el camino crítico del proyecto.

A continuación se indica como se llegó a este plazo de seis y medio años, que fija el período de desembolsos del préstamo del Banco. Considerando que el llamado a licitación se haría a comienzos del año 1976, las obras del túnel podrían iniciarse a comienzos de 1977.

Para la construcción del túnel se prevén tres frentes de excavación, dos en la zona del sifón y el tercero en la zona de la almenara. El primer tramo, aguas arriba del sifón tendría una longitud de 7.800 mts. hasta la bocatoma y los otros dos tramos, aguas abajo del sifón, y aguas arriba de la almenara serían los más extensos, con longitudes de 8.950 mts. cada uno.

A los efectos de estimar el tiempo que insumirá la excavación, considerase el tramo de mayor longitud en el cual las tareas se desarrollarán en tres turnos diarios, cada uno de los cuales deberá cumplir un ciclo de voladura que en condiciones normales supone un avance de aproximadamente 3 mts.

El consultor contratado por el Banco, Ing. Andrew Merritt, ha estimado que con base a los distintos tipos de formaciones geológicas y condiciones hidrológicas que se encontrarían en este tramo del túnel los avances de excavación podrían ser los siguientes:

Porción sin soportes metálicos (55% longitud total) - 10 m/día.

Porción con soportes metálicos (37% longitud) - 6 m/día.

Porción con condiciones difíciles (agua, derrumbes - 8% longitud) - 3 m/día.

Considerando uno de los tramos largos de 8.950 mts., ya que se trabaja en dos frentes simultáneamente, se obtiene el tiempo que representaría la excavación del túnel.

4.920 mts./	10m/día	=	492 días
3.280 mts./	6m/día	=	546 días
750 mts./	3m/día	=	250 días
8.950 mts.			1.288 días

$$1.288 \text{ días} / 25 \text{ días-mes} = \underline{52 \text{ meses}}$$

Para las labores de hormigonado del túnel se asumen los siguientes avances unitarios: para la solera 200 m/día y para la bóveda 32 m/día.

Con base en los mismos se obtiene el tiempo total de hormigonado.

Solera	8.950 mts./	200 m/día	=	45 días
Bóveda	8.950 mts./	32 m/día	=	280 días
				325 días

$$325 \text{ días} / 25 \text{ días-mes} = 13 \text{ meses}$$

Resumiendo las estimaciones anteriores se determina el tiempo de construcción del túnel que marca el período de ejecución del proyecto.

Período de contratación	=	12 meses
Período de excavación	=	52 meses
Período de hormigonado	=	13 meses
Total		75 meses

Adquisición de bienes y servicios

a. Procedimientos

- 2.38 Los procedimientos que se seguirán para las licitaciones y adjudicaciones de las obras, así como los contratos que se suscriban relacionados con la adquisición de bienes y servicios del proyecto, se ceñirán a las disposiciones legales de Guatemala y a los procedimientos del Banco en la materia. En el curso de las negociaciones de esta operación se pusieron en conocimiento del INDE y del Gobierno de Guatemala los requerimientos del Banco en cuanto a la contratación de servicios y a la adquisición de bienes y adjudicación de contratos dentro del proyecto, así como las políticas relativas a márgenes de referencia. Como resultado de lo anterior, el Ministro de Hacienda presentó el 27 de octubre de 1975 a satisfacción del Banco el procedimiento para las licitaciones que se aplicarían en el programa 1/.

b. Licitaciones

Toda adquisición de equipos y maquinaria y contratación de obras para el proyecto, en que el valor de la adquisición o contrato sea del

1/ Este procedimiento se incluye en el Apéndice U.

equivalente de US\$50,000 sería sometida a licitación pública mediante propuesta cerrada. Aquellas adquisiciones que se financian total o parcialmente con recursos de los préstamos del Banco serán licitadas internacionalmente. Las que se financian con recursos de contrapartida local podrían quedar restringidas al ámbito nacional.

Licitaciones para la ejecución de las obras

Previamente la invitación a las licitaciones públicas para la construcción de obras, el INDE presentará al Banco para su aprobación los planos finales, especificaciones y estimados de costos respectivos, así como los documentos correspondientes a la licitación. La adjudicación del contrato de construcción la haría el INDE con la aprobación previa del Banco. Las licitaciones públicas para la ejecución de obras que forman parte del proyecto se llevarían a cabo en conformidad con el párrafo anterior con sujeción al procedimiento ya mencionado.

Licitaciones para la adquisición de equipo, maquinarias y otros bienes

La entidad ejecutora convocará a licitaciones de acuerdo con lo expresado en el párrafo anterior para lo cual podrán presentar propuestas proveedores de bienes nacionales y de países elegibles miembros del FMI y Suiza.

Para adjudicar se tendrían en consideración un análisis de los precios unitarios, las características técnicas de la maquinaria, equipos y materiales, y programas de mantenimiento de equipos. En el estudio de las propuestas, la entidad ejecutora podrá reconocer a la maquinaria, equipos y materiales de origen local, un margen de preferencia, de conformidad con las políticas del Banco sobre la materia.

- 2.39 La contratación de la ejecución del proyecto, en lo que se refiere a las obras civiles de generación, se ha agrupado en tres licitaciones: (i) carreteras de acceso, (ii) obras de aducción y casa de máquinas, y (iii) presa, vertedero y desvío. De estos tres grupos el más importante y que marca el período de ejecución del proyecto, es el que comprende las obras de aducción y casa de máquinas y por sí solo representa el 47% del costo directo de construcción. En lo referente a los equipos, se prevé efectuar tres licitaciones, una para turbinas, otra para generadores y transformadores y la restante para estructuras de acero (tubería, compuertas, etc.). El sistema de transmisión licitaría con un contrato "llave en mano" que abarcaría la línea y subestación de llegada a Guatemala.
- 2.40 La agrupación de licitaciones que se ha sintetizado y que se esquematiza en el Apéndice C busca homogeneizar las contrataciones y reducir al mínimo el número de las mismas, a los efectos de facilitar la administración de los contratos y hacer su monto lo más atractivo posible a la competencia internacional, ámbito en el cual quedarán abiertas la totalidad de las licitaciones.

El primer llamado 1/ a licitación correspondería al grupo con financiación del BID, y se haría en el primer trimestre de 1976, a efectos de poder iniciar las obras a comienzos de 1977. Los contratos a financiarse con recursos del Banco Mundial se licitarían a comienzos de 1977 a los efectos de que los pagos iniciales puedan efectuarse a fines de este año coincidiendo con la fecha de otorgamiento de este préstamo, ya que las obras de este frente son de una duración bastante menor que las del túnel. Sin embargo y con el objeto de no demorar la puesta en seco del recinto donde se construiría la presa, se está analizando la conveniencia de adelantar la construcción de los túneles de desvío, en cuyo caso estas obras quedarían bajo el financiamiento del prestatario.

- 2.41 La oportunidad del llamado a licitación de los equipos principales a ser financiados con crédito de proveedores, se estableció con base en una comparación económica entre los costos financieros de este crédito y la escalación de precios de esos equipos. Asimismo se tuvo en cuenta los requerimientos de caja del ejecutor a los efectos de no concentrar los pagos iniciales de los equipos y los cargos financieros de este crédito, en los años de mayores obligaciones financieras.

Gastos realizados

- 2.42 En el cronograma de inversiones que se muestra en el Apéndice E puede verse que los gastos a incurrirse en el año 1976 corresponden a servicios de ingeniería para la preparación de diseños ejecutivos y a las obras de caminos de acceso.

Se prevé que con anterioridad a la fecha de vigencia del eventual contrato de préstamo, se habrán sufragado gastos por estos conceptos, con cargo a esta operación, en el equivalente de US\$7.500.000, los que fueron iniciados con posterioridad a la fecha de la presentación de la solicitud de préstamo y se solicita que el equivalente de US\$6.500.000 2/ sean reconocidos con cargo al aporte local y el equivalente de US\$1.000.000 3/ con cargo a los recursos del préstamo del Banco 4/.

3. Operación y mantenimiento de las obras

- 2.43 Las tareas de operación y mantenimiento de esta central hidroeléctrica quedarán a cargo del Departamento respectivo del INDE y bajo la responsabilidad directa de la Sección de Generación. La Misión de Análisis

-
- 1/ La licitación para los caminos de acceso (con recursos del BCIE) ya ha sido abierta y a la fecha se está realizando el estudio comparativo de ofertas.
- 2/ Contrapartida local para la construcción de caminos de acceso cuyo componente externo financió el BCIE.
- 3/ Costos de Ingeniería y Supervisión que se sufragaría en el lapso indicado.
- 4/ Ver Proyecto de Resolución y Recomendaciones.

tuvo oportunidad de visitar las principales plantas en operación y los sistemas de mantenimiento utilizados, encontrándose que los mismos son satisfactorios, por lo que se prevé que el INDE no tendrá mayores dificultades en operar esta nueva planta.

Se establecerán en el contrato disposiciones acostumbradas para que a partir de la terminación de las obras físicas del proyecto y durante los 10 años siguientes, se tomen las medidas necesarias para que las obras del proyecto cuenten con adecuado mantenimiento y con los recursos anuales suficientes para dicho propósito.

- 2.44 Con lo referente al despacho de las plantas, se considera que la actual utilización que se le está dando a las mismas se adecúa a la situación presente en que la disponibilidad de agua es sumamente variable, por lo cual los embalses de las hidroeléctricas en operación, con excepción de Jurúm-Marinalá, no permiten una regulación constante de los caudales.

Es por este motivo que se está haciendo un despacho intensivo de las centrales térmicas, y en especial las turbinas de gas están trabajando con un factor de planta bastante mayor que el habitual para este tipo de plantas.

Al entrar en servicio la hidroeléctrica de Pueblo Viejo, la situación cambiaría radicalmente, ya que esta planta en los primeros años cubriría prácticamente sola el diagrama de cargas, por lo que la operación del "dispatching" será bastante simple.

III. ORGANISMO EJECUTOR DEL PROYECTO

A. Estructura institucional y orgánica del INDE

1. Antecedentes

- 3.01 El ejecutor sería el Instituto Nacional de Electrificación (INDE). De conformidad con lo estipulado en el Artículo 1o. de la Ley de su creación (Decreto No. 1287 del Congreso de la República y sus reformas - Decreto Legislativo No. 1413 y Decretos Leyes Nos. 37 y 195) el INDE tiene el carácter de Entidad Estatal Descentralizada que goza de autonomía funcional, personería jurídica, fondos privativos y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones.
- 3.02 El Instituto actúa como el organismo regulador del servicio público de electricidad en Guatemala. Así, el Artículo 56 de la Ley de creación del INDE determina que únicamente éste y las municipalidades pueden construir o contratar directamente la construcción de nuevas plantas eléctricas para servicio público. Las empresas que en virtud de sus concesiones están facultadas para ampliar o construir plantas de generación de energía eléctrica só lo pueden hacerlo con autorización previa del INDE concurrentemente con la del Poder Ejecutivo.
- 3.03 También como órgano de regulación está obligado a vigilar y a exigir el cumplimiento de las leyes, reglamentos, ordenanzas y contratos relacionados con el servicio público de electricidad.

El Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas (Ver Apéndice L) es el órgano de comunicación entre el Poder Ejecutivo y el Instituto (Artículo 54 Ley de creación del INDE).

La duración del Instituto es indefinida.

- 3.04 Los órganos del Instituto son el Consejo Directivo y la Gerencia. El Consejo Directivo está encargado de la dirección general de las actividades del INDE. Está compuesto de cinco directores titulares y tres suplentes, todos nombrados por el Presidente de la República a través del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas. La Gerencia es el órgano ejecutivo del Instituto y tiene a su cargo la administración y gobierno del mismo de conformidad con las decisiones adoptadas por el Consejo Directivo. El Gerente General actúa como Secretario del Directorio. En el organigrama del Apéndice L se detallan las principales dependencias de la institución.

- 3.05 El Instituto cuenta con una dotación de 1927 empleados distribuidos como se muestra a continuación:

	<u>Profesio- nales</u>	<u>Técnicos</u>	<u>Adminis- trativos</u>	<u>No cali- ficados</u>	<u>Totales</u>
Administración	70	91	197	126	484
Ingeniería y Cons- trucción	20	93	91	158	362
Operación y Mante- nimiento	35	570	80	308	993
Comercialización y Ser- vicios Consumidores	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>80</u>	<u>5</u>	<u>88</u>
Totales	<u>126</u>	<u>756</u>	<u>448</u>	<u>597</u>	<u>1.927</u>

Fuente: INDE. Sección de Personal.

2. Administración Financiera y Contable

- 3.06 La administración de los recursos financieros del INDE, está a cargo de la Subgerencia Administrativa a través de su Departamento Financiero que cuenta con una dotación de 79 personas. Este último tiene bajo su responsabilidad la percepción y pago de los fondos del Instituto, así como todo lo relacionado con la vigilancia y supervisión general de sus ingresos y egresos.

Sistema Contable y Presupuestario

- 3.07 La contabilidad del INDE está centralizada en la Oficina Central de la ciudad de Guatemala, en su Sección de Contabilidad. El Instituto ha adoptado el Sistema Uniforme de Cuentas propiciado por la Federal Power Commission de los EE.UU. para Empresas de Servicio Público, adaptado a las condiciones especiales del país.

El procesamiento de la información contable se efectúa aproximadamente en la relación de 60% con computadora y 40% con máquinas de registro directo. Por su parte la elaboración de los comprobantes de pago se hace manualmente.

El régimen económico-financiero del INDE contempla la preparación anual de un Presupuesto de Ingresos y Egresos el que es remitido para su consideración por el Ministerio de Finanzas quien lo presenta con su recomendación a la aprobación del Poder Ejecutivo. La contabilidad presupuestaria es llevada en forma separada de la contabilidad general y está sujeta a las normas y nomenclatura del Manual de Clasificaciones Presupuestarias que es uniforme para todos los organismos del Estado.

Control Interno

- 3.08 Existen debilidades en el mecanismo de control de INDE, las cuales han sido incluidas por los auditores externos en sus comentarios sobre la evaluación del control interno contable y que han motivado salvedades en sus dictámenes correspondientes a los últimos ejercicios. Estas salvedades se han referido principalmente a la imposibilidad de conciliar las cuentas control del mayor con los saldos de registros auxiliares para diversos rubros tales como Materiales y Suministros de Construcción, de Mantenimiento, Materiales de Importación en Tránsito, Proveedores de Materiales y Equipo. En opinión de los contadores independientes, estas diferencias se vienen trasladando a través de los años e impiden determinar la razonabilidad de los rubros afectados.

Actualmente se está trabajando en la depuración de todos estos saldos.

- 3.09 La Sección de Auditoría Interna carece de un Manual de Procedimientos que sistematice y oriente la labor de los auditores. La guía de trabajo básica es un antiguo instructivo del Ministerio de Finanzas Públicas. Tampoco existe un programa anual de trabajo que describa las actividades a cumplir por Auditoría Interna en cada ejercicio económico. Los informes de auditoría son excesivamente detallados y narrativos.
- 3.10 Los aspectos descritos anteriormente, limitan las actividades de la Auditoría Interna y su efectividad como herramienta de control gerencial, por lo cual se establece una condición para que el INDE incluya dentro de la cooperación técnica solicitada a la ONU, descrita en el párrafo 3.46. 1/

Control Externo

- 3.11 Desde el punto de mira del control externo, la gestión del INDE está sometida a la fiscalización que ejerce la Contraloría de Cuentas de la Nación, mediante una Delegación de Contralores permanentes compuesta por un Jefe y cinco Contralores. Complementariamente, el INDE está obligado a informar trimestralmente sobre sus actividades al Ministerio de Finanzas (Dirección Técnica del Presupuesto). Asimismo, anualmente el Consejo Directivo del INDE contrata los servicios de una firma de contadores públicos independientes para que dictamine sobre sus estados financieros, información financiera complementaria y grado de cumplimiento de las cláusulas de carácter contable-financiero, incluidas en los contratos de préstamo con organismos internacionales de financiamiento.

1/ Ver Recomendaciones.

- 3.12 Con relación al proyecto bajo estudio, se requiere que el posible prestatario remita al Banco, dentro de los 120 días siguientes al cierre de cada ejercicio económico, los estados financieros del organismo ejecutor (INDE) durante 20 años del préstamo propuesto, así como los que pertenezcan al Proyecto Hidroeléctrico del Río Chixoy, durante el período de ejecución física del proyecto, dictaminados por una firma de contadores públicos aceptable al Banco.

Régimen de Compras

- 3.13 En lo que respecta a las compras y contrataciones de obras, servicios y suministros que efectúa el INDE, se aplican las disposiciones contenidas en la Ley de Compras y Contratación de Bienes, Suministros, Obras y Servicios (Decreto 11-71 del Congreso de la República) y en el Reglamento de esta ley (Acuerdo Gubernativo No. c.n. 9-71 de fecha 26 de marzo de 1971). Las adquisiciones de bienes y servicios del proyecto se regirán por el procedimiento de licitaciones convenido por el Banco, que se explica en el párrafo 5.11 y Apéndice U.
- 3.14 De acuerdo con lo estatuido por el artículo 21 de su Estatuto, el Consejo Directivo debe autorizar todas las compras o enajenaciones de bienes inmuebles, muebles o derechos, cuando el valor de cada una de ellas exceda de US\$3.000. Cuando dicho monto no supere US\$3.000, la operación deberá ser autorizada por el Gerente General. Esta situación como puede advertirse, minora la función de los ejecutivos del Instituto de hacerlos partícipe de responsabilidades por detalles operativos de rutina. En el párrafo 3.46 se explica la forma que la O.N.U. ayudará al INDE a la solución de este y otros problemas similares.
- 3.15 Complementariamente, las compras y contrataciones de obras, servicios y suministros que efectúe el Instituto cuyo monto exceda de US\$3.000, deberán realizarse según el artículo 52 de su Estatuto Social - de acuerdo con las siguientes reglas:
- a. Utilizar el procedimiento de licitación pública o privada;
 - b. En la apertura de pliegos deberá participar un representante de la Contraloría de Cuentas;
 - c. Las licitaciones serán adjudicadas por el Consejo Directivo, previo dictamen de una comisión calificadora integrada por un representante del INDE, uno del Ministerio de Comunicaciones, uno del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y uno de la Contraloría de Cuentas.

- 3.16 Finalmente, las enajenaciones que haga el INDE cuando excedan de US\$3.000, deberán ser aprobadas por acuerdo gubernativo a través del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas. 1/

3. Asistencia Técnica de O.N.U.

- 3.17 Consciente de las deficiencias de orden institucional que aquejan al INDE, sus autoridades han decidido solicitar asistencia técnica en las áreas de organización, aspectos contables, administrativos, financieros control y seguimiento de proyectos, cálculos de tarifas y licitaciones.

Con la aprobación de su Consejo Directivo y la intervención de la Secretaría de Planificación Económica del Gobierno, se han iniciado negociaciones con las Naciones Unidas para un programa de asistencia técnica que este organismo ofreciera al INDE y cuyo monto sería equivalente a US\$300.000. Esta asistencia se espera contratar a fines de 1975.

- 3.18 En forma sucinta, el alcance del programa abarcaría los siguientes campos:

- a. Un experto en Administración y Ejecución de Proyectos por 24 meses.
- b. Un experto en Programación de Proyectos por 24 meses.
- c. Un experto en Contabilidad y Programación Financiera por 24 meses.
- d. Un experto en Reorganización Institucional por 12 meses.
- e. Asesorías de corto plazo por 16 hombres/mes, para problemas relacionados con el cálculo de tarifas, licitaciones, situación INDE-EEGSA.

- 3.19 Complementariamente, se buscaría interesar a las Naciones Unidas en el financiamiento de una asesoría en investigación y geología, por un costo aproximado de US\$200.000.

B. Régimen Tarifario del INDE

- 3.20 De acuerdo con la ley de creación del INDE (artículo 56 "A") le compete a éste "... el estudio, formulación, revisión y vigilancia de la aplicación de las tarifas...". El instrumento que rige las relaciones del INDE con sus usuarios es el "Reglamento General de Servicios Eléctricos" que fuera aprobado por su Consejo Directivo en julio de 1967.

1/ Ver párrafo 2.36 en donde se explican los alcances del decreto legislativo 59-71 del año 1971, en el cual se declaró al proyecto de Chixoy como de urgencia nacional.

En materia específica de tarifas, la reglamentación vigente corresponde a la sancionada con fecha 10. de junio de 1974 que es tá estructurada por bloques de consumo decrecientes y clasifica a los usuarios en seis categorías principales: servicio residencial, servicio eléctrico en general, servicio de alta tensión, servicio restringido (alta tensión), servicio de alumbrado público y servicio de alumbrado exterior particular.

No existe una disposición legal que defina la base tarifaria sobre la cual se puede medir el índice de rentabilidad obtenido en la explotación del servicio eléctrico. Al respecto, en el contrato de préstamo se incluiría un anexo standard que describe la metodología utilizada para el cómputo de la rentabilidad del INDE, en la cual se define dicha base tarifaria. 1/

- 3.21 La crisis mundial del petróleo que se originó en 1973, tuvo repercusiones significativas para el INDE. Así, el costo de combustible del año 1974 representó más de tres veces el registrado para 1973. Ello motivó que el Instituto decidiera trasladar a los consumidores los mayores costos en combustible, aún cuando solamente a sus usuarios por ventas en bloque (Empresa Eléctrica de Guatemala y 8 empresas eléctricas municipales), lo que representa el 91% de las ventas totales del INDE. Por su parte, facturaciones por ventas al detalle (9% del total de las ventas del INDE) realizadas por el INDE -con la excepción de dos grandes consumidores- no llevan cláusula de ajuste por combustible. (Las facturaciones por ventas al detalle que realiza EEGSA, incluyen los mayores costos de combustible que le son cargados por el INDE).
- 3.22 La evolución experimentada en los precios medios de energía desde el año 1971, se puede observar en el cuadro que sigue:

1/ Esta metodología se aceptará sobre la base de sendas comunicaciones del Gerente del INDE al Banco y al BIRF.

I N D E
Precios medios de venta

Cargos Ventas Precio Medio (Miles US\$) (GWH) Cent/KWH	1/			1/			1/			1/		
	1971			1972			1973			1974		
	SC1	EXT	T	SC1	EXT	T	SC1	EXT	T	SC1	EXT	T
Bloque	1.72	2.73	1.78	1.69	2.61	1.74	1.66	2.65	1.70	2.83	2.73	2.82
Detalle	-	4.55	4.45	-	4.75	4.75	-	4.85	4.85	-	4.5	4.5
Bloque	324.4	20.1	344.5	378.7	22.5	401.2	458.2	23.4	481.6	489.4	34.1	523.5
Detalle	-	25.7	25.7	-	30.9	30.9	-	37.8	37.8	-	46.6	46.6
Bloque	5.579	549	6.128	6.407	590	6.997	7.588	619	8.207	13.827	931	14.758
Detalle	-	1.169	1.169	-	1.469	1.469	-	1.834	1.834	-	2.098	2.098

1/ SC1: Sistema Central Interconectado (Ventas a EEGSA)

EXT: Sistemas Externos (Occidental + Oriental + Atlántico)

T: Total + (SCI + EXT)

2/ Se inició aplicación nueva tarifa a EEGSA en Enero de 1974

Fuente: Memorias de Labores 1971-1974

3.23 Como puede advertirse, los niveles de tarifas aplicados a las ventas al detalle han permanecido sin cambios en los últimos años. Los precios medios correspondientes a las ventas en bloque, como consecuencia de la nueva tarifa facturada a EEGSA a partir de enero de 1974, se incrementaron en un 66% aproximadamente 1/. Corresponde destacar que los precios medios consignados, incluyen para su cálculo los mayores costos facturados por combustible.

La composición de la tarifa promedio ponderada está integrada a la fecha de la siguiente manera:

Tarifa básica	US\$10.30 mills/KWH
Ajuste por combustible	<u>US\$19.43</u> mills/KWH
Total	US\$29.73 mills/KWH

1/ En el párrafo 3.63 se explica la incidencia que tendría en las proyecciones financieras del INDE, la eventual alza de tarifas que se negocia en estos momentos con EEGSA, para ser aplicada a partir de 1976.

C. Análisis financiero histórico del INDE

- 3.24 De acuerdo con el artículo 37 de la ley de su creación el INDE es tá exonerado de toda clase de impuestos, tasas, derechos y cargas aduanales establecidas o por establecerse.
- 3.25 La ley de creación del INDE establece en su artículo 31 que su política será la de capitalizar sus utilidades netas para destinarlas a la financiación y ejecución de los planes nacionales de electrificación.
- 3.26 Complementariamente, el artículo 32 expresa que el INDE no entregará parte alguna de sus utilidades con destino a las rentas generales del Estado.

Estados de situación

- 3.27 El análisis financiero histórico del INDE se realizó con base a los estados financieros dictaminados por contadores públicos independientes, correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de los años 1971 a 1974, ambos inclusive. 1/

1/ Los auditores externos han incluido en sus dictámenes para los años 1971 a 1974, salvedades que evidencian debilidades en el mecanismo de control interno del INDE según se explicó en el párrafo 3.37.

- 3.28 El estado comparativo de situación condensado correspondiente a los antes citados ejercicios, se muestra a continuación. 1/

(en miles de US\$)

	1971		1972		1973		1974	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Monto	%
<u>Activo</u>								
Activo fijo - neto	54.611	91	61.249	91	69.052	91	79.515	89
Activo corriente	4.436	7	5.485	8	6.763	9	9.268	10
Activo diferido	775	2	629	1	480	-	357	1
Total del Activo	59.822	100	67.363	100	76.295	100	89.140	100
<u>Patrimonio y Pasivo</u>								
Patrimonio	38.868	65	42.732	63	48.354	63	56.725	64
Pasivo a largo plazo	18.459	31	21.973	33	24.002	31	27.526	31
Pasivo corriente	2.322	4	2.571	1	3.915	6	4.660	5
Pasivo diferido	173	-	137	-	23	-	229	-
Total del Pasivo	59.822	100	67.363	100	76.294	100	89.140	100

- 3.29 Tal como resulta del estado que precede, los activos totales del INDE han crecido en aproximadamente un 50% en el período analizado. Por su parte, la estructura de sus activos y pasivos se ha mantenido prácticamente sin cambios.

Dentro del Activo, el rubro más significativo corresponde al activo fijo neto que, al 31 de diciembre de 1974, representaba un 89% del total de activos, mientras que el Patrimonio constituyó el capítulo más significativo del Patrimonio y Pasivo conjuntos del INDE con un 64% del total a esa misma fecha.

Activo fijo

- 3.30 Los bienes en servicio corresponden básicamente a centrales de generación, líneas de transmisión, estaciones transformadoras y sistemas de distribución. Durante el período examinado, el valor neto en libros de la planta eléctrica aumentó de US\$54.6 millones a 79.5 millones, o sea un 46% aproximadamente.

1/ El estado comparativo de situación analítico se muestra en el Apéndice M.

Activo corriente

- 3.31 El activo corriente aumentó levemente su importancia relativa al cierre del ejercicio 1974, cuando representó el 10% del activo total comparativamente al 7% del ejercicio 1971. Al 31 de diciembre de 1974, el principal concepto del activo corriente correspondía al rubro cuentas por cobrar por un monto de US\$3.9 millones ó 43% del activo corriente comparativamente con US\$1.1 ó 35% al 31 de diciembre de 1970.
- 3.32 Los índices de cobranza demuestran lentitud en los cobros, representando 90 días de venta en 1974, como se indica en los índices financieros 1/. La composición de las cuentas adeudadas por los consumidores al cierre de las operaciones del ejercicio 1974, era la siguiente:

1/ Ver párrafo 3.45

(En US\$)

<u>Factor de consumo</u>	<u>Saldo</u>	<u>30 días</u>	<u>60 días</u>	<u>90 días</u>	<u>120 días</u>	<u>150 días</u>	<u>180 días</u>	<u>Más 1</u>
cial	134.435	109.947	24.739	2.749	-	-	-	
al	60.933	48.747	10.968	1.218	-	-	-	
ial	61.242	55.118	5.510	612	-	-	-	
o	167.250	8.363	8.363	11.997	11.997	11.995	17.995	90.
al	103.124	20.624	20.624	18.562	15.468	12.374	10.312	5.
do Público	308.020	30.802	30.802	30.802	30.802	30.802	30.802	123.
SA	2.534.970	1.148.226	118.758	118.758	118.758	118.758	118.758	792
os	451.166	162.757	67.674	-	-	-	-	217.
TOTALES	3.821.140	1.584.584	287.438	184.698	177.025	179.929	177.867	1.229
el saldo al	<u>100</u>	<u>40</u>	<u>8</u>	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>3</u>

4

Según surge del cuadro precedente, al 31 de diciembre de 1974 el 60% de las cuentas por cobrar de consumidores estaban vencidas, correspondiendo el 32% a los saldos vencidos por más de 6 meses. Debe destacarse que, de estos saldos, el 18% pertenecían al sector público, el 64% a la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. 1/ y el 18% restante a Empresas Municipales del interior del país que compran energía en bloque al INDE.

- 3.33 Si se efectúa un análisis de las tendencias de la composición del rubro Cuentas por cobrar a consumidores, la situación es la que sigue:

Análisis por antigüedad de las cuentas por cobrar a consumidores

	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>
	%	%	%	
Facturación corriente	59	60	57	40
Saldos vencidos	41	40	43	60
- 60 días	9	9	9	8
- 90 días	3	3	4	5
- 120 días	3	3	3	5
- 150 días	3	3	3	5
- 180 días	2	3	3	5
- Más de 180 días	21	19	21	32
	100	100	100	100

En el cuadro que precede se advierte un deterioro en la situación de las cuentas por cobrar que se exterioriza en los porcentajes crecientes de cuentas vencidas comparativamente con el total de cuentas por cobrar.

- 3.34 El problema que se advierte no es de incobrabilidad en las cuentas sino de atrasos en los cobros, en particular en la clasificación de más de 180 días que está formada con los saldos de Agencias Gubernamentales y -sólo para 1974- de EEGSA.
- 3.35 La proporción correspondiente a los saldos vencidos de cuentas oficiales en el total de cuentas a cobrar ha evolucionado como sigue:

1/ Los saldos vencidos fueron cancelados por EEGSA quien al 31/5/75, sólo adeudaba la facturación corriente.

	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>
Parte correnpondiente al Gobierno, s/total cuentas vencidas	80%	81%	94%	36%

3.36 Si bien se insinúa una disminución de la participación de las cuentas del Gobierno y entidades oficiales en el total de los saldos vencidos, se considera que la situación de mora debe corregirse en un plazo prudente, para lo cual se recomienda que el INDE y el Gobierno presenten al Banco dentro de un año a contar de la fecha de la firma del contrato de préstamo un plan que tienda a reducir a 90 días o menos el período de cobro de las cuentas del sector oficial. 1/

3.37 La Previsión para cuentas de dudoso cobro representó, al 31 de diciembre de 1974, el 5% de las cuentas por cobrar a consumidores, estimándose que ella cubre adecuadamente las eventuales incobrabilidades que pudieran presentarse.

Activo diferido

3.38 Corresponde al saldo pendiente de amortizar, en concepto de intereses pagados en la adquisición del Sistema Generador Michatoya a absorber en 10 años contados a partir del ejercicio 1971.

Patrimonio

3.39 El patrimonio inicial del INDE, se constituyó con la cantidad de quince millones de quetzales (Q.15.000.000) que el Gobierno de Guatemala aportó al INDE con el producido de la emisión de bonos dispuesta por el Poder Legislativo según Decreto No. 1268 (ley de creación del INDE) del mes de diciembre de 1958.

Asimismo, el patrimonio del INDE se integra con los subsidios presupuestarios del Gobierno destinados a complementar los recursos propios que el Instituto destina a sus programas de inversión en obras.

Finalmente, las contribuciones en ayuda de la construcción de obras solicitadas por dependencias del Estado y de otros consumidores, así como la capitalización de las utilidades anuales se agregan al patrimonio total de la empresa.

Durante los últimos cuatro años, el patrimonio del INDE aumentó un 46% totalizando al 31 de diciembre de 1974 US\$57 millones, aproximadamente.

1/ Ver Recomendaciones.

Pasivo a largo plazo 1/

- 3.40 Este pasivo representativo del 31% del patrimonio y pasivo conjuntos del INDE al 31 de diciembre de 1974, se integra con la Deuda consolidada y los depósitos de consumidores y totalizaba a esa fecha US\$27.5 millones que representa un crecimiento del 50% con respecto a 1971.

La Deuda consolidada 2/ ascendía, a esa fecha, a US\$27.4 y estaba constituida por: (1) la deuda interna por US\$2.5 millones originada en los "Bonos del Tesoro - Programa de Energía Eléctrica 1973-75" por un monto total a emitir de US\$20 millones, colocados a su valor nominal y a 15 años de plazo con un interés variable del 2.5% al 10% anual, según el mercado en el que fueran negociados; (2) la deuda con organismos internacionales importaba, aproximadamente, US\$24.9 millones.

Tal como lo expresa el Estatuto Social del INDE (Artículo 53) "Las obligaciones legalmente contraídas por el Instituto gozarán de la incondicional e ilimitada garantía del Estado".

- 3.41 Con relación al financiamiento obtenido de organismos internacionales el INDE ha acordado con el Banco Mundial (Préstamos Nos. 487-GU y 545-GU) que el Instituto no incurrirá en ninguna deuda con vencimiento a más de un año de plazo, a menos que sus ingresos netos (ingreso neto de explotación antes de gastos financieros más depreciación) por el año fiscal inmediato anterior al año en que se contrate tal deuda, o por un período posterior de doce meses que termine antes de tal deuda, cualquiera que sea mayor, no sea inferior a 1.4 veces el máximo requerimiento de servicio de deuda sobre toda la deuda (incluyendo la deuda por incurrir) en cualquier año subsiguiente. Según surge del análisis financiero histórico realizado, el INDE ha satisfecho, dentro del período analizado, las estipulaciones de la cláusula mencionada.
- 3.42 A su vez, los Depósitos de consumidores, integrados por éstos en garantía del pago de sus consumos, representaban US\$109.000 al 31/12/74.

Pasivo corriente

- 3.43 El pasivo corriente está integrado principalmente, por Cuentas a pagar a proveedores (el rubro más importante con un 3% del

1/ Los saldos de bancos y otros acreedores a largo plazo fueron confirmados en forma directa por los contadores independientes que dictaminan sobre los estados financieros del INDE.

2/ Ver Apéndice N.

patrimonio y pasivo conjuntos del INDE y un 56% del pasivo corriente al 31/12/74), la porción corriente de la deuda a largo plazo, y pasivos acumulados diversos.

Pasivo diferido

- 3.44 Corresponde a las contribuciones de municipalidades para financiar la introducción de energía en sus localidades, las cuales están sujetas a liquidación final al terminarse los trabajos. El saldo de este pasivo representaba al 31/12/74 US\$229.000, aproximadamente.

Indices financieros

- 3.45 Con base en los estados de situación del INDE se han formulado las siguientes relaciones financieras para el período bajo examen:

	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>
Indice corriente	1.9	2.1	1.7	1.9
Indice de cobranzas (días)	76	83	76	90
Indice de endeudamiento	.5	.5	.5	.5
Rentabilidad s/la inversión inmóvil. %	5	5	5	6
Rentabilidad s/el patrimonio %	3	3	3	4

La relación corriente se ha mantenido en valores muy satisfactorios a lo largo de los cuatro años analizados.

El período que demoran las cuentas a cobrar en transformarse en efectivo muestra dificultades en las cobranzas ya que exceden largamente el plazo acordado para cancelar las facturaciones que es de 30 días contados desde la fecha de su presentación.

Para la solución de este problema se recomienda la inclusión en el posible documento de préstamo de una condición para lograr la reducción de la mora en las cuentas de consumidores.

- 3.46 El índice de endeudamiento muestra una situación financiera desahogada y sus valores son indicativos de una limitada utilización del crédito a largo plazo para financiar las expansiones del activo fijo durante el período bajo examen.

La rentabilidad sobre la inversión neta inmovilizada, se ha mantenido en valores uniformes aún cuando relativamente bajos, particularmente en virtud de haberse calculado sobre valores históricos,

sin actualizar para reconocer el efecto producido por la desvalorización monetaria. Concurrentemente, se incluye una Recomendación para que el INDE proceda a revaluar dichos activos a fin de obtener una rentabilidad más realista. 1/

- 3.47 En este sentido, debe ser puntualizado que el INDE no ha satisfecho las cláusulas de los préstamos otorgados por el Banco Mundial, en relación a la obtención de una rentabilidad no inferior al 9% sobre su activo fijo neto promedio, lo cual será requerido por el Banco en esta operación. 2/

Por último, la rentabilidad sobre el patrimonio ha sido de escasa magnitud, si bien ha iniciado una incipiente recuperación en el ejercicio 1974 en que significó un 4%.

Estados de Resultados

- 3.48 Los estados de resultados del INDE se detallan a continuación en la página siguiente:

1/ Ver Recomendaciones.

2/ Ver Proyecto de Resolución y párrafo 3.63.

I. N. D. E.

Estados de Resultados

Años 1971 a 1974

(En US\$)

<u>operación</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>
de consumidores	30.916	37.471	44.264	52.147
energía En bloque GWH	346	401	482	521
energía Al detalle GWH	24	31	37	47
Ventas energía GWH	370	432	519	577
media En bloque c KWH	1.78	1.74	1.70	2.81
media Al detalle c KWH	4.54	4.75	4.70	4.54

<u>Costos de Explotación</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
de energía	6.127.724	84	6.997.157	83	8.207.210	82	14.758.421	82
bloque	1.180.618	16	1.482.811	17	1.778.084	18	2.136.651	18
detalle								
Ventas de energía	7.308.342	100	8.479.968	100	9.985.294	100	16.895.072	100
<u>Costos de Explotación</u>								
de energía	909.849	13	1.476.409	17	2.254.916	23	7.582.781	23
de combustible	1.623.998	22	1.182.705	15	1.042.798	10	1.398.381	10
de mantenimiento y otros costos de operación	1.588.715	22	1.737.736	20	1.970.124	20	2.236.611	20
de depreciación	92.378	1	97.463	1	110.065	1	129.741	1
de gastos de Administración	665.104	9	1.598.500	19	1.973.484	20	2.007.771	20
Gastos de Explotación	4.880.044	67	6.092.813	72	7.351.387	74	13.355.311	74
Resultado Neto de Explotación	2.428.298	33	2.387.155	28	2.633.907	26	3.539.761	26
Ingresos	115.078		243.160		490.109		364.541	
Egresos	231.695		294.499		731.276		636.381	
Egresos - neto	(116.617)	(2)	(51.339)	1	(241.167)	21	(271.831)	21
Resultado antes gastos financieros	2.311.681	31	2.335.816	27	2.392.740	24	3.267.921	24
Gastos financieros	990.049	14	1.036.750	12	1.120.260	11	1.228.091	11
Resultado neto	1.321.632	17	1.299.066	15	1.272.480	13	2.039.831	13

A continuación se analizan los distintos rubros del cuadro de Estado de Resultados:

Ingresos de Explotación

- 3.49 Están representados por las ventas de energía que pasan de 3.70 GWh en 1971 a 5.70 GWh en 1974, o sea tuvieron un aumento del 54%. Estas han sido realizadas, fundamentalmente, a otros distribuidores (ventas en bloque) a saber: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (E.E.G.S.A.) y Empresas Eléctricas municipales.

Las ventas a EEGSA son las de mayor volumen en MWH representando en 1974 el 93% de las ventas en bloque y el 86% de las ventas totales del INDE. Las ventas al detalle, a su vez, significaron sólo el 14% de las ventas totales en MWH del INDE.

En lo que se refiere a los precios medios de venta, su evolución se puede apreciar en el párrafo 3.20 sobre "Regimen Tarifario".

Gastos de Explotación

- 3.50 Los gastos de explotación aumentaron en valores monetarios, durante el período analizado, en un 174% (las ventas de energía se incrementaron en un 131%) y en valores unitarios, por kwh vendido, en un 77% (el precio promedio de la energía vendida aumentó un 50%).

Como puede observarse en el Estado comparativo de resultados, el rubro que experimentó el mayor crecimiento fue el combustible que experimentó una variación del 734%, o sea casi 7.5 veces con relación al nivel de 1971. El rubro mantenimiento y otros costos de operación muestra una disminución en 1972 en relación a 1971, la que puede explicarse por la conexión del sistema aislado del Oriente al Sistema Interconectado Nacional con lo que dejaron de operar varias pequeñas centrales de generación con la consiguiente reducción de los gastos de operación y mantenimiento.

- 3.51 Los gastos generales de administración crecieron durante los cuatro años examinados a una tasa de aproximadamente el 45% anual acumulativo. Por su parte, el rubro Otros egresos-neto, resulta de conjugar gastos e ingresos diversos no operativos de escasa significación individual. Finalmente, los gastos financieros, representaron, aproximadamente, un 10% de los ingresos de explotación a lo largo del período analizado.
- 3.52 Para resumir e ilustrar la evolución que en el período bajo examen, sufrieron las cifras operativas de mayor significación, se ha preparado el cuadro que se muestra seguidamente:

	Base 1971 = 100			
	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>
Ventas de energía (GWH)	100	117	140	154
Ingresos de explotación	100	116	137	231
Gastos de explotación	100	125	151	274
Ingreso neto de explotación	100	98	108	146
Intereses	100	105	113	124
Utilidad neta	100	98	96	154

En el cuadro que precede es posible advertir, que los gastos de explotación al crecer más rápidamente que las ventas provocaron un crecimiento más lento del ingreso neto de explotación como consecuencia de la demora con que se trasladaron los mayores cos tos de operación a las tarifas. Como se indicara al tratar el régimen de tarifas del INDE, la tarifa media en bloque fue ajustada en una sola oportunidad en los últimos cuatro años (enero de 1974) mientras que la correspondiente a las ventas en detalle ha permanecido sin variación durante ese período.

Lo anterior explica la declinación que experimentó la utilidad neta en 1972 y 1973 comparativamente con 1971 y la recuperación experimentada en el ejercicio 1974.

Origen y Aplicación de Fondos del INDE

- 3.53 El estado comparativo de origen y aplicación de fondos correspondiente al período 1971 a 1974, se muestra a continuación en la página siguiente.

La proporción de fondos generados internamente, que representó en promedio un 37% para el período en consideración, ha declinado en forma sostenida de un 45% en 1971 a un 31% en 1974, a pesar del incremento registrado en valores monetarios absolutos.

Los recursos de origen externo, a su vez, crecieron progresivamente en valores absolutos y también en importancia relativa variando de un 55% en 1971 a un 69% en 1974, con un promedio del 63% para los cuatro años. Dentro de éstos se puede observar una creciente participación de los subsidios del gobierno en el sostenimiento del programa de ejecución de obras del INDE y una disminución relativa de los préstamos, para su financiamiento.

Las aplicaciones de fondos estuvieron destinadas, fundamentalmente, a la realización del programa de construcción del Instituto y a la atención del servicio de la deuda que absorbieron, en promedio durante el período, el 74% y 17% respectivamente, del total de recursos.

- 3.54 Las veces que la generación interna de fondos cubrió el servicio de la deuda, se indica a continuación:

	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>
Cobertura servicio de la deuda - veces	2.4	2.2	2.3	1.8

Del análisis financiero histórico del INDE se concluye que, la falta de oportunas actualizaciones tarifarias que permitieran en-
jugar sus mayores costos de operación y generar recursos para la
ejecución de proyectos, le han provocado una dependencia crecien-
te de los recursos presupuestarios del gobierno central para en-
carar la realización de sus programas de inversión.

I. N. D. E.

Estado de Origen y Aplicación de Fondos
Años 1971 a 1974
(en US\$)

	<u>1971</u>		<u>1972</u>		<u>1973</u>		<u>1974</u>		<u>Total</u>
	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>
<u>de fondos</u>									
<u>internas</u>									
Antes de gastos financieros	2.311.681	27	2.335.816	22	2.392.740	20	3.267.928	19	10.308.165
Amortización	1.588.715	18	1.737.736	16	1.970.124	17	2.236.617	12	7.533.192
En interna de caja	3.900.396	45	4.073.552	38	4.362.864	37	5.504.545	31	17.841.357
<u>externas</u>									
Gobierno y Aportes Dependencias	1.757.254	20	3.190.258	29	5.468.874	47	8.270.303	47	18.686.689
Emisiones clientes para construcción	50.804	1	155.252	1	-	-	10.050	-	216.106
De consumidores	2.793.838	32	3.449.710	32	2.063.895	17	3.493.019	20	11.800.462
(disminución) pasivos diferidos	4.103	-	14.824	-	14.536	-	30.594	-	64.057
	105.449	2	(35.409)	-	(114.264)	(1)	206.352	2	162.128
Antes externas	4.711.448	55	6.774.635	62	7.433.041	63	12.010.318	69	30.929.442
Antes de fondos	8.611.844	100	10.848.187	100	11.795.905	100	17.514.863	100	48.770.799
<u>n de fondos</u>									
Netas planta eléctrica	5.366.000	62	8.377.000	77	9.772.000	83	12.760.000	73	36.275.000
(disminución) en cargos diferidos	700.351	8	(145.975)	(1)	149.449	1	(122.766)	(1)	581.059
De la deuda	625.000	8	780.000	7	820.000	8	1.889.500	11	4.114.500
Amortización	990.049	11	1.036.750	10	1.120.260	9	1.228.092	7	4.375.151
Antes	1.615.049	19	1.816.750	17	1.940.260	17	3.117.592	18	8.489.651
Amortización de fondos	7.681.400	89	10.047.775	93	11.861.709	101	15.754.826	90	45.345.710
(déficit) fondos	930.444	11	800.412	7	(65.804)	(1)	1.760.037	10	3.425.089
(déficit) acumulado	930.444		1.730.856		1.665.052		3.425.089		

D. Proyecciones Financieras del INDE

(a) Proyección del Estado de Resultados

- 3.55 El resumen de la proyección de resultados del INDE, para los próximos 10 años se muestra a continuación:

I. N. D. E.

Proyección condensada resultados (con proyecto)
1975-1984

(en miles de US\$)

	Real 1974	Proyectado										Total 1975-1984
		1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	
s de explotación	16.895	19.503	21.945	24.672	28.024	32.199	36.652	42.355	47.335	52.753	58.753	364.19
de explotación	13.355	17.107	25.303	26.457	30.829	37.462	38.354	37.032	34.098	33.325	34.500	314.40
neto de explotación	3.550	2.396	(3.358)	(1.785)	(2.805)	(5.263)	(1.702)	5.323	13.237	19.428	24.253	49.79
ngresos - neto	(272)	(278)	(278)	(287)	400	400	400	400	400	400	400	3.60
antes de gastos eros	3.268	2.674	(3.080)	(1.498)	(2.405)	(4.863)	(1.302)	5.723	13.637	19.828	24.653	53.39
financieros	1.228	1.480	2.918	3.813	6.440	7.828	9.033	14.008	12.681	20.952	18.976	98.11
d (pérdida) netas	2.040	1.194	(5.998)	(5.311)	(8.845)	(12.691)	(10.335)	(8.285)	956	(1.124)	5.677	(44.72)

3.56 El cuadro que precede muestra que de materializarse las hipótesis utilizadas:

- (a) El ingreso neto de explotación sería negativo durante el período de ejecución del proyecto, debido a la incidencia creciente de los gastos de explotación no compensados con ajustes tarifarios. A partir del año 1981, el resultado neto comenzaría a ser positivo en forma sostenida, fundamentalmente debido a la incidencia decreciente del rubro combustible en los gastos de explotación, que se registra por la entrada en operación de Pueblo Viejo.
- (b) La tendencia progresiva de los gastos financieros sin embargo, impide arribar a utilidades netas finales en las proyecciones, salvo para el último año, si bien es posible advertir que en el año 1984 se revertiría la tendencia negativa de los resultados, hacia niveles más satisfactorios.
- (c) Como consecuencia de lo indicado anteriormente, la rentabilidad sobre el patrimonio resulta negativa hasta 1983. En 1984, después de la entrada en operación a Pueblo Viejo, se empezarían a registrar índices positivos.

(b) Proyección de Estados de Origen y Aplicación de Fondos 1/

3.57 La proyección decenal correspondiente a este estado se incluye en la página subsiguiente y muestra que de cumplirse los supuestos utilizados en su formulación, la principal fuente de fondos sería la de origen externo con un 80% en promedio, sobre el total de recursos a obtenerse. Dentro de las fuentes externas, las principales serían las correspondientes a Préstamos, con un promedio del 44% en la próxima década, y las contribuciones a la capitalización del INDE, que debería realizar el Gobierno de Guatemala por el equivalente de US\$278 millones 2/ para que no se produzca déficit de fondos y que representarían en su conjunto el Proyecto de Pueblo Viejo (equivalente US\$130 millones) y subsidios presupuestarios (equivalente US\$148 millones), todo lo cual representa un 42% de las fuentes previstas (US\$763 millones).

3.58 Por su parte, la generación interna de recursos durante el período de construcción, muestra un comportamiento poco uniforme debido a la incidencia provocada por los resultados negativos de explotación. A partir del año 1980, sin embargo, los recursos propios comienzan a consolidarse hacia niveles progresivamente crecientes. Esta fuente de fondos representa, en promedio para el período que abarcan las proyecciones, un 20% aproximadamente de las fuentes totales de fondos.

1/ Las bases utilizadas se muestran en el Apéndice Q.

2/ Esta contribución del Gobierno disminuirá en el equivalente de US\$124 millones, si se aprueban aumentos de tarifas de un 35% a partir de 1976.

I N D E

**Proyección de Origen y Aplicación de Fondos (Con Proyecto)
1975 - 1984
(en miles de US\$)**

	Real 1974	1975	1976	1977	1978	Proyectado 1979	1980	1981	1982	1983	1984	1975
FUENTES FONDOS												
FUENTES INTERNAS												
ING. ANT. GTOS. FINANC.	3245	2074	-3030	-1473	-2405	-4603	-1502	5723	13937	19828	24653	53
DEPRECIACION	3247	3033	3733	4986	5450	6259	5017	9528	18370	13536	18691	90
GENERAC. INTERNA CAJA	5500	5024	629	3433	3045	1367	3715	15231	32027	33364	43344	149
FUENTES EXTERNAS												
PRESTAMOS												
EXIST. Y NEGOCIAC.	3493	21124	22171	23436	39516	52998	51491	14640	3052	0	0	228
BID PROPUESTO	0	0	1059	19439	15134	17093	23015	22124	5475	0	0	105
TOTAL PRESTAMOS	3493	21124	22171	23436	39516	70091	75307	37014	8527	0	0	333
CONTRIBUC. GOBIERNO	0	0	12237	16334	11854	19070	30914	30132	7471	0	0	130
PROYECTO CHIXOY	0	0	12237	16334	11854	19070	30914	30132	7471	0	0	130
APORTES CAPITAL	5270	9135	16138	16028	20425	24492	19391	19150	5274	12504	2969	148
TOTAL CONTRIB. GENO.	5270	9135	28375	36412	32259	43562	50305	49332	12745	12504	2969	278
CONTRIB. AYUDA CONSTRUC.	216	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
DEPOSITOS CONSUMIDORES	31	50	55	51	57	74	81	89	98	108	119	119
TOTAL FUENTES EXTERNAS	12010	30410	52503	79448	57127	113227	125203	86335	21470	12712	3188	61
TOTAL FUENTES FONDOS	17515	35934	53219	82936	90172	115214	133003	101736	53497	51076	46532	76
APLICACIONES FONDOS												
EJECUCION PROYECTOS												
BID PROPUESTO	0	0	19525	44830	43099	65003	59336	62462	15996	0	0	340
OTROS PROYECTOS 1/	12637	32653	28099	30002	35107	36308	27102	9150	3770	3930	3994	21
TOTAL PROYECTOS	12637	32653	47625	74832	79206	101911	116438	71632	19968	3930	3994	55
SERVICIO DEUDA												
INTERESES												
PROYECTO BID	0	0	379	545	1135	1500	1500	1125	625	4175	3855	14
OTRAS DEUDAS	1228	1430	2609	3238	5305	6328	7533	12843	12056	16777	15121	83
TOTAL INTERESES	1228	1430	2988	3783	6440	7828	9033	14068	12681	20952	18976	97
AMORTIZACION												
PROYECTO BID	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2432	2432	4
OTRAS DEUDAS	1890	1690	2960	3933	4943	5063	7412	15123	19541	23518	20930	105
TOTAL AMORTIZACION	1890	1690	2960	3933	4943	5063	7412	15123	19541	25950	23362	109
TOTAL SERVICIO DEUDA	3118	3170	5878	7746	11383	12891	16445	29131	32222	46902	42338	208
AUM. (DISM.) REQUERIM. CAPITAL TRABAJO	0	101	-284	353	-417	412	125	1023	1407	244	200	3
TOTAL APLICAC. FONDOS	15755	35934	53219	82936	90172	115214	133003	101736	53497	51076	46532	76
SUPER. (DEFICIT) FONDOS	1760	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

1/ Incluye las plantas de gas, la central de vapor de Escuintla, la hidroeléctrica de Aguacapa, la geotérmica de Moyuta y obras de expansión en sistemas existentes.

Como se puede observar en la proyección del estado de origen y aplicación de fondos, durante el período que las mismas comprenden no se producen déficit o superavit de fondos. A este respecto, cabe destacar que la misión fue informada en el terreno de la decisión del Gobierno de Guatemala de dar apoyo financiero al INDE, bajo la forma de asignaciones presupuestarias de transferencias de capital o préstamos, razón por la cual, los déficit de fondos que se producirían durante la próxima década han sido considerados como futuros aportes a realizar por el Gobierno de Guatemala al INDE.

- 3.59 Las veces que los recursos de generación interna cubren el servicio de la deuda, a lo largo del período 1975-1984, serían como sigue:

Años	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>
Veces que se cubre el servicio de la deuda	1.74	.11	.45	.27	.11	.41	.52	.99	.82	1.02

Como puede observarse los años 1975 y 1984 registran los únicos índices positivos, pues en ninguno de los años anteriores los recursos generados internamente cubren el servicio de la deuda.

(c) Balance General Proforma 1/

- 3.60 Los balances generales proyectados del INDE se muestran como Apéndice S. Los índices financieros básicos obtenidos en función de los mismos muestran la siguiente evolución:

Años	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>
Indice corriente	1.55	1.28	1.16	1.10	1.15	.78	.68	.54	.56	.59
Indice de endeudamientos	.68	.74	.86	1.06	1.21	1.22	1.10	1.01	.90	.79

Según puede apreciarse, el índice corriente si bien declina progresivamente, se mantiene dentro de niveles aceptables a lo largo del período cubierto por las proyecciones.

- 3.61 Por su parte, el índice de endeudamiento registra niveles adversos, dado que el INDE no generaría internamente fondos suficientes para atender el servicio de sus deudas, tal como se lo puntualizara en los comentarios a los estados proyectados de origen y aplicación de fondos.

1/ Las bases utilizadas se muestran en el Apéndice O.

Con relación al proyecto bajo estudio se recomienda que a partir de la fecha del eventual contrato de préstamo, el INDE se compromete a no incurrir en deudas a largo plazo que resulten: (i) en un aumento del índice de deuda/patrimonio superior a 1.4:1.0; y (ii) en una generación interna de fondos anual inferior a 1.0 vez el monto requerido para el servicio de la deuda en el año siguiente. 1/

- 3.62 La rentabilidad sobre la inversión neta inmovilizada, por su parte, evolucionaría como sigue:

<u>Años</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>
Tasa de retorno s/la inversión neta inmoviliza da (%) <u>2/</u>	4	neg	neg	neg	neg	neg	3	3	4	5

En virtud de los quebrantos de explotación que se registran desde 1976 hasta el año 1980, la rentabilidad sobre la inversión neta inmovilizada es negativa en ese lapso. Recién en el año 1981, la rentabilidad comienza a recuperarse en forma progresiva, aún cuando con valores muy bajos, especialmente teniendo en cuenta que se obtiene sobre valores que no incluyen actualización para reconocer la desvalorización monetaria. La incidencia de tal ajuste provocaría una reducción adicional de los índices obtenidos con base en los ingresos tarifarios considerados en las proyecciones de resultados.

- 3.63 A la fecha de preparación de este informe, se estaban negociando con EEGSA las nuevas cláusulas contractuales que regirán la futura venta de energía en bloque por parte del INDE, ya que el contrato en vigor vence en el mes de diciembre de 1975. Estas negociaciones, que se concretan a nivel de las Juntas Directivas de ambas instituciones, tienen particular importancia en virtud de los márgenes negativos de explotación que registraría el Instituto de no incrementarse en forma sustancial sus tarifas. Según las últimas informaciones obtenidas del INDE, los estudios técnicos que sirven de base para las negociaciones del EEGSA, incluyen un incremento del 50% en las tarifas a partir del año 1976 que, en función de los volúmenes de venta a esta entidad, representaría un aumento del 43% sobre los ingresos totales de explotación del INDE. Sobre la base de proyecciones más prudentes se supuso que la tarifa negociada con EEGSA estaría alrededor del 40%, con un impacto global sobre los ingresos de explotación del INDE del 35%. Ello tendría un efecto favorable sobre la inversión neta inmovilizada que permitiría alcanzar niveles de rentabilidad más satisfactorios sobre los valores sin revaluar de los bienes en servicio, tal como puede observarse en el cuadro que se muestra a continuación:

1/ Ver Recomendaciones.

2/ Inversión neta inmovilizada = activo fijo neto promedio (instalaciones en servicio) + activo corriente promedio.

I. N. D. E.

Rentabilidad sobre la inversión inmovilizada con 35% de aumento tarifario

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	
GWH	737	828	940	1.082	1.233	1.427	1.596	1.780	1
diferencial	7.856	8.826	10.020	11.534	13.144	15.212	17.013	18.975	21
do neto explota- ntes ajuste tarifas	(3.080)	(1.498)	(2.405)	(4.863)	(1.302)	5.723	13.637	19.828	24
do neto explota- spués ajuste tarifas	4.776	7.328	7.615	6.671	11.842	20.935	30.650	38.803	45
ón neta inmo- a promedio	72.711	94.831	114.513	125.690	162.763	206.426	285.123	542.576	528
lidad %	<u>7</u>	<u>8</u>	<u>7</u>	<u>5</u>	<u>7</u>	<u>10</u>	<u>8</u>	<u>7</u>	

- 3.64 Por otra parte, de lograrse este incremento tarifario la generación interna de fondos del Instituto sería suficiente para cubrir 1,0 vez el servicio de la deuda, condición esta que se establece en las recomendaciones.
- 3.65 Adicionalmente, se recomienda incluir en el eventual contrato de préstamo una cláusula para que el INDE obtenga una rentabilidad mínima del 9% sobre su inversión inmovilizada revaluada, 1/ a partir de la entrada en operación en 1982 de la central Pueblo Viejo.

1/ La tasa del 9% es la solicitada por el Banco Mundial al INDE en los dos préstamos que le ha otorgado.

IV. JUSTIFICACION

A. Viabilidad técnica

- 4.01 La concepción técnica del diseño ha sido obtenida como consecuencia de cuidadosos estudios desarrollados en las etapas de prefactibilidad y factibilidad. En ambas etapas se buscó la optimización de las distintas partes del proyecto combinando criterios económicos, con los coeficientes de seguridad apropiados para estas estructuras.
- 4.02 Los aspectos geológicos del proyecto fueron debidamente analizados por los consultores, quienes contrataron para tales efectos la asesoría de un experto de fama internacional, el Profesor R. Barbier de la Université de Grenoble, Francia. El relevamiento geológico de superficie fue complementado con las correspondientes perforaciones y ensayos geofísicos. Terminado el estudio de factibilidad, y deseando conocer con más detalle la estructura geológica de la zona a ser atravesada por el túnel, el INDE contrató con el mismo consultor, el consorcio LAMI, la realización de investigaciones complementarias a lo largo del eje de la aducción. Estos trabajos comprendían la realización de perforaciones profundas, una geofísica sustentada en medidas de resistividad eléctrica, refracción sísmica y en una técnica de reciente aplicación, la audio magneto telúricos que permite la ubicación de zonas de fallas subterráneas.

Dada la importancia que la geología tiene en la determinación de la factibilidad de la ejecución del túnel y en la estimación de sus costos, el Banco, contrató a un experto para que efectuara una revisión de todos los estudios realizados sobre la materia y diera un concepto sobre los mismos. Este fue favorable en cuanto a la viabilidad de la ejecución de estas obras, aunque con un mayor plazo y costo que el estimado por los consultores LAMI.

- 4.03 Los estudios hidrológicos estuvieron sustentados en registros de caudales y lluvias en distintos puntos de la cuenca del Chixoy. En razón de que los mismos no tenían la suficiente antigüedad fue necesario preparar un modelo que programa una generación sintética mensual de caudales con los cuales obtuviéronse valores medios del gasto en el sitio de la presa, y consecuentemente la producción media de la Central. Para la determinación de la crecida milenaria siguióse un modelo que relaciona la precipitación pluvial con la escorrentía, con lo cual establecióse el caudal de avenida a ser evacuado por el vertedero, habida cuenta del efecto de retención del embalse.

En razón de las condiciones de arrastre del río Chixoy, los consultores presentaron especial atención al problema de la sedimentación, con cuyo objeto contratáronse los servicios del experto internacional Profesor W.M. Borland. Con base en las recomendaciones de este técnico se estimaron los volúmenes de sedimentos en la vida útil del proyecto y la necesaria porción del embalse para almacenar los mismos, sin disminuir la producción regulada de la Central.

- 4.04 El presupuesto del proyecto está sustentado en diseños con un grado de avance a nivel de documentos de licitación y en un detallado análisis de precios unitarios, que posteriormente fue refinado por las unidades técnicas del Banco, con la asesoría del experto contratado para la revisión de los aspectos geológicos. El programa de construcción y el plazo previsto para su terminación se consideran realistas, y con los márgenes de holgura adecuados para obras de esta naturaleza.
- 4.05 Las anteriores consideraciones permiten concluir que el proyecto tiene una sana y bien fundada concepción de diseño, que sus costos y período de ejecución son razonables, y que por lo tanto es técnicamente viable.

B. Viabilidad Financiera

Viabilidad del aporte local

- 4.06 El aporte local que alcanza al equivalente de US\$130 millones, sería efectuado por el Gobierno de la siguiente manera:
- (i) El equivalente de US\$60 millones con cargo a los recursos de su presupuesto de inversiones (programa del Sector de Energía) para el período de 1975-1985, el cual forma parte de su Plan Nacional de Desarrollo para el mismo período.
 - (ii) El saldo por el equivalente de US\$70 millones provendría de la opción de largo plazo del sistema de facilidad petrolera, convenido entre Guatemala y el Fondo de Inversiones de Venezuela.

En vista de que el aporte local al proyecto se financiará con recursos provenientes del Gobierno éste deberá asignar prioritariamente al proyecto los fondos que éste requiera para su ejecución.

- 4.07 Para ilustrar la significación de los aportes requeridos por parte del Gobierno Central al INDE, se ha preparado el cuadro siguiente:

Gobierno Central de Guatemala

(equivalente en miles de US\$)

<u>Año</u>	<u>Ingresos corrientes</u>	<u>Gastos de Inversión</u>
1972	185.137	81.445
1973	213.187	82.418
1974	281.008	107.914

Si se suma al monto máximo de aporte local, (neto de provisiones por escalamiento) de US\$8,9 millones en 1981, las otras contribuciones del Gobierno requeridas para ese mismo año por US\$19.2 millones, se obtiene un compromiso de aporte máximo que alcanza a US\$28,1 millones.

Este importe representa un 10% de los ingresos corrientes y un 26% de la inversión total del Gobierno de Guatemala en el año 1974.

De concretarse el aumento tarifario mencionado en el párrafo 3.91 (que significa una reducción del equivalente de US\$124 millones en la contribución del Gobierno al INDE durante 1975-1984), la contribución del Gobierno en el año 1981 (que es de mayor esfuerzo financiero), se reduciría en aproximadamente US\$15 millones, por lo que el aporte total requerido para 1981 sería por US\$13.1 millones. Este monto importaría el 5% de los ingresos corrientes y el 12% de la inversión realizada por el Gobierno en el año 1974, respectivamente.

- 4.08 Si se considera que el 54%, aproximadamente, de la contrapartida local al proyecto habrá de provenir del Fondo de Inversiones de Venezuela, que constituirá recursos adicionales para el Gobierno de Guatemala, la incidencia final de las asignaciones presupuestarias para el INDE, quedaría reducida a un 3% de los ingresos corrientes y a un 8% de los gastos de inversión del Gobierno Central para 1974.
- 4.09 El análisis realizado con base a las proyecciones preparadas, permite formular las siguientes conclusiones:
- (a) Se estima que el INDE podrá contar con recursos suficientes para atender los aportes de contrapartida local que corresponden dentro del plan financiero del proyecto bajo estudio, teniendo en cuenta que éstos provendrán del Gobierno y que su contribución guarda una relación razonable con sus ingresos y gastos de inversión para el año 1974.
 - (b) El nivel de tarifas vigente, que es el que se ha utilizado en la preparación de las proyecciones financieras, no es suficiente para que el INDE cubra sus gastos operativos y financieros y esté en capacidad de atender el servicio de sus deudas, durante el período de ejecución del proyecto. Con base en los ingresos requeridos, se calculó la tarifa que correspondería aplicar para cubrir dichos gastos y el servicio de deudas, la que resultó aproximadamente, un 35% superior a la actual.
 - (c) De concretarse un ajuste tarifario del 35%, disminuirían los requerimientos por aportes del Gobierno al INDE en una magnitud igual a la de ese aumento, el que se ha estimado aproximadamente en US\$124 millones para el período 1976-1984. 1/

Asimismo, debido a que un índice de endeudamiento aceptable al Banco se aproximaría a la relación 1.5:1.0, mientras que los que registraría el INDE en los próximos 10 años no alcanzaría ese nivel, parte

1/ O sea los aportes del Gobierno al INDE durante 1975-1984 serían equivalentes a US\$154,1 millones, incluido el aporte para el proyecto de Chixoy.

de las contribuciones a realizar por el Gobierno de Guatemala podría realizarse bajo la forma de préstamos. Los préstamos deberían ser en condiciones concesionarias y con un período de gracia no inferior al de ejecución del proyecto.

- (d) Las proyecciones de origen y aplicación de fondos, muestran que el INDE estaría en condiciones de llevar adelante los proyectos de obras que forman sus programas de expansión y de cumplir con los compromisos que con ese motivo contraiga, siempre que se cumplan los supuestos utilizados, que incluyen la obtención de financiamiento a negociar y los aportes del Gobierno a la capitalización del INDE, bajo la forma de aportes de capital y préstamos.

4.10 Como resultado de la evaluación realizada, en los elementos normativos 1/ de esta operación se introducen además de las cláusulas normales, las siguientes condiciones especiales:

- (a) El prestatario y el garante deberán tomar las medidas apropiadas aceptables al Banco para que las tarifas por suministro de energía de los sistemas del INDE (i) produzcan, por lo menos, ingresos suficientes para cubrir todos los gastos de explotación del sistema eléctrico, incluyendo los relacionados con administración, operación y mantenimiento, facturación y cobranza, y depreciación; (ii) proporcionen una rentabilidad razonable sobre la inversión inmovilizada del sistema eléctrico, y (iii) si el flujo de fondos por concepto de lo anterior no fuere suficiente para cubrir el oportuno servicio de todas las obligaciones financieras a cargo del INDE, generen los ingresos adicionales que sean necesarios para este propósito.
- (b) El INDE deberá proceder a un ajuste tarifario que represente un 35% de incremento de su actual tarifaria media, el que se aplicará a partir del año 1976.
- (c) En el caso de que los ajustes tarifarios que pudieran producirse durante el período de ejecución del proyecto, no generasen recursos suficientes para cubrir todas las demás inversiones y erogaciones del INDE, el prestatario se comprometerá a adoptar las medidas adecuadas para lograr dicho fin.
- (d) Antes de los 30 días de iniciado cada ejercicio fiscal, y durante la ejecución del proyecto, el prestatario presentará evidencia de que en los respectivos Presupuestos de Inversiones se han asignado los recursos para atender la contribución local al proyecto durante el correspondiente ejercicio, como contribución a la capitalización del INDE bajo la forma de aportes directos de capital o préstamos reembolsables.

1/Ver Proyecto de Resolución y Recomendaciones.

- (e) Dentro de los 120 días siguientes al cierre de cada ejercicio económico del INDE, comenzando con el ejercicio que finaliza el 31 de diciembre de 1975 y durante la vigencia del préstamo, deberá presentar sus estados financieros y los del proyecto e información complementaria relativa a tales estados, dictaminados por una firma de contadores públicos independiente.
- (f) A partir de la fecha del contrato, el INDE, sin previa autorización del Banco, no incurrirá en deudas a largo plazo que resulten en un aumento del índice deuda/patrimonio superior al 1.5:1.

Asimismo, la generación interna de fondos deberá representar por lo menos 1.0 veces el servicio total de la deuda en cada uno de los tres años siguientes, incluyendo el de la deuda que se fuere a contraer.

- (g) Dentro del primer año a partir de la fecha en que se suscriba el contrato pero antes del 31 de diciembre de 1976, el INDE deberá haber concluido la revaluación de sus activos para reconocer los efectos de la desvalorización monetaria.
- (h) Al año de la firma del eventual contrato de préstamo, el INDE y el Gobierno de Guatemala presentarán al Banco, para la aprobación por éste, un plan por el que se tienda a reducir en el plazo máximo de 3 años desde su aplicación, a 90 días o menos el período de cobro de las cuentas por consumo de energía del sector oficial.
- (i) El fortalecimiento de la unidad de Auditoría Interna, será incluido por el INDE dentro de los términos de referencia de la cooperación técnica que se está gestionando con las Naciones Unidas, los que deberán ser satisfactorios al Banco. En lo vinculado con la Auditoría Interna, dichos términos de referencia deberán cubrir los siguientes aspectos:
 - (i) Incorporación de personal calificado en técnicas modernas de auditoría, en lo posible con grado profesional en contabilidad pública.
 - (ii) Preparación de un Manual de Auditoría Interna que, sin limitar la iniciativa individual, detalle para las distintas áreas operativas del Instituto los procedimientos mínimos que habrán de seguirse para la realización de auditorías y sirva como guía para el entrenamiento de los nuevos auditores.
 - (iii) Más intensiva utilización del personal en funciones específicas de auditoría:
 - 1. Restringiendo el énfasis acordado a la "pre-intervención" de comprobantes de "egresos" y "egresos" ("glosa preventiva").

2. Entrenando adecuadamente al personal en las técnicas de auditoría interna, propiciando su participación en cursos y seminarios.

C. Evaluación Económica

- 4.11 Para establecer la factibilidad económica del proyecto hidroeléctrico de Pueblo Viejo se ha hecho el análisis más completo posible de las alternativas económicamente factibles existentes, utilizando la técnica más moderna y avanzada disponible. La evaluación económica realizada estuvo basada en la comparación de un gran número de secuencias de equipamiento, y no de proyectos aislados, a los efectos de encontrar la alternativa de menor valor presente que satisface la demanda prevista, con un cierto grado de confiabilidad expresado en términos de su probabilidad de pérdida de carga. Para estos programas de equipamiento se toman solamente aquellos proyectos hidroeléctricos que se ha demostrado son técnicamente factibles y que tienen estudios soporte que permiten definir con bastante precisión sus costos y períodos de ejecución. Además estas plantas de generación muestran costos de producción económicamente competitivos respecto a centrales térmicas equivalentes. La tasa de descuento utilizada es la representativa del costo de oportunidad de capital, que para el caso de Guatemala, se supuso del 12% como mínimo. Utilizando el precio corriente del petróleo para las alternativas térmicas y el costo revisado de la construcción de Pueblo Viejo no existe ninguna duda acerca de la superioridad de la secuencia iniciada con Pueblo Viejo comparada con una secuencia puramente térmica. Los resultados demuestran además que es muy probable que de cumplirse las proyecciones de demanda, la expansión de la misma para el período 1982/1993 pueda ser cubierta sin la necesidad de agregar ninguna planta térmica. La conclusión del análisis es que en la secuencia óptima, el mejor proyecto disponible para iniciar operaciones en 1982 es Pueblo Viejo y que ésta incluye además, por lo menos otros dos proyectos hidroeléctricos a ser construídos antes de 1993.
- 4.12 Los proyectos programados para ser terminados en 1976-81 son tomados tal como se han presentado, en vista de las decisiones adoptadas de cubrir las necesidades de este período y la urgencia en tener generación adicional. Para las necesidades de 1982 y los años siguientes ninguna de las alternativas más factibles económicamente incluye nuevas plantas térmicas, porque el sistema de INDE ya tendrá suficiente capacidad instalada en este tipo de centrales cada una de las secuencias hidroeléctricas disponibles va a producir energía a un costo sustancialmente menor que aquellas. En realidad los mayores beneficios deben ser esperados con la virtual eliminación de la necesidad de importar combustible en los primeros años de operación de Pueblo Viejo, ya que su capacidad de generación permite que la mayor parte de las plantas térmicas sean paradas y utilizadas como reserva.
- 4.13 La complementación de centrales hidráulicas con térmicas en sistemas eléctricos normalmente sigue un ciclo mediante el cual primeramente

se cubre la demanda con pequeñas unidades térmicas, instalándose posteriormente una hidroeléctrica con suficiente capacidad como para cubrir el incremento de demanda, dejando en reserva las plantas térmicas más ineficientes, las que más adelante pueden ser utilizadas temporalmente para cubrir un aumento futuro de la demanda.

En estos casos el método de análisis más adecuado es la comparación de varios programas alternativos de expansión que suponen un múltiple equipamiento tanto en centrales hidráulicas como térmicas de vapor, de gas, etc. La tarea es de identificar, con la ayuda de programas de computación electrónica, la óptima secuencia de menor costo.

Programas de computación utilizado

- 4.14 La evaluación anotada fue realizada por los técnicos del Banco, con su propio computador, utilizando el programa denominado Wien Automatic System Planning Package (WASP II). Este programa fue inicialmente desarrollado por la Tennessee Valley Authority (TVA), y ha sido posteriormente mejorado y aplicado recientemente en más de una docena de países en vía de desarrollo, para planear el desarrollo de sus sectores energéticos. 1/

El programa está dividido en los siguientes módulos:

- (i) Descripción de la demanda: Posee un archivo de datos con las características de las curvas de carga, sus factores de corrección, condiciones hidrológicas, etc.
- (ii) Descripción del sistema existente: Aquí se archiva todo lo relacionado con las plantas en operación y aquellas cuya ejecución ya ha sido decidida (capacidad, generación, factor de planta, etc.).
- (iii) Descripción del sistema variable: Detalla las mismas características anteriores, pero para aquellas plantas que son candidatas para integrar el programa de expansión, agrupadas de acuerdo a los distintos tipos y capacidades.
- (iv) Generador de configuración de expansión: Con base a ciertos datos previamente definidos (margen de reserva, tipos de plantas, pérdida de carga, etc.) este módulo elabora las combinaciones posibles de expansión del sistema.

1/ Los resultados son publicados en: Market Survey for Nuclear Power in Developing Countries, General Report (Vienna, 1973), hecho por la Agencia Internacional de Energía Atómica. Los países analizados incluyen dos miembros del BID, Argentina y México.

- (v) Simulación probabilística: Efectúa el despacho de las combinaciones posibles de las plantas distribuyendo la capacidad disponible de la manera más eficiente y tomando en cuenta varias características técnicas calcula la pérdida de carga probabilística resultante.
- (vi) Optimización: El código de programación dinámica efectúa la evaluación económica de las secuencias establecidas en el anterior paso, teniendo en cuenta costos de operación y capital, afinando al mismo tiempo los criterios de confiabilidad de mantenimiento de la carga.

Resultados obtenidos

- 4.15 En la optimización se consideraron solamente los proyectos hidroeléctricos con estudios a nivel tal que permitiera establecer sus parámetros de costo y de período de ejecución. En esta categoría existen actualmente cinco proyectos: los cuatro del desarrollo del río Chixoy (Pueblo Viejo, Tapezcos, Jacotales y Palzajel) y Atitlán, los que conjuntamente con los distintos tipos de equipamiento térmico complementario se combinan en las distintas alternativas de expansión.

El análisis de sensibilidad utilizando tasas de descuento del 10 y 14% muestra que no se afecta la factibilidad de Pueblo Viejo, ni la fecha de su entrada en operación ratificando su posición como proyecto prioritario en la secuencia óptima.

- 4.16 La secuencia óptima que se obtiene es la que inicia con Pueblo Viejo siguiéndole Atitlán y Tapezcos, en ese orden respectivamente. Jocotales y Palzajel no entran durante el período de planeación que se extiende hasta 1993. A continuación se tabulan los resultados obtenidos en las principales alternativas estudiadas:

	Costo en valor presente 1/ (millones US\$)	Diferencia relativa a la sugerencia óptima
Pueblo Viejo como primer proyecto	432.4	--
Atitlán como primer proyecto	476.6	+ 44.2
Pueblo Viejo como primer proyecto (excluyendo Atitlán)	479.0	+ 46.6
Atitlán como primer proyecto (excluyendo Pueblo Viejo)	478.9	+ 46.5

1/ El valor actualizado con una tasa de descuento del 12%

El análisis realizado por el Banco que se sintetiza en el cuadro anterior muestra que con base en un estudio de los cinco proyectos hidroeléctricos con información adecuada sobre demanda, costos, etc., la secuencia de equipamiento debe iniciarse con Pueblo Viejo, para que esta central entre en operación en 1982. En efecto la diferencia en valor presente de US\$44.2 millones respecto a la alternativa que le sigue es bastante significativa y justifica económicamente la elección adoptada.

Plan Maestro

- 4.17 Este programa a largo plazo financiado por el Gobierno de la República Federal Alemana tiene como objeto establecer un inventario de los recursos hídricos del país con fines de aprovechamiento hidroeléctrico, a los efectos de optimizar el desarrollo de los mismos en un plan que abarca hasta el año 2000.

El programa comprende tres etapas, la primera de las cuales que suponía la obtención del inventario de proyectos potenciales ya fue concluida. Encuéntrase en elaboración la segunda fase que consiste en el refinamiento de los parámetros de los proyectos seleccionados (costo, capacidad, producción, etc.) para después pasar a la última etapa, que consiste en establecer unas nuevas proyecciones de demanda (en base de tarifas actualizadas, etc.) y la determinación de la secuencia óptima de desarrollo. Se definió así en la primera etapa un grupo de proyectos dentro de los cuales se encuentra solamente el proyecto de Chulac sobre el río Cáhabon que tiene características similares a las de Pueblo Viejo. Sin embargo, el proyecto Chulac se ubica en un área con serios problemas geológicos que no han permitido una adecuada definición de sus costos y por eso hacen falta los estudios finales de factibilidad para permitir una comparación con Pueblo Viejo.

Los resultados de la primera etapa revelan así que en su clase Pueblo Viejo tiene posición y prioridad número uno.

Por último debe mencionarse que un plan maestro es un instrumento dinámico de programación teniendo por lo tanto que ser continuamente revisado y actualizado a la luz de los cambios que se produzcan en los parámetros considerados tales como demanda, precios de combustibles, tarifas, costos de construcción, etc.

Impacto socio-económico

Efecto sobre la Balanza de Pagos

- 4.18 Cualquier secuencia de proyectos hidroeléctricos tendría efectos favorables reduciendo la importación del combustible (Bunker C), y el proyecto Pueblo Viejo, dado sus características especiales, ofrece ventajas especiales al respecto.

El efecto en sustitución de combustible (no solamente en comparación con otras alternativas hidroeléctricas) indican a partir de 1982, cuando el proyecto entra en servicio, un ahorro bruto anual de unos 2,5 millones

de barriles o US\$30 millones a precios de mayo de 1975. Este efecto de sustitución será muy apreciable, tomándose en cuenta que en la actualidad Guatemala no produce petróleo.

Para determinar el ahorro neto debe descontarse el menor gasto por importación de combustible, el pago del servicio de la deuda originada por los préstamos externos contraídos para la ejecución de Pueblo Viejo, pero teniendo en cuenta al mismo tiempo que de no construirse este proyecto habría que equipar al país con plantas térmicas equivalentes. Como para la ejecución de estas necesítanse asimismo préstamos externos se tiene que en definitiva el ahorro neto para la balanza de pagos de Guatemala está representado por la diferencia entre el gasto de combustible y el servicio de deuda de las plantas térmicas alternativas, menos el servicio de la deuda contraído para el proyecto de Pueblo Viejo efectuando este balance para el año en que se copa la producción de esta planta obtienese un ahorro neto en divisas de aproximadamente US\$28 millones.

Efectos sociales

- 4.19 Aparte del impacto que produciría la ejecución de la obra en generar una importante corriente de ingresos en el área del proyecto y sus efectos inducidos en la economía del país, la obra dará empleo a un promedio de 1.500 técnicos y obreros durante su período de ejecución y a unos 100 con carácter permanente.
- 4.20 El proyecto tendrá un importante efecto por el entrenamiento, la experiencia y la especialización que el personal empleado recibirá durante la construcción. El país se beneficiará con esta capacitación de recursos humanos en futuros proyectos similares, algunos de los cuales podrían construirse dentro de la misma cuenca del río Chixoy.
- 4.21 Aparte de este efecto de empleo directo, la obra tendrá importantes efectos secundarios de ocupación, a pesar de que estos efectos indirectos de ocupación de mano de obra son difícilmente cuantificables. Esta creación de empleo indirecta resulta a través de:
 - La magnitud del renglón de los materiales de construcción que serán comprados en el país aumentándose producción y empleo, en la industria y el comercio correspondiente.
 - La demanda adicional para alimentos y víveres de parte de la mano de obra y sus familias, creando un mercado y fomentando la actividad comercial.
- 4.22 Al adoptarse el sistema de generación eléctrica más económico para atender las necesidades energéticas de la zona, como es el caso del proyecto Pueblo Viejo, los costos de operación y administración serían al nivel mínimo factible, con impacto favorable sobre las tarifas necesarias. Cualquier otra alternativa implicaría costos más

altos y, por consiguiente, tarifas más altas, lo cual tendría un impacto social desfavorable con respecto a los usuarios residenciales y del sector público, y representaría una carga económica adicional para los usuarios industriales y comerciales.

- 4.23 La estructura de la tarifa básica actual, significa un subsidio de los consumidores industriales y comerciales en favor de los consumidores residenciales, así como un subsidio de los consumidores de altos ingresos relativos de la ciudad de Guatemala en beneficio de las familias con menores ingresos que viven en otros lugares del país. Del total de las familias que viven fuera del área del sistema central, sólo un 15% tenía servicio eléctrico en 1973, con niveles muy bajos de consumo. Consecuentemente, los crecimientos absolutos y relativos de la población servida y de la energía consumida será probablemente mucho mayor fuera de la zona central. Por lo tanto, el incremento de energía que provenga del proyecto de Pueblo Viejo, beneficiaría en forma más que proporcional a las familias de bajos ingresos que viven en las regiones fuera de la zona central.
- 4.24 Es posible estimar que el total de personas de dichas familias beneficiadas con energía eléctrica, crecería de un total de 550.000 en el año 1973 hasta más de 1,000.000 en 1982, cuando el proyecto sea puesto en servicio; a la vez que la energía consumida por los beneficiarios residenciales de estos pequeños sistemas, más que se duplicaría durante el período.

En el Apéndice I se muestran los índices relativamente bajos de consumo de energía e ingresos familiares del sistema central, lo cual se resume en la tabla que se muestra a continuación:

Consumo Eléctrico Residencial en
Guatemala, Año 1973

	<u>Ciudad</u> <u>Guatemala</u>	<u>Otras Zonas,</u> <u>Sistema Central</u>	<u>Otros</u> <u>Sistemas</u>	<u>Total</u> <u>República</u>
Consumo total (GWh)	151,7	26,1	12,9	190,7
No. de Consumidores (1.000)	82,0	35,5	38,1	155,7
Consumo promedio (Kwh)	1.850	736	337	1.225
Población urbana servida (1.000)	786,0	318,2	549,3	1.653,5
% de Población Total		74%	15%	32%
Personas por Consumidor		9,4	14,4	10,6
Ingreso Familiar Medio, 1970, Áreas Urbanas (Quetzales)		4.946	2.870	3.976

Fuente: Apéndice I

Desarrollo de la Región

- 4.25 El Gobierno ha solicitado al Banco una cooperación técnica no reembolsable que tiene por objeto identificar posibilidades de desarrollo de la Cuenca del río Chixoy, aprovechando en parte las obras hidráulicas que se localizarían en el tramo medio del mismo río y consoliden el desarrollo de toda el área de influencia.

Para ello se elaboraría un programa de desarrollo integral regional, que se estructuraría en base al aprovechamiento de los recursos hidrológicos de la Cuenca e incluiría el estudio de todo el potencial de desarrollo del área en los campos de la agricultura, industria, servicios y recursos humanos, así como la definición de la infraestructura necesaria.

- 4.26 Para alcanzar los objetivos del proyecto se contratarían los servicios de una firma consultora o de entidades especializadas en desarrollo regional integral, que proveerían los servicios de expertos en planificación de desarrollo regional, recursos hidráulicos, geología, evaluación económica de proyectos, planificación física y servicios, planificación social, hidrología, ecología, diseño de obras hidráulicas y otros que lleguen a determinarse como necesarios en la ejecución del programa.
- 4.27 Este programa de cooperación técnica es complementario al proyecto puesto que proporcionará la asesoría y el adiestramiento necesario para aprovechar en forma integral los recursos existentes en toda la cuenca del río y específicamente en la zona del proyecto, facilitando el desarrollo de los recursos naturales de la cuenca y aumentando los beneficios socio-económicos de la inversión propuesta en un área eminentemente rural.
- 4.28 Por otra parte, los resultados de la investigación del Valle del Río Chixoy mostraron que el proyecto Pueblo Viejo tiene un nivel especialmente bajo de impacto social negativo. El área en cuestión está escasamente poblada y la alteración social debida al reasentamiento necesario será reducida. Sin embargo, la población afectada de unas 200 familias o sea 1.200 personas deberá ser preparada, consultada y asistida en los problemas que surjan de la construcción del proyecto.
- 4.29 La población adversamente afectada es casi exclusivamente indígena con poca flexibilidad y movilidad cultural. Por esto para ellos el cambio puede ser muy difícil y un concepto de reasentamiento que se limita al simple pago de indemnizaciones y a evitar inconvenientes físicos, económicos y sociales sería hoy día insuficiente. Por el contrario hay que plantear el reasentamiento necesario dentro de la política nacional de desarrollo socio-económico, promoviendo una mejora de las condiciones de vida de la población en el área de influencia del proyecto, encontrando su solución en la práctica en un programa de desarrollo de la

cuenca del río Chixoy donde el mejor uso de la tierra y su conservación estará combinado con el desarrollo de nuevas tierras, según lo establecido en la cooperación técnica que sería financiada por el Banco.

Aspectos Ambientales

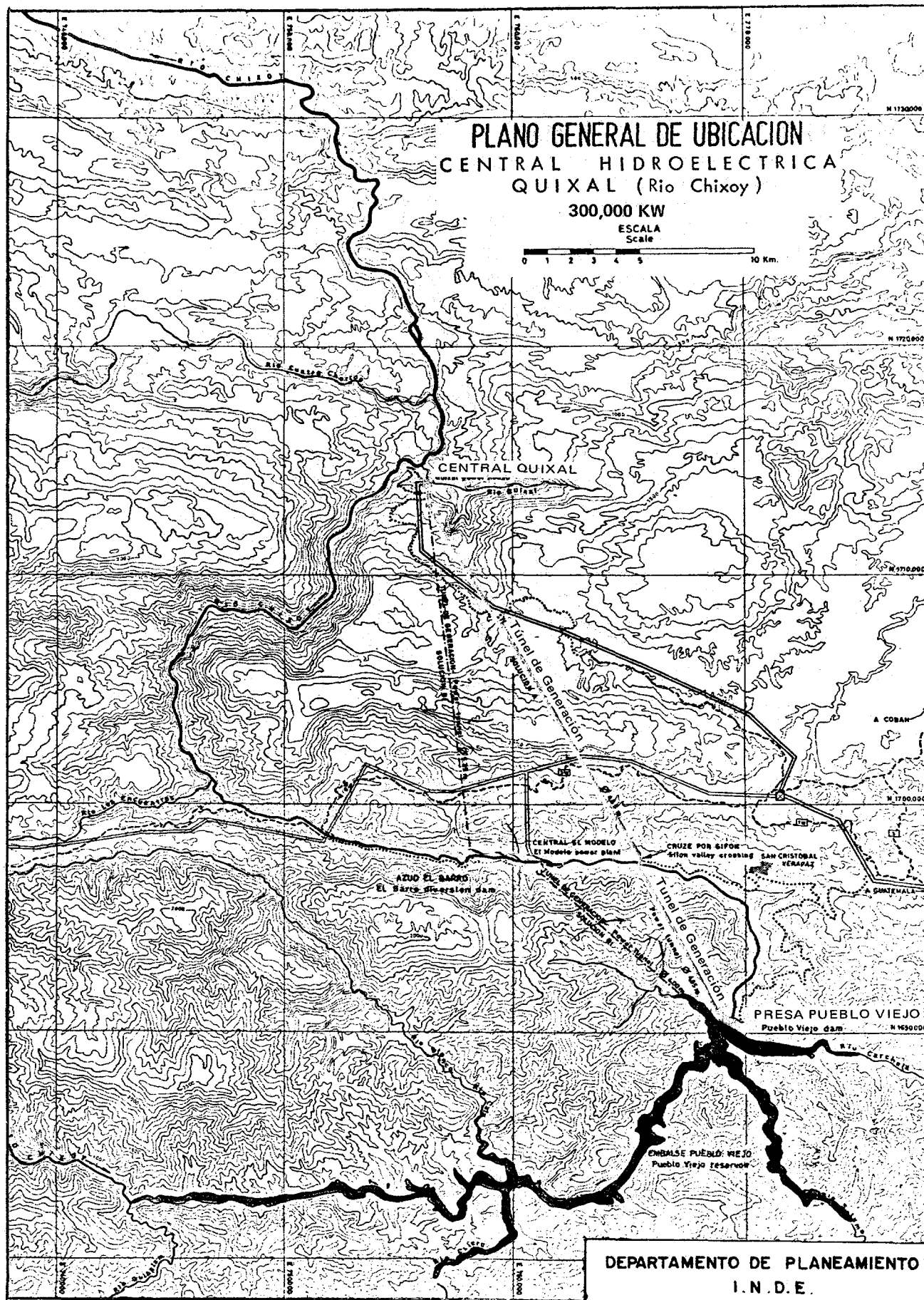
- 4.30 La evaluación del impacto ambiental en el área del proyecto fue realizada por expertos durante el curso de los estudios de prefactibilidad referentes al desarrollo hidroeléctrico del Río Chixoy Medio. Dichas investigaciones ambientales incluyeron ecología humana, salud pública, flora, fauna, hidrología y arqueología.
- 4.31 Los resultados de la investigación son que el área del proyecto tiene un nivel de impacto ambiental adverso singularmente bajo. La población dispersa, la escasez de tierras agrícolas importantes, el bajo nivel de contaminación y la ausencia de enfermedades originadas por el agua, hacen que éste sea un proyecto ecológicamente ventajoso. Sólo existen tres áreas, las cuales requieren mayor consideración: ecología humana, salud pública y arqueología. Pero estas no son tan serias como las que se encuentran normalmente en proyectos comparables. Tomando medidas adecuadas se podrá reducir a un mínimo el impacto negativo, y se podrá mejorar aún más el ambiente en su totalidad.
- 4.32 En cuanto a arqueología dos sitios de aparentemente menor importancia, denominados "Plan de Tierra Negra" y "Cauinal" quedarán inundados por el embalse de Pueblo Viejo. Se han iniciado contactos entre el INDE y la Dirección del Instituto de Antropología e Historia de Guatemala (IDAEH) en marzo y agosto de 1975 para realizar un programa de salvamento arqueológico que incluye una evaluación del valor arqueológico y del estado de las estructuras, y eventualmente el rescate de las estructuras.
- 4.33 Las condiciones de salud en la zona del proyecto son actualmente satisfactorias, pero existen riesgos que las condiciones eventualmente podrían cambiar, como consecuencia de la creación del propio embalse y la afluencia de un gran número de trabajadores y familias no originarios de la región.
- Se está estableciendo actualmente un convenio tripartito INDE, Dirección General de Servicios de Salud y el Instituto Guatemalteco de Seguridad Social (IGSS) de manera de poder cubrir el renglón de salud pública para la población existente y los trabajadores de la obra.
- 4.34 Como conclusión general de la evaluación completa del proyecto hidroeléctrico se puede afirmar, que la suma de los costos económicos, sociales y ambientales es muy reducida, en comparación con el impacto económico y los beneficios sociales y ambientales que el proyecto puede tener mediante una política cuidadosa de desarrollo integral.

4.35 Conclusiones de la Justificación

- (a) La demanda en el sistema de generación del INDE necesita la entrada en operación de una planta en el año 1982, pues de lo contrario produciríanse en los años subsiguientes déficits de energía y potencia.
- (b) El análisis de optimización de secuencias realizado permite concluir que la alternativa de menor costo económico es la que incluye la Central de Pueblo Viejo para que entre en servicio en el año 1982.
- (c) Los beneficios indirectos mejoran la situación de balanza de pago al disminuir las importaciones de petróleo, generan ocupación de mano de obra para la construcción y tienen un impacto en la economía nacional como resultado de las inversiones en moneda local.
- (d) Los costos en sus aspectos sociales y ecológicos tienen una baja incidencia ya que el proyecto ubícase en una zona prácticamente despoblada, con escaso potencial agropecuario, y con un reducido impacto ambiental. Sin embargo necesítase planear una adecuada política de reasentamiento a efectos de evitar una reacción desfavorable en la escasa población afectada por el proyecto.
- (e) La estructura existente de tarifas permite una adecuada distribución de los beneficios entre todos los sectores de consumo, y facilitaría la expansión del servicio a áreas rurales de consumidores de bajos ingresos.

4.36 Recomendaciones

En el Convenio de cooperación técnica que se está procesando para el desarrollo integral de la cuenca del río Chixoy, se incluirá la preparación de un plan para el reasentamiento de las familias afectadas por el embalse de Pueblo Viejo.



GUATEMALA

PROYECTO PUEBLO VIEJO
COSTO DE CONSTRUCCION
(en miles de US\$)

Categorías	Costo Total		
	ME	MN	Total
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION			
1.1 Ingeniería y supervisión	10 282	2 421	12 703
- Firma consultores	9 682	2 421	12 103
- Junta especial consultores	600	-	600
1.2 Administración y gastos generales	-	5 187	5 187
Total Categoría 1	10 282	7 608	17 890
2. COSTO DIRECTO DE CONSTRUCCION			
2.1 Lote A (Obras auxiliares y expropiaciones)	4 920	10 330	15 250
- Carreteras de acceso	4 920	8 380	13 300
- Campamentos	-	1 100	1 100
- Expropiaciones	-	850	850
2.2 Lote B (Aducción, casa máquinas, etc.)	49 895	31 114	81 009
- Túnel incluyendo bocatoma	42 365	26 030	68 395
- Sifón agua blanca	2 685	448	3 133
- Almenara	1 753	1 009	2 762
- Casa de máquinas 1/	2 498	3 172	5 670
- Obras civiles tubería de presión	594	455	1 049
2.3 Lote C (Desvío, presa, vertedero)	17 706	10 132	27 838
- Túneles de desvío	1 850	1 303	3 153
- Presa embalse	7 589	4 369	11 958
- Vteredero	8 267	4 460	12 727
2.4 Lote D1 (Equipo mecánico)	12 971	1 414	14 385
- Turbinas	10 575	1 175	11 750
- Válvulas y stop logs	2 126	209	2 335
- Puente grúa	270	30	300
2.5 Lote D2 (Equipo eléctrico)	12 420	1 380	13 800
- Generadores	7 290	810	8 100
- Transformadores	2 430	270	2 700
- Equipo auxiliar (control, protección, etc.)	2 700	300	3 000
2.6 Lote D3 (Equipo hidromecánico)	7 145	820	7 965
- Tubería de presión	5 940	660	6 600
- Compuertas, válvulas y rejas	1 165	155	1 320
- Piezas fijas compuertas vertedero	40	5	45
2.7 Lote E (Sistema transmisión)	10 209	1 605	11 814
- Subestación Quixal	1 922	122	2 044
- Línea Quixal-Guatemala Norte	5 389	1 263	6 652
- Subestación Guatemala Norte	2 898	220	3 118
Total Categoría 2	115 266	56 795	172 061
COSTO DE CONSTRUCCION	125 548	64 403	189 951

1/ Incluye subestación y canal de fuga.

GUATEMALA

PROYECTO PUEBLO VIEJO
MONTO Y PROGRAMA DE LICITACIONES
(en miles de US\$)

Items	Apert.	Cierre	Adjud.	Monto Estimado ^{1/}			Financiamiento				
				ME	MN	Total	BID	BIRF	BCIE	Prov.	Lo
s complementarias	Jul.75	Set.75	Nov.75	4 920	10 330	15 250	-	-	4 920	-	10
ción, casa máquinas	Ene.76	May.76	Oct.76	49 895	31 114	81 009	49 895	-	-	-	31
ío, presa, vertedero	Ene.77	May.77	Oct.77	17 706	10 132	27 838	-	17 706	-	-	10
po mecánico	May.76	Set.76	Mar.77	12 971	1 414	14 385	-	-	-	11 674	1
po eléctrico	"	"	"	12 420	1 380	13 800	-	-	-	11 178	1
po hidromecánico	Ene.77	May.77	Oct.77	7 145	820	7 965	-	7 145	-	-	
ema transmisión	Ago.78	Dic.78	Abr.79	10 209	1 605	11 814	-	10 209	-	-	1
total				115 266	56 795	172 061	49 895	35 060	4 920	22 852	59

incluye gastos sin asignación específica.

CRONOGRAMA DE OBRAS

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
campamentos	_____						
rga		_____	_____	_____	_____		
presión					_____	_____	_____
quinas		_____	_____	_____	_____	_____	
ga					_____	_____	
vío			_____	_____	_____		
				_____	_____		
				_____	_____		
álvulas, etc.		_____	_____	_____	_____		
transformadores, etc.			_____	_____	_____	_____	
álvulas, compuertas			_____	_____	_____	_____	_____
y es				_____	_____	_____	

fabricación y transporte.

GUATEMALA
PROYECTO PUEBLO NUEVO
CRONOGRAMA DE INVERSIONES
(En miles de US\$)

APENDICE

	TOTALES			1976			1977			1978			1979			1980			1981			ME
	ME	MN	Total	ME	MN	Total	ME	MN	Total	ME	MN	Total	ME	MN	Total	ME	MN	Total	ME	MN	Total	
MINIST.	10 282	7 608	17 890	1 542	1 142	2 684	1 542	1 141	2 683	1 542	1 141	2 683	1 542	1 141	2 683	1 542	1 141	2 683	2 057	1 521	3 578	515
CONSTR.																						
	4 920	10 330	15 250	4 920	9 480	14 400	-	-	-	-	-	-	-	450	450	-	400	400	-	-	-	-
	49 895	31 114	81 009	-	-	-	12 474	7 778	20 252	7 484	4 667	12 151	7 484	4 667	12 151	9 979	6 223	16 202	9 979	6 223	16 202	2 495
	17 706	10 132	27 838	-	-	-	2 656	1 510	4 166	1 771	1 072	2 843	6 197	3 523	9 720	6 197	3 523	9 720	885	504	1 389	-
	12 971	1 414	14 385	-	-	-	1 946	-	1 946	3 891	-	3 891	3 891	283	4 174	2 594	846	3 442	649	283	932	-
	12 420	1 380	13 800	-	-	-	1 863	-	1 863	3 726	-	3 726	3 726	276	4 002	2 484	828	3 312	621	276	897	-
	7 145	820	7 965	-	-	-	1 072	-	1 072	1 429	-	1 429	2 144	164	2 308	1 429	246	1 675	714	328	1 042	357
	10 209	1 605	11 814	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 531	-	1 531	7 657	406	8 052	1 021	1 203	2 224	-
2	115 266	56 795	172 061	4 920	9 480	14 400	20 011	9 288	29 299	18 301	5 739	24 040	24 973	9 363	34 336	30 340	12 470	42 810	13 869	8 817	22 686	2 852
ROS																						
amo BID	11 724	-	11 724	42	-	42	540	-	540	1 335	-	1 335	1 955	-	1 955	2 594	-	2 594	3 338	-	3 338	1 920
prest.	20 967	-	20 967	164	-	164	195	-	195	1 262	-	1 262	3 162	-	3 162	5 835	-	5 835	7 672	-	7 672	2 677
amos BID	2 408	-	2 408	389	-	389	682	-	682	527	-	527	402	-	402	271	-	271	124	-	124	13
s prest.	1 362	-	1 362	-	-	-	86	-	86	591	-	591	422	-	422	205	-	205	53	-	53	5
gilancia	900	-	900	140	-	140	140	-	140	140	-	140	140	-	140	140	-	140	140	-	140	60
3	37 361	-	37 361	735	-	735	1 643	-	1 643	3 855	-	3 855	6 081	-	6 081	9 045	-	9 045	11 327	-	11 327	4 675
ACION																						
erales	14 463	7 621	22 084	-	-	-	3 059	1 692	4 751	2 168	1 019	3 187	2 945	1 442	4 387	3 572	1 818	5 390	2 216	1 353	3 569	503
acion	63 044	28 434	91 478	645	1 062	1 707	4 264	2 190	6 454	7 064	2 270	9 334	13 284	4 832	18 116	21 105	8 303	29 408	13 362	7 960	21 322	3 320
4	77 507	36 055	113 562	645	1 062	1 707	7 323	3 882	11 205	9 232	3 289	12 521	16 229	6 274	22 503	24 677	10 121	34 798	15 578	9 313	24 891	3 823
	240 416	100 458	340 874	7 842	11 684	19 526	30 519	14 311	44 830	32 930	10 169	43 099	48 825	16 778	65 603	65 604	23 732	89 336	42 831	19 651	62 482	11 865
ROS																						
	105 000	-	105 000	1 889	-	1 889	19 439	-	19 439	15 164	-	15 164	17 093	-	17 093	23 816	-	23 816	22 124	-	22 124	5 475
	65 000	-	65 000	-	-	-	5 261	-	5 261	5 371	-	5 371	17 626	-	17 626	25 912	-	25 912	7 778	-	7 778	3 052
	5 400	-	5 400	5 400	-	5 400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	35 362	-	35 362	-	-	-	1 746	-	1 746	10 710	-	10 710	11 814	-	11 814	8 694	-	8 694	2 398	-	2 398	-
	29 654	100 458	130 112	553	11 684	12 237	4 073	14 311	18 384	1 685	10 169	11 854	2 292	16 778	19 070	7 182	23 732	30 914	10 531	19 651	30 182	3 338
	240 416	100 458	340 874	7 842	11 684	19 526	30 519	14 311	44 830	32 930	10 169	43 099	48 825	16 778	65 603	65 604	23 732	89 336	42 831	19 651	62 482	11 865

APENDICE F

AREA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

(INDE, EEGSA y Otras Empresas Eléctricas)

RESUMEN: CONSUMO Y PRODUCCION DE ENERGIA

	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975 (Est.)
<u>Consumo - GWH</u>								
EEGSA	411	461	502	532	597	657	695	745
Servicios INDE	15	16	21	26	31	36	45	53
Otras Emp. Eléctricas (aproximado)	23	24	26	28	30	32	34	38
Total Consumo	449	501	549	586	658	725	774	836
<u>Generación Neta - GWH</u>								
EEGSA	274	301	247	257	279	258	269	272
INDE	222	258	356	381	463	537	581	646
Otras Emp. Eléctricas (aproximado)	18	19	20	21	21	22	21	18
Total Producción	514	578	623	659	763	817	871	936
<u>Tasas de Crecimiento del Consumo %</u>								
EEGSA	-	12.2	8.8	6.0	12.2	10.1	5.8	7.2
INDE y Otras E. E.	-	5.3	17.5	14.9	13.0	11.5	16.2	13.9
Total	-	11.6	9.6	6.7	12.3	10.2	6.8	8.0

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
PROYECCION DE BALANCE DE ENERGIA
(en GWH)

	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
<u>Plantas</u>											
existentes	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
proyectadas	680	680	640	640	640	640	640	640	600	600	600
(energía firme)											
Carbón	-	100	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Por Escuintla	-	-	185	370	370	370	370	370	370	370	370
Por Aguacapa	-	-	-	-	-	60	170	170	170	170	170
Moyuta	-	-	-	-	-	-	110	225	225	225	225
Por Pueblo Viejo	-	-	-	-	-	-	-	540	1.540	1.540	1.540
Energía firme	<u>970</u>	<u>1.070</u>	<u>1.315</u>	<u>1.500</u>	<u>1.500</u>	<u>1.560</u>	<u>1.780</u>	<u>2.435</u>	<u>3.395</u>	<u>3.395</u>	<u>3.395</u>
<u>Energía secundaria</u>											
Plantas	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Aguacapa	-	-	-	-	-	70	200	200	200	200	200
Pueblo Viejo	-	-	-	-	-	-	-	60	170	170	170
Energía secundaria	<u>50</u>	<u>50</u>	<u>50</u>	<u>50</u>	<u>50</u>	<u>120</u>	<u>250</u>	<u>310</u>	<u>420</u>	<u>420</u>	<u>420</u>
Energía media	1.020	1.120	1.365	1.550	1.550	1.680	2.030	2.745	3.815	3.815	3.815
requerida	<u>964</u>	<u>1.084</u>	<u>1.197</u>	<u>1.318</u>	<u>1.446</u>	<u>1.593</u>	<u>1.757</u>	<u>1.935</u>	<u>2.155</u>	<u>2.402</u>	<u>2.676</u>
<u>Deficit</u>											
co	6	(14)	118	182	54	(33)	23	500	1.240	993	719
	56	36	168	232	104	87	273	810	1.660	1.413	1.139

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
PROYECCION DE BALANCE DE POTENCIA

	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>
<u>Unidades (MW)</u>										
Unidades existentes	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Unidades existentes	115	115	115	115	115	115	115	115	100 <u>1/</u>	100
2 x 25 MW	-	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Vapor Escuintla	-	-	53	53	53	53	53	53	53	53
Electrica Aguacapa	-	-	-	-	-	60	60	60	60	60
Electrica Moyuta	-	-	-	-	-	-	30	30	30	30
Electrica Pueblo Viejo	-	-	-	-	-	-	-	230	230	230
	<u>210</u>	<u>260</u>	<u>313</u>	<u>313</u>	<u>313</u>	<u>373</u>	<u>403</u>	<u>633</u>	<u>618</u>	<u>618</u>
<u>Máxima (MW)</u>	<u>188</u>	<u>212</u>	<u>233</u>	<u>256</u>	<u>280</u>	<u>307</u>	<u>338</u>	<u>372</u>	<u>414</u>	<u>461</u>
(Déficit)	22	48	80	57	33	66	65	261	204	157
Reserva (%)	12	22	34	22	12	21	19	70	49	34

Este año produciríase el retiro de las unidades Diesel con una potencia de 15 MW.

ANALISIS DEL CONSUMO ELECTRICO EN GUATEMALA (SERVICIO RESIDENCIAL)

AÑO 1973

	Sistema Central			Sistema Occidental	Sistema Oriental	Sistema Nor-Central	Sistema Atlántico	Total República
	Guatemala Ciudad	Otras Zonas	Total					
Consumo total (MWh)	151 718	26 140	177 858	7 250	5 314	115	166	190
Consumidores	82 030	35 521	117 551	19 341	17 622	647	524	155
Consumo por Consumidor (KWh)(1÷2)	1 850	736	1 513	375	302	178	317	1
Costo Medio (¢/KWh)	-	-	4.2 (EEGSA) (5.9 1975)	6.33	6.56	8.21	6.46	6
Población urbana beneficiada	785 980	318 167	1 104 147	271 481	246 806	22 076	8 987	1 653
Población Total (sin emprendimientos municipales o particulares)	-	-	74%	15%	28%	3%	5%	
Consumo urbano por (5÷2) Consumidor	9.6	9.0	9.4	14.0	14.0	34.1	17.2	
Poblaciones Servidas	1	40	41	116	188	9	7	
Viviendas Urbanas	115 033	23 864	138 897	70 390	33 324	11 279	7 332	261
Costo Medio Urbanas (8÷2) Consumidor	1.4	0.7	1.2	3.6	1.9	17.4	14.0	
Consumo Familiar Anual Medio Areas Urbanas (Q.)	-	-	4 946	2 550	2 962	2 962	1 635	3
Porcentaje del consumo eléctrico en ingreso anual	$\frac{3) \times 4) \times 100}{10}$	-	2.0%	0.9%	0.7%	0.5%	1.3%	

- "Informe Estadístico 1973", INDE
- "Anuario Estadístico 1973", Dirección General de Estadística

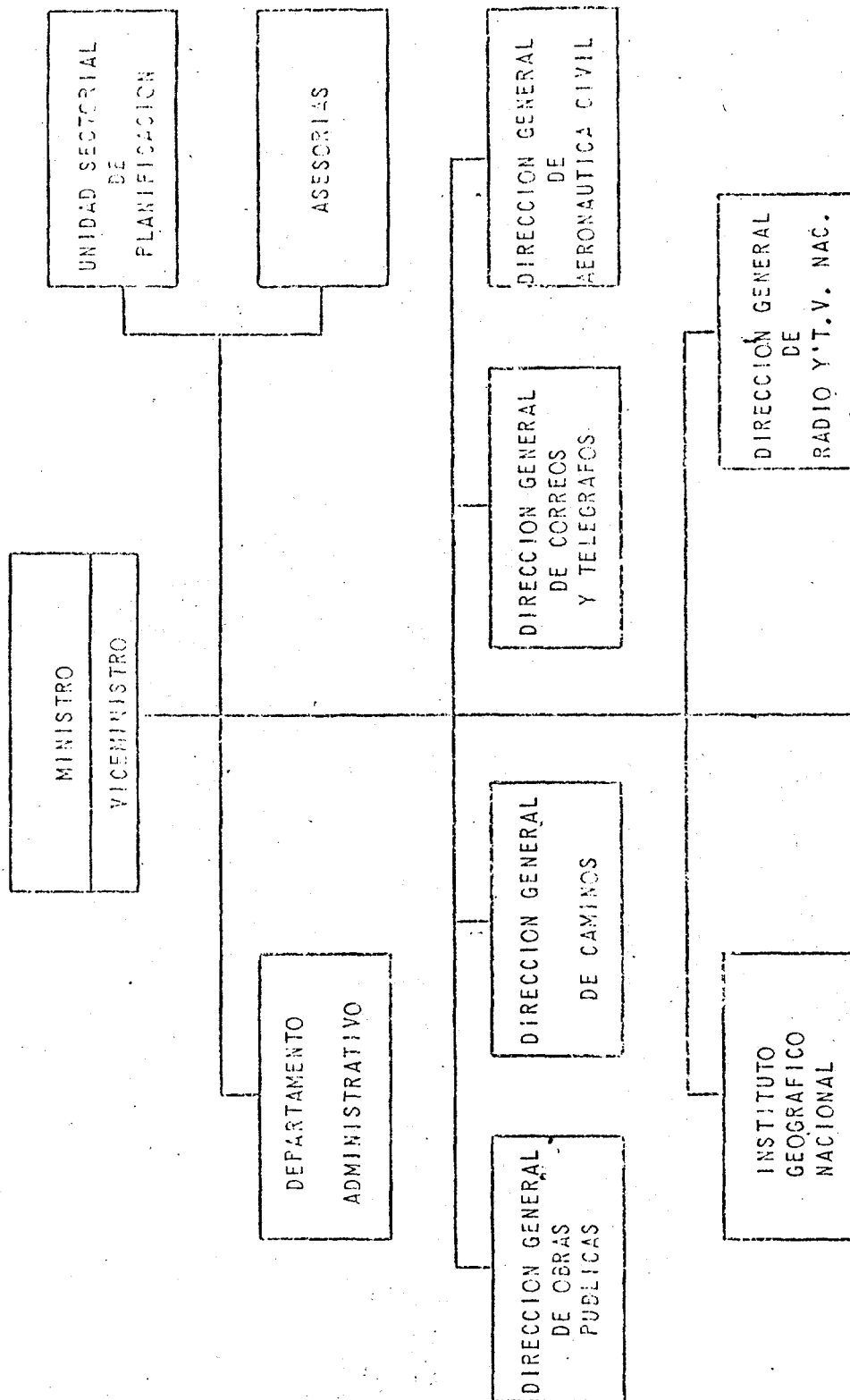
AÑO 1973

B.T. 6.1
A.T. 5.3
(1975)

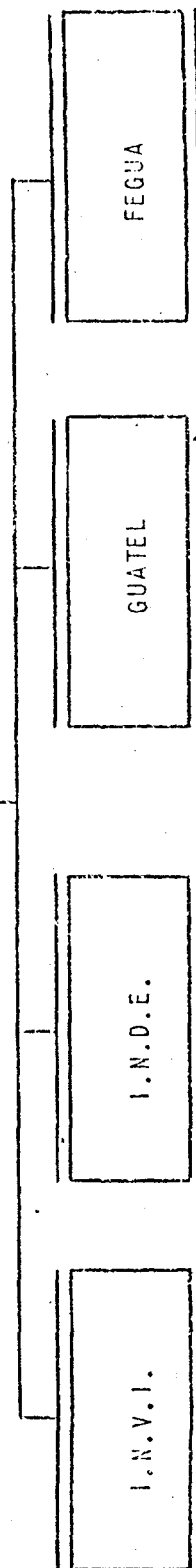
FUENTES:

- "Informe Estadístico 1973", INDE
- "Anuario Estadístico 1973", Dirección General de Estadística

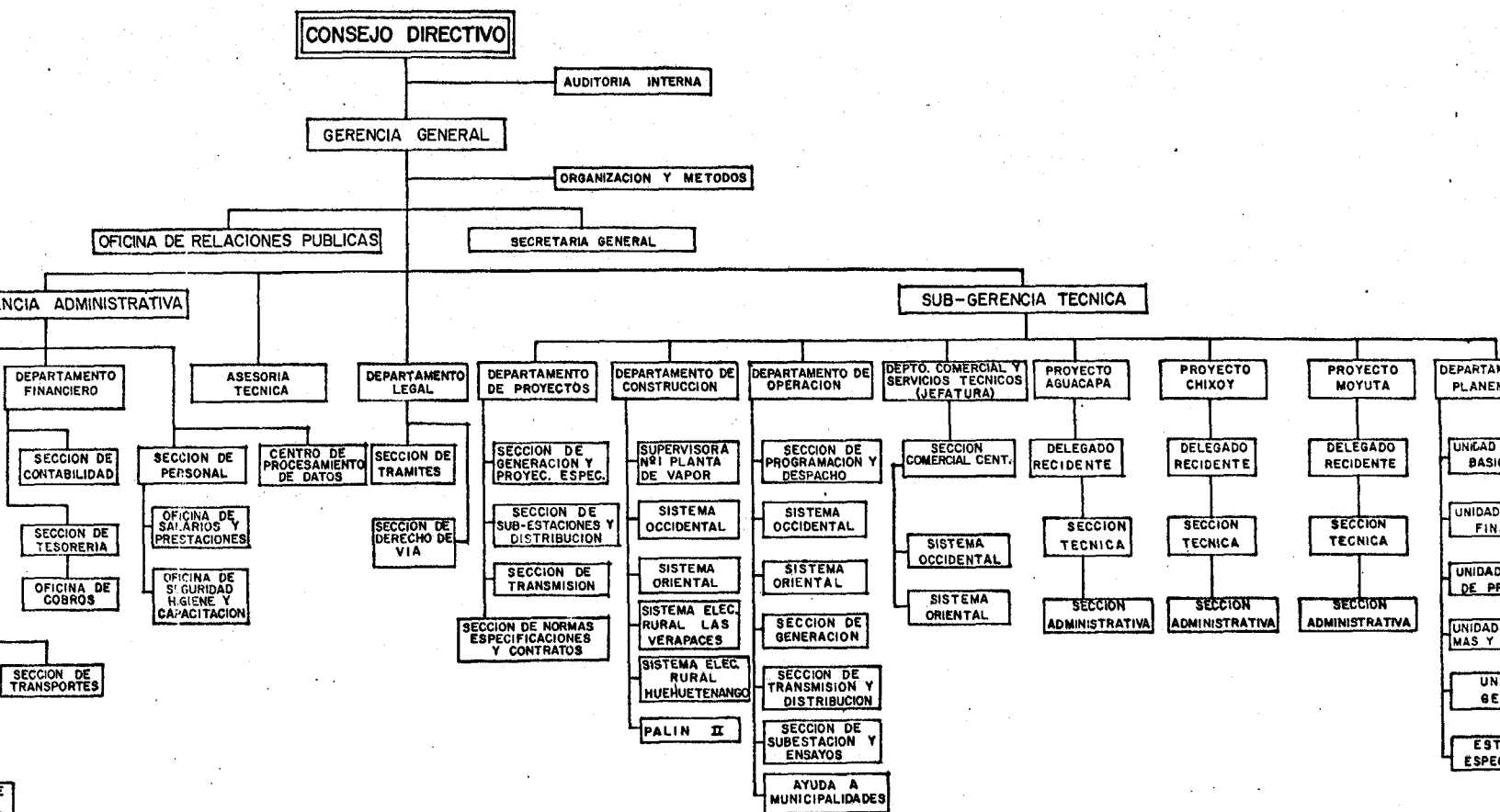
MINISTERIO DE COMUNICACIONES Y OBRAS PUBLICAS



APENDICE K



ORGANIGRAMA DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION



I. N. D. E.
Estados de situación analíticos
Años 1971 a 1974
(en US\$)

APENDICE M

	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>
<u>ACTIVO</u>				
<u>Activo fijo</u>				
Activo fijo - Bienes en servicio	49.331.407	52.612.010	64.392.324	66.798.294
Menos: Depreciación acumulada	7.296.680	9.155.255	11.243.457	13.685.667
Activo fijo neto - Bienes en servicio	42.034.727	43.456.755	53.148.867	53.112.627
Obras en ejecución	12.576.876	17.792.626	15.902.636	26.402.915
Total Activo fijo - neto	54.611.603	61.249.381	69.051.503	79.515.542
<u>Activo corriente</u>				
Caja y bancos	740.636	1.227.353	1.321.328	879.195
Cuentas por cobrar - neto	1.453.056	1.835.880	1.956.027	3.976.774
Deudores diversos	613.629	468.419	818.172	1.686.027
Gastos anticipados	31.653	34.219	443.071	409.418
Materiales y Suministros	1.596.584	1.918.661	2.224.853	2.316.477
Total Activo corriente	4.435.558	5.484.532	6.763.451	9.267.891
<u>Activo diferido</u>				
Cargos diferidos	775.187	629.212	479.763	356.997
Total Activo	59.822.348	67.363.125	76.294.717	89.140.430
<u>PATRIMONIO Y PASIVO</u>				
<u>Patrimonio</u>				
<u>Capital</u>				
Aportado Gobierno Guatemala	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000
Subsidios Gobierno y Aportes				
Dependen. Estado	18.850.151	21.255.768	25.695.472	32.022.570
Contribuc. clientes construc.	220.372	375.624	375.625	385.675
Total Capital	34.070.523	36.631.392	41.071.097	47.408.245
Utilidades retenidas	4.797.896	6.100.117	7.283.114	9.317.321
Total Patrimonio	38.868.419	42.731.509	48.354.211	56.725.566
<u>Pasivo a largo plazo</u>				
Deuda consolidada	18.410.005	21.859.715	23.923.610	27.416.629
Depósitos consumidores	49.229	64.053	78.589	109.183
Total Pasivo a largo plazo	18.459.234	21.923.768	24.002.199	27.525.812
<u>Pasivo corriente</u>				
Porción corriente deuda a largo plazo	745.000	780.000	820.000	1.690.000
Cuentas por pagar y pasivos acumul.	1.577.063	1.790.625	3.095.348	2.969.751
Total Pasivo corriente	2.322.063	2.570.625	3.915.348	4.659.751
<u>Pasivo diferido</u>				
	172.632	137.223	22.959	229.301
Total Patrimonio y Pasivo	59.822.348	67.363.125	76.294.717	89.140.430

APENDICE NI. N. D. E.Detalle de la deuda a largo plazo al 31/12/74

(em US\$)

<u>Acreedor</u>	<u>Año contrato</u>	<u>Plazo (años)</u>	<u>Monto Préstamo</u>	<u>Saldo Adeudado</u>	<u>Dispo- nible</u>	<u>Tasa de interés (%)</u>
<u>I En moneda extranjera</u>						
BID (No.81-OC-GU)	1964	20	3.150.000	1.530.000	-	5 3/4
BIRF (No.487-GU)	1967	25	15.000.000	12.995.000	-	6
BIRF (No.545-GU)	1968	23	7.000.000	6.080.000	-	6 1/4
AID (No.520-L-019)	1971	30	7.000.000	4.346.129	2.653.871	2 y 3
Total obligaciones en moneda extranjera			32.150.000	24.951.129	2.653.871	
<u>II En Quetzales</u>						
Bonos del Tesoro-Programa Energía Eléctrica 1973/75	1973	15	20.000.000	2.465.500	16.500.000	10;6; 2 1/2
Total general			52.150.000	27.416.629	19.153.871	

I. N. D. E.

Bases para la proyección de resultados

La proyección de resultados del INDE que se muestra en el Apéndice No.

fue formulada en base a los siguientes supuestos:

- a) Los ingresos por ventas de energía han sido basados en los pronósticos de ventas de KWH preparados por el INDE y que estiman un crecimiento anual promedio del 12.9%, que se estima razonable.

Conforme lo señalado en el párrafo 3.52, la tarifa promedio ponderada vigente, que es la que se ha utilizado en las proyecciones financieras, está compuesta de la siguiente manera:

La porción básica de la tarifa media ponderada, estimada en el equivalente de US\$10,30 milésimos de dólar.

La tarifa actual también cubre el rubro combustible, cuyos valores fueron calculados por el Banco en función de los requerimientos estimados para la generación térmica multiplicados por el costo unitario del barril de combustible que se supuso constante en los precios vigentes a la fecha de preparación de este informe y que eran US\$ 13.25 el barril de "bunker C" y US\$ 17.05 el barril de gas oil. ^{1/}

- b) Los gastos de operación y mantenimiento han sido estimados por el Banco con base a los siguientes parámetros:

- Generación y transmisión: en función de los requerimientos de los equipos existentes y las adiciones de plantas y equipos al sistema.
- Distribución: en función de las estimaciones de crecimientos en el número de consumidores.

- c) Los gastos de administración se estimaron en función de lo erogado en el año 1974, más un crecimiento de, aproximadamente, el 10% anual acumulativo.

Corresponde puntualizar que para la estimación de los ingresos y gastos

^{1/} Estos valores toman en cuenta el incremento en el precio del combustible aprobado por la OPEP en el mes de setiembre de 1975.

de explotación, se tomaron en cuenta los aumentos en el número de consumidores y de personal pronosticados por el INDE e incorporaciones a la planta y equipo, pero sin previsiones por escalamiento en tarifas, salarios u otras erogaciones por sobre los niveles previstos para 1974.

- d) Las depreciaciones - incluyendo las correspondientes al proyecto bajo estudio - fueron calculadas con base a las tasas regularmente aplicadas por el INDE según la categoría de bienes de que se trate y cuya razonabilidad fue revisada por el Banco en función de los valores generalmente aplicados en la industria eléctrica.

Debe manifestarse que se trabajó sobre valores históricos de activo fijo, es decir, sin revaluar para reflejar la desvalorización monetaria.

- e) Las partidas correspondientes a "Otros ingresos - neto" han sido estimados en base a la experiencia de años anteriores más un porcentaje razonable de crecimiento.

- f) Los gastos financieros se han estimado con base a las condiciones financieras que rigen para los préstamos vigentes. Para los préstamos en negociación, o a negociar en el futuro, que serían necesarios para completar el financiamiento de los proyectos considerados en el programa de inversiones del INDE, se han tomado los montos y condiciones en que se espera obtenerlos; factores que podrían cambiar al concretarse los financiamientos programados.

I N D E
Proyección de Resultados de Explotación (con Proyecto)
1975 - 1984
(En miles de US\$)

	Real 1974	1975	1976	1977	1978	Proyectado		1981	1982	1983	1984	Total 1975-1984
						1979	1980					
RENTA	570	650	751	821	940	1002	1233	1427	1590	1730	1904	12263
RENTA	489	564	630	710	805	924	1053	1233	1382	1545	1729	10877
RENTA	34	35	41	43	45	62	63	74	12	90	100	843
RENTA	47	51	80	75	90	116	117	120	132	145	175	1043
RENTA	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25
RENTA	27.30	27.30	27.30	27.30	27.30	27.30	27.30	27.30	27.30	27.30	27.30	27.30
RENTA	45.80	45.80	45.80	45.80	45.80	45.80	45.80	45.80	45.80	45.80	45.80	45.80
RENTA	13827	15933	17724	20053	22770	25133	27230	34032	39042	43646	48731	293802
RENTA	931	950	1119	1174	1319	1523	1836	2020	2239	2457	2730	17554
RENTA	2137	2014	3020	3440	3944	4453	4907	5533	6054	6650	7292	47835
RENTA	15895	19505	21945	24372	27024	32129	36652	42335	47335	52753	58753	364191
RENTA	7583	10329	16165	15032	14012	23129	21163	16972	2656	1103	1179	125635
RENTA	1395	1420	2502	3403	3595	4227	4553	5494	5902	6259	6801	45017
RENTA	2237	2650	3709	4935	5450	5250	3017	9526	13390	18536	18591	96407
RENTA	129	223	257	358	534	624	959	1125	2766	2593	2522	12157
RENTA	2505	2309	2430	2773	2940	3234	3557	3913	4304	4734	5207	35201
RENTA	13855	17107	25303	25157	33329	37458	35354	37032	34098	33325	34500	314467
RENTA	3540	2375	-3355	-1735	-2505	-5253	-1702	5523	15237	19425	24253	49724
RENTA	-272	273	273	257	400	400	400	400	400	400	400	3643
RENTA	3265	2674	-3750	-1493	-2405	-4553	-1302	5723	15337	19623	24553	53367
RENTA	0	0	354	545	1135	1500	1500	1125	525	4175	3855	14759
RENTA	1225	1430	2915	3413	5440	7325	9035	14000	12331	20252	18976	98129
RENTA	2040	1194	-5993	-5311	-5345	-12691	-10333	-5235	956	-1124	5677	-44762

I. N. D. E.

Bases para la proyección de origen y aplicación de fondos

La proyección de origen y aplicación de fondos que se muestra en el Apéndice se formuló con base a los siguientes impuestos:

- a) Los recursos generados internamente son los que se determinaron en la proyección de resultados.
- b) Los recursos externos se obtienen del desembolso de préstamos; la estimación de estos recursos se detalla a continuación:
 - i) El desembolso de préstamos vigentes se determinó con base al cronograma de desembolsos de cada uno de ellos.
 - ii) El desembolso de los préstamos de Banco en estudio, se efectuarían de acuerdo al cronograma de ejecución de las obras del Proyecto Chixoy.

Las condiciones supuestas para los posibles préstamos BID, son las que siguen:

<u>Conceptos</u>	<u>Distribución de fondos (US\$)</u>		<u>LCC</u>
	<u>FOE</u>	<u>CO</u>	
Monto	45.000.000	45.000.000	
Intereses:			
- en período gracia	1%	8%	2 puntos s/LIBOR <u>1/</u>
- en período amortización	2%	8%	2 puntos s/LIBOR <u>1/</u>
Plazo (años)	40	25	7
Período de gracia (años)	10	6 1/2	4 1/2
Comisión de crédito (%)	1/2	1 1/4	1
Desembolsos (años)	6 1/2	6 1/2	3

La línea de crédito complementaria (LCC) proporciona recursos provenientes del mercado internacional de capitales y por su característica no se ha incluido el financiamiento de sus intereses durante el período de construcción.

1/ Corresponde a la tasa de interés vigente en el mercado interbancario de Londres.

La contrapartida local al Proyecto por US\$130.112.000, sería suministrada como aporte de capital del Gobierno al INDE, de los cuales hasta el equivalente de US\$70 millones procedería de la opción a largo plazo del sistema de facilidad petrolera concedida por el Fondo de Inversiones de Venezuela.

- iii) Los créditos a obtener, se ha estimado se desembolsarían de conformidad con los cronogramas de ejecución de las obras a que se refieren.
- c) Los recursos de fuentes externas, contemplan asimismo "contribuciones del Gobierno de Guatemala" bajo la forma de contrapartida local al proyecto y, como se lo explica en el texto del documento, de aportes para el respaldo financiero del INDE.
- d) Los depósitos de consumidores, que éstos depositan en garantía del pago de sus cuentas de servicio, han sido proyectados sobre la base de su monto esperado para el año 1975 más una tasa de crecimiento del 10% anual.
- e) Los recursos se aplicarían, básicamente a la ejecución de obras. Los montos anuales son los que surgen del programa de inversiones formulado por el INDE y revisado por el Banco. Adicionalmente, a los proyectos en ejecución se incluyeron aquéllos a ejecutarse que contaban, a la fecha de su consideración por el Banco, con estudios de factibilidad y costos razonablemente definidos.
- f) El servicio de la deuda, se proyectó con base a las condiciones establecidas para los préstamos vigentes y a las que se espera obtener con respecto a aquéllos en negociación.
- g) Finalmente, para pronosticar necesidades de capital de trabajo derivadas del crecimiento de las ventas y de la expansión de la planta eléctrica, se determinaron en función de la experiencia, requerimientos adicionales de capital de trabajo.

INDE

Bases para la proyección del estado de situación

En el Apéndice Q , se muestran los estados de situación proforma. Adicionalmente a los supuestos utilizados para la formulación de las proyecciones de resultados y de origen y aplicación de fondos en las que los estados de situación proyectados se basan, se han utilizado para su preparación las siguientes bases:

- a) Se estimó que se mantendría, al finalizar cada uno de los 10 ejercicios proyectados, un saldo en Caja y Bancos equivalente a US\$ 879.000, que es el saldo que el INDE mostró en sus libros al cierre de las operaciones del año 1974.
- b) Se han capitalizado la totalidad de los aportes efectuados a INDE por parte del Gobierno, tanto los correspondientes a la contrapartida local al proyecto hidroeléctrico bajo estudio, como los necesarios para enjugar los déficits de caja que se producen anualmente, según resultan de las proyecciones de fuentes y aplicaciones de recursos (Ver Apéndice Q)

I N D E
Estados de Situación Proyectados
1975 - 1984
(en miles de US\$)

Real 1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
ACTIVO										
ACTIVO FIJO	66798	73833	88627	125559	137574	158490	224156	280590	605434	613234
ACT.FIJO EN SERV.	13686	16536	20245	25231	30581	35531	44748	54476	72366	91402
REPOS. DEP.ACUM.										
ACT.FIJO NETO	53112	57297	68382	100328	106993	122959	179208	206214	532568	503141
OBRAS EN EJEC.	26403	52031	68382	122752	137253	270435	331720	358513	31342	32066
TOTAL ACT.FIJO NE	79515	109328	136764	223080	244246	392507	500928	564527	545904	533207
ACT.CORRIENTE										
CAJA Y BANCOS	379	379	379	379	379	379	379	379	379	379
CIAS.P/COR.RENT	3977	4095	4526	4552	4562	5185	5356	6711	7461	9171
RENT.Y SERV.INST.	2516	2530	2539	3332	3403	3520	3945	4965	6375	6819
OTROS ACTS.	2376	2376	2376	2376	2376	2376	2376	2376	2376	2376
TOTAL ACT.CTE.	9268	9651	10092	10859	10945	11935	12776	14654	16311	18965
ACT.DIFERIDO										
COMOS.DIFERIDOS.	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357
TOTAL ACTIVO	89140	119380	136753	234339	303145	404847	514901	573943	561126	594529
PATIM. Y PASIV										
PATRIMONIO										
CAPITAL	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000
AP.GRO.GUATEMALA										
SUBS.GRO. Y AP.	32022	43576	74302	113577	145547	192556	255983	314516	329465	342513
DEPEND.ESTADO	366	436	536	536	769	836	936	1036	1136	1336
CONT.AYU.CONST.										
TOTAL CAPITAL	47406	59062	79838	129233	162333	209552	271394	333732	345631	352699
UTIL.RETENIDAS	9317	8093	-256	-3430	-17965	-31616	-43161	-68146	-72294	-57616
TOTAL PATRIMONIO	56725	67155	79582	125803	144368	178036	228233	265586	273337	295083
PAS.A LGO.PLAZO										
DEP.CONVOL.	27417	45531	65708	103340	153257	215739	273296	291093	278170	229903
DEP.CONVOL.	109	159	214	275	342	416	497	566	684	911
TOTAL PAS.A LGO PL	27526	45740	65922	103615	153599	216155	273793	291659	278854	230819
PAS. CORRIENTE										
PC.CTE.D.A. LGO	1590	2960	5933	4943	5063	4912	10123	14541	23450	22900
CIAS.P/PAG Y PASA	2970	3252	3977	4366	4839	5515	6183	7036	7768	9493
TOTAL PAS.CTE.	4560	6212	7910	9329	9952	10427	16306	21579	31238	32393
PAS.DIFERIDO	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
TOTAL PAS.Y PAS.	69140	119380	163693	234339	308148	404847	514061	575043	581578	594529

CONVENIO SUBSIDIARIO DE PRESTAMOS

ENTRE

EL GOBIERNO DE LA REPUBLICA DE GUATEMALA

Y

EL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION

En la ciudad de Guatemala, a los _____, los suscritos,
_____, actuando en nombre y representación del Gobierno de la República de Guatemala, debidamente autorizado, según Acuerdo Gubernativo de nombramiento como Ministro de Finanzas, de fecha primero de julio de 1974, y los señores _____, actuando en su calidad de Presidente y Gerente General del Instituto Nacional de Electrificación, respectivamente, debidamente autorizados para suscribir este Convenio según acuerdo del Consejo Directivo de la Institución adoptado en el Punto _____ del Acta No. _____, de la Sesión celebrada con fecha _____, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo _____ del Decreto No. _____ del Congreso de la República, de fecha _____ publicado en el Diario Oficial No. _____, Tomo No. _____, de fecha _____, convienen en lo siguiente:

ARTICULO I

DEFINICIONES

Se establecen las siguiente definiciones para los fines del presente instrumento:

- | | |
|-----------|---|
| GOBIERNO: | El Gobierno de la República de Guatemala, actuando por medio del Ministerio de Finanzas Públicas. |
| INDE | El Instituto Nacional de Electrificación, Institución responsable de la ejecución del Proyecto. |
| BID | El Banco Interamericano de Desarrollo, con sede en Washington, D. C. |

CONTRATO DE PRESTAMO: En Contrato No. _____/SF-GU celebrado entre el Gobierno y el BID el _____, y aprobado por el Decreto No. _____ antes mencionado.

PRESTAMO: Los fondos provenientes del BID según el Contrato de Préstamo clasificado como Préstamo No. _____/SF-GU.

PROYECTO: Las obras de construcción de la Central Hidroeléctrica "Chixoy" equipos, servicios, programas de reasentamiento y todas las inversiones relacionadas, según se describe en el Anexo B del Contrato de Préstamo.

CONVENIO SUBSIDIARIO: Este convenio celebrado entre el Gobierno y el INDE para llevar a cabo la ejecución del Proyecto y la utilización de los recursos del Préstamo.

ARTICULO II

OBJETO DEL CONVENIO

El propósito de este Convenio es traspasar al INDE los recursos que el Gobierno ha recibido del BID, al amparo del Contrato de Préstamo, para dar cumplimiento a lo estipulado en el literal _____, Cláusula _____, Capítulo II de dicho Contrato a fin de que pueda llevar a cabo el Proyecto, y para lo cual el INDE acepta todas las disposiciones contenidas en el Contrato de Préstamo, relacionadas directa o implícitamente con el INDE en todo lo concerniente al Proyecto y al Préstamo.

ARTICULO III

MONTO DEL PRESTAMO

El Gobierno conviene en dar en Préstamo al INDE y éste acepta, en los términos y condicio-

nes que aquí se estipulan o a que se hace referencia, aquellas cantidades que sean desembolsadas por el BID al amparo del Contrato de Préstamo hasta por una suma de _____
 _____ quetzales (Q) que equivalen a _____
 _____ dólares de los Estados Unidos, al tipo de cambio vigente en la fecha de este convenio, de un dólar igual a un quetzal.

ARTICULO IV

DESEMBOLSOS

De conformidad con la Cláusula _____ del Capítulo _____ y Cláusula _____, Capítulo III del Contrato de Préstamo el INDE podrá retirar directamente del Préstamo, a nombre del Gobierno, y comunicándolo a éste, las cantidades que la ejecución del Proyecto demanda, y cualquier retiro hecho de esta manera se considerará como hecho por el Gobierno a cuenta de este Convenio, en igual cantidad por su equivalencia en quetzales guatemaltecos, y en la misma fecha en que dicha cantidad haya sido desembolsada por el BID.

Cualquier suspensión en el derecho del Gobierno para desembolsar recursos del Préstamo producirá los mismos efectos para los fines de desembolso del Préstamo Subsidiario.

ARTICULO V

INTERESES Y OTROS CARGOS

El INDE acreditará al Gobierno como retiros a cuenta del Préstamo a que se refiere este Convenio los mismos intereses y comisión de servicio que el Gobierno deba pagar al BID durante el período de desembolsos del Préstamo de conformidad con las cláusulas _____ y _____, Capítulo II del Contrato de Préstamo y que sean cargados a los recursos del Préstamo a solicitud del Gobierno.

El INDE pagará al BID por cuenta del Gobierno la Comisión de Compromiso que éste deba pagar al BID sobre las cantidades no desembolsadas, de conformidad con la Cláusula 4 del Capítulo II del Contrato de Préstamo.

ARTICULO VI

AMORTIZACION

El INDE amortizará el préstamo en cuotas semestrales sucesivas e iguales que comprenden capital e intereses por su equivalencia en Quetzales Guatemaltecos, la primera de las cuales deberá pagarse el _____ y la última el _____.

La tabla de amortización respectiva será suministrada al INDE por el Gobierno, con anterioridad al vencimiento de la primera cuota. Para el cálculo de la equivalencia en Quetzales de lo que deba pagar el INDE se tomará como tipo de cambio oficial la tasa de cambio entre el quetzal y el dólar de los Estados Unidos, establecida por el Banco de Guatemala para la fecha de vencimiento de la respectiva cuota.

ARTICULO VII

COOPERACION, VIGENCIA, TERMINACION

El Gobierno y el INDE convienen en cooperar plenamente en la realización del Proyecto, para que el mismo sea ejecutado con la debida diligencia y eficiencia, tanto en la ejecución

de las obras como en todos los demás aspectos relacionados con el mismo y mantendrán información adecuada al respecto.

Este Contrato entrará en vigencia en esta misma fecha y terminará en sus obligaciones monetarias el _____. La vigencia del Convenio podrá modificarse por Acuerdo entre las partes, previa aprobación del BID, y siempre que se hubieren cumplido las obligaciones en él contenidas, pero el INDE quedará comprometido a dar cumplimiento a las demás obligaciones de tipo no financiero, establecidas en el Contrato de Préstamo, mientras dure la vigencia del mismo.

EN FE DE LO CUAL las partes, actuando por medio de sus Representantes debidamente autorizados, suscriben este Convenio en el lugar, día y hora al principio mencionados.

Por el Gobierno de la República de Guatemala

Por el Instituto Nacional de Electrificación

NORMAS BASICAS REFERENTES A LAS LICITACIONES

El procedimiento que el Prestatario, deberá someter al Banco de conformidad con el inciso del Contrato de Préstamo, habrá de encuadrarse en las siguientes normas básicas para la adquisición de bienes o la celebración de contratos que deban efectuarse a través del sistema de licitación pública internacional.

1. Previamente a la convocatoria a licitación para la realización de obras, deberá procederse a la calificación de las personas o firmas interesadas en participar en esa licitación. La calificación es parte del proceso de licitación y debe tener por objeto básico asegurarse que los posibles futuros oferentes llenen las condiciones básicas de experiencia, suficiencia técnica y financiera y merezcan confianza en cuanto al fiel cumplimiento de sus compromisos.
2. Las bases específicas de la licitación deberán someterse a la aprobación del Banco, junto con el texto de la notificación o carta que simultáneamente con la publicación por la prensa de la convocatoria a licitación, habrá de dirigirse a las embajadas o consulados de los países elegibles.
3. Una vez que las propuestas hayan sido recibidas y analizadas por el Prestatario, deberá someterse a examen del Banco el cuadro comparativo de las propuestas junto con el criterio que se haya formado el Prestatario o Ejecutor, en cuanto a la adjudicación de la licitación. Además, deberá someterse a análisis del Banco el texto del contrato que se firmaría con el adjudicatario de la licitación. El Banco se pronunciará respecto de dichos documentos dentro de un plazo razonable a partir de la recepción de los documentos y solo después de oír al Banco podrá el Prestatario hacer la adjudicación final de la licitación.
4. Si se declara desierta la licitación deberá convocarse a una nueva licitación siguiendo los mismos procedimientos y observando iguales plazos que los establecidos para la primera convocatoria; y si esta segunda convocatoria fuese igualmente declarada desierta, el Prestatario deberá efectuar las consultas del caso con el Banco para definir el futuro curso de acción.
5. Caso de que el contrato a suscribirse con el oferente que resultare favorecido variara sustancialmente de los términos y condiciones contenidos en el proyecto de contrato a que se refiere el párrafo 2, el Prestatario deberá someter los cambios al examen y análisis del Banco antes de suscribir el contrato final.
6. Copia o copias del contrato final deberán ser enviadas a la Oficina de la Representación del Banco en Guatemala.-