

GUATEMALA

FINANCIAMIENTO ADICIONAL PARA EL AUMENTO DE OBRAS
DEL PROYECTO HIDROELECTRICO PUEBLO VIEJO-QUIXAL
EN EL RIO CHIXOY

(Instituto Nacional de Electrificación - INDE)

I n d i c e

	No. de Página
I. INTRODUCCION	1
A. Antecedentes	1
B. La Solicitud	3
C. Prioridad del Proyecto	3
D. Mision de Análisis	4
II. EVALUACION DE LOS PRETAMOS	5
A. Antecedentes	5
B. Ejecución del Proyecto	8
1. Aspectos Técnicos	8
2. Aspectos Financieros	19
3. Aspectos Operativos	23
4. Aspectos Económicos y Sociales	26
C. Conclusiones	26
III. MARCO DE REFERENCIA	28
A. Evolución Económica Reciente y Perspectivas	28
1. Situación Financiera Fiscal	28
2. Balanza de Pagos	29
3. Deuda Pública Externa	30
4. Petróleo y Perspectivas	30
B. Análisis del Sector Energía Eléctrica	31
1. Estado Actual y Evolución Reciente	31
2. Instalaciones Existentes del INDE	34
3. Mercado de Energía Eléctrica	35
4. Programa de Expansión del Sistema Eléctrico	37
5. Balance de Energía y Potencia	38
IV. EL PROYECTO Y EL FINANCIAMIENTO ADICIONAL NECESARIO PARA COMPLETAR SU EJECUCION	39
A. Objetivos y Descripción del Proyecto	39
B. Costo Total y Plan de Financiamiento del Proyecto	41
1. Cuadro de Costos	41
2. Bases del cálculo	43
C. Financiamiento de los Costos Adicionales	45
D. Fuentes y Aplicación de Fondos	47
E. Condiciones y utilización de los Recursos del Financiamiento Adicional del BID	48
F. Aporte Adicional de Contrapartida	48

V.	TERMINACION DEL PROYECTO	49
A.	Unidad Ejecutora y Servicios de Consultores	49
B.	Diseños y Documentos de Licitación	49
C.	Situación Actual de las Obras	49
D.	Plan de Terminación del Proyecto	50
E.	Período de Ejecución y Calendario de Desembolsos	51
F.	Adquisición y Contratación de Bienes	52
G.	Materiales de Construcción	52
H.	Mano de Obra	52
I.	Operación y Mantenimiento de las Instalaciones	52
J.	Reubicación de campesinos	52
K.	Protección de la Cuenca	54
L.	Inspección y Vigilancia	54
M.	Evaluación Ex-Post	54
VI.	ANALISIS INSTITUCIONAL Y FINANCIERO	55
A.	Base Legal y Organizativa del Ejecutor	55
B.	Evaluación de la Estructura Administrativa	55
C.	Control Interno	56
D.	Control Externo	56
E.	Recursos Humanos	57
F.	Análisis Financiero Histórico	58
G.	Tarifas	65
VII.	JUSTIFICACION DEL FINANCIAMIENTO ADICIONAL ANALIZADO	69
A.	Viabilidad Técnica	69
B.	Viabilidad Financiera	70
C.	Evaluación Socio-Económica	76

APENDICES

II-1	Aumento Progresivo de los Costos del Proyecto
III-1	Generación, consumo y demandas máximas 1970-1980
III-2	Consumo, e ingresos medios por sector en el período 1975-1979
III-3	Instalaciones existentes de INDE y EEGSA en 1979
III-4	Programa de expansión en el período 1981-1991
IV-1	Mapa general de la República de Guatemala
IV-2	Ubicación de las obras principales
IV-3	Clasificación por categorías de los aumentos de costos
IV-4	Diseño final de la Casa de Máquinas, Canal de Desvío y Sub-Estación

- V-1 Cronograma de terminación de las obras
- VI-1 Estados de resultados proyectados para 10 años
- VI-2 Proyección de los estados de origen y aplicación de recursos financieros del INDE
- VI-3 Estados de posición financiera del INDE para 1981 a 1990
- VI-4 Apéndice Económico (Cuadros A a P)

I. INTRODUCCION

A. Antecedentes

- 1.01 El Proyecto Hidroeléctrico Pueblo Viejo-Quixal en el Río Chixoy se encuentra en ejecución desde 1976 con financiamiento de los cuatro préstamos del BID cuya utilización se evalúa en el Capítulo II de este Informe. El costo total del Proyecto ha aumentado en el equivalente de US\$289.126.000, lo que representa un aumento del 84%, aproximadamente, en relación al presupuesto originalmente establecido a precios del mes de marzo de 1975. Una porción significativa de estos sobrecostos se deben a obras adicionales; estas serían las únicas obras que se cubrirían con cargo al financiamiento adicional que pudiera otorgar el BID con sus propios recursos y el cual se analiza en este Informe.
- 1.02 Desde un principio, el análisis del Proyecto y de sus posibles costos se enfocó con sumo cuidado, debido a la magnitud de las obras -entre ellas un túnel de aducción de 26 Kms que es de los más largos que se hayan construido en Latinoamérica- y las difíciles condiciones geológicas típicas de la Región Centroamericana. Consecuentemente, se estimó que este sería un Proyecto de difícil ejecución, que exigiría el rendimiento máximo que pudieran dar empresas internacionales de gran experiencia y reconocida capacidad, así como los mayores esfuerzos de técnicos locales enfrentándose por primera vez a una obra de estas proporciones. A la vez, se estaba consciente de que en última instancia la ejecución del Proyecto dependería del aporte financiero del Gobierno y de la colaboración sostenida del Banco y de otras fuentes de financiamiento internacional.
- 1.03 En febrero de 1976 Guatemala fue azotada por un terremoto devastador; esto implicó la adopción de una serie de medidas de emergencia, debido a la necesidad de proteger las obras futuras contra otros posibles sismos de una intensidad no experimentada por el país hasta entonces. Entre estas pueden citarse: la reorientación de la casa de máquinas y la relocalización de la subestación, así como el diseño y construcción de un canal de desvío, todo ello ocasionado al encontrarse una falla geológica en el Río Quixal al ser este desviado temporalmente, la cual se pensó pudiera estar activa; la elevación de la presa y el rediseño de otras obras para soportar un terremoto de una fuerza de 0,65 G, así como el rediseño del vertedero para que este pudiera manejar una crecida de agua consecuencia de una onda sísmica con una probabilidad de 10 mil años.

- 1.04 Además de la mayor protección antisísmica, durante la construcción misma se ha encontrado roca kárstica en la zona donde se excavan los túneles, lo que ha dado lugar a derrumbes y, en ciertos casos, ha requerido mayores inyecciones de concreto. Asimismo, entre los demás factores de aumento de costos ocurridos durante la ejecución pueden citarse, a título de ejemplo solamente: la diferente tasa de cambio del US\$ dólar con respecto a otras monedas más duras en las cuales están denominados algunos contratos de construcción suscritos y, en parte, pagados; y los sobrecostos asociados con la mayor dedicación de equipo, mano de obra, etc., para reducir la demora de la entrada en servicio de la primera unidad del Proyecto, en vista del alto costo que tiene para el país la producción de energía eléctrica que actualmente se efectúa predominantemente en plantas térmicas.
- 1.05 Ninguna de las circunstancias anteriores es atribuible ni al Prestatario ni al Ejecutor; las variaciones entre lo previsto en el Estudio de Factibilidad original y la realidad no debieran considerarse deficiencias del Estudio, dada la magnitud de la obra y la particularidad de que en Centroamérica no se ha construido ningún otro proyecto con un túnel de semejante longitud.
- 1.06 Las dificultades anotadas precedentemente dieron origen a una serie de revisiones de costos sobre la marcha. En efecto, el presupuesto establecido originalmente al analizar la operación fue del equivalente de US\$340,8 millones; de este total el BID (con dos préstamos con recursos propios y otros dos provenientes del Fondo Venezolano de Fomento y de una Línea de Crédito Complementaria), el BIRF, el BCIE y los créditos de proveedores, financiarían un 61,8% y el 38,2% restante estaría a cargo del aporte local. Al 31 de diciembre de 1980, el presupuesto de la obra había sido modificado en dos ocasiones y ascendía a la suma de US\$446,5 millones; de esta suma el aporte local de fuentes internas, exclusivamente financiaría el 51,5%, mientras que las fuentes externas financiarían el 48,5% restante. En la actualidad se estima que el aporte local de fuentes internas, exclusivamente, -que viene siendo aportado en su mayor parte por esfuerzos extraordinarios del Gobierno y suplido oportunamente según lo requiere la ejecución del Proyecto- cubriría el 49,0% del costo total del Proyecto y las fuentes externas el 51% restante. De lo anterior, se desprende que si bien el costo total ha aumentado en un 84%, los requerimientos de aporte local se han incrementado en un 137%, pasando en términos absolutos del equivalente de US\$130,1 millones al equivalente de US\$308,5 millones.
- 1.07 No obstante los aumentos de costos indicados precedentemente, el Proyecto continúa siendo rentable y de vital importancia para el país. Ello se debe principalmente a que, según se analiza en otras partes de este Informe, la generación de energía eléctrica se viene llevando a cabo en Guatemala predominantemente en plantas térmicas, lo cual representa un gasto anual en combustible muy sustancial. Al respecto, debe tomarse en cuenta que al momento de efectuar el

análisis original se utilizaron los precios vigentes al mes de marzo de 1975, los cuales eran de US\$13.25 el barril de "BUNKER C" y US\$17.05 el barril de gas-oil; para el análisis actual los precios correspondientes son de US\$33.43 el barril de "BUNKER C", US\$43.10 el del Diesel y US\$34.60 el barril de crudo. Estos aumentos de precio se han reflejado en las tarifas que cobra el INDE a sus consumidores ya que el precio promedio de kilowat/hora vendido ha aumentado en un 143% entre 1976 y 1980.

B. La Solicitud

- 1.08 Se han establecido numerosos contactos entre el Prestatario, el BID y el Ejecutor, ajustando los presupuestos según ha resultado necesario. Los sobrecostos se han venido financiando mediante aportes adicionales del Gobierno y del Fondo de Inversiones de Venezuela. Finalmente, el 5 de marzo de 1981 el Gobierno de Guatemala se dirigió al Banco solicitando un préstamo adicional destinado a cooperar en el financiamiento del aumento de obras del Proyecto y, a la vez, que el BID gestione financiamientos de otras fuentes.

C. Prioridad del Proyecto

- 1.09 Desde 1979 la economía de Guatemala ha venido sufriendo un descenso en la inversión privada debido a la fuga de capitales, la cual el Gobierno comenzó a controlar en 1980 estableciendo controles de cambio. Mucho más importante aún ha sido la política de inversiones del Gobierno, que desde el propio 1979 ha intentado compensar el descenso de la inversión privada y la fuga de capitales mediante significativos aumentos en la inversión pública. Una buena parte de ésta ha estado dirigida a los sectores sociales; pero el Gobierno no ha dejado a un lado los proyectos de carácter económico como el presente, debido a la importancia que los mismos tienen para el desarrollo futuro del país. En efecto, si el Proyecto Pueblo Viejo se demora un año y entra en servicio en noviembre de 1983 (en vez de noviembre de 1982) esto representaría un costo adicional para el país solo en combustible de US\$40 millones como mínimo.
- 1.10 Guatemala está produciendo petróleo en pequeñas cantidades desde 1979, el cual eventualmente pudiera utilizarse para sustituir importaciones de combustible destinado a otros fines diferentes a la producción de electricidad o ser exportado; pero, dada la crisis energética mundial, difícilmente resultaría económico destinarlo en un futuro a generación térmica. Al entrar en servicio el Proyecto Pueblo Viejo (con 300 MW) y la Hidroeléctrica de Aguacapa (90 MW) el país sólo estará utilizando entre un 7% y un 9% de su potencial hidroeléctrico identificado. Los suelos de Guatemala son fértiles y su clima es propicio para la producción de toda suerte de alimentos. Actualmente sólo se opone al desarrollo del país básicamente la situación política por la cual atraviesa y la necesidad de incorporar a un segmento muy importante de la población

a la economía de mercado, suministrándole a la vez los servicios sociales básicos. Superada esta primera circunstancia, será aún más evidente que Guatemala tiene una de las mejores perspectivas de desarrollo de toda la Región.

- 1.11 No es una alternativa factible la de que el Proyecto Pueblo Viejo no se concluya; para los guatemaltecos aún su demora sería muy costosa. El financiamiento adicional solicitado al Banco aseguraría que la demora en puesta en servicio del Proyecto quedaría reducida al mínimo.

D. Misión de Análisis

- 1.12 Además de una supervisión particularmente intensa de parte de la Representación del Banco y del Especialista Sectorial correspondiente, durante el mes de abril de 1981 el BID envió a Guatemala una Misión de Análisis que tuvo como propósito básicamente la realización de las siguientes actividades: estimar un calendario realista de terminación del Proyecto y precisar los costos adicionales en que debe incurrirse para su total ejecución; reevaluar la rentabilidad económica del Proyecto a la luz de los mayores costos y del mayor tiempo necesario para su construcción, comparando la alternativa recomendada en este Informe (que el BID financie el Proyecto ahora) con diversas alternativas que implicarían principalmente la demora de las obras; determinar la capacidad del país y del Ejecutor para hacer frente a los mayores costos de este Proyecto, sin dejar a un lado sus demás obligaciones que incluyen el programa de expansión del sector eléctrico; y, en base a lo anterior, analizar preliminarmente con las autoridades guatemaltecas las bases del nuevo esquema de financiamiento propuesto y los términos y condiciones de los diferentes préstamos complementarios que se requieren.

II. EVALUACION DE LOS PRESTAMOS 301/OC-GU;302/OC-GU;
454/SF-GU y 6/VF-GU ^{1/}

A. Antecedentes

(a) Del Proyecto

- 2.01 Los préstamos citados contribuyen al financiamiento de un proyecto hidroeléctrico en el tramo medio del Río Chixoy (o Río Negro), ubicado en el Departamento de Alta Verapaz en la República de Guatemala. El ejecutor del Proyecto es el Instituto Nacional de Electrificación (INDE). ^{2/} El Proyecto aprovecha una caída bruta de 514 m. y 64 m³/seg. de caudal y tendrá una capacidad instalada de 300 MW consistente en cinco unidades generadoras de 60 MW cada una. La producción media anual prevista inicialmente era de alrededor de 1650 GWh para un año hidrológico normal; actualmente se prevee una producción media anual de 1.710 GWh. La capacidad final de 300 MW será instalada en la primera y única etapa del Proyecto.
- 2.02 El Proyecto consiste, básicamente, en:
- (i) Una presa de enrocado con núcleo impermeable de arcilla, de 130 m. de altura desde la fundación en roca y 250 m. de longitud de coronación con un volumen total de relleno de 3.200.000 m³. Creará un embalse de 460 Hm³, de 14 km² de superficie y 50 km. de longitud, valores resultantes al máximo nivel previsto de 800 m.s.n.m. Se ha previsto un volumen muerto de 140 Hm³.
 - (ii) Adosado a la presa un vertedero de concreto para un caudal máximo de 3880 m³/seg. (crecida diezmilenaria).
 - (iii) Toma de agua con rejas, mecanismo deslizante, compuertas de emergencia y compuerta de cierre.
 - (iv) Aducción de alrededor de 26 km. de longitud en túneles a presión de 4.93 m. de diámetro interior final,

^{1/} En adición a estos préstamos, en diciembre de 1966 el Banco otorgó el 81/OC-GU, por US\$3.150.000, para la construcción de la Central Hidroeléctrica Los Esclavos. La Central se encuentra en operación y la amortización del Préstamo BID se viene efectuando regularmente.

^{2/} En el Capítulo VI de este Informe se analizan los aspectos institucionales y financieros del ejecutor.

sección circular; totalmente revestido en concreto simple y/o armado. Un túnel tiene 7660 m. de longitud y el otro 18100 m. y están unidos por un puente-acueducto sobre pilares que cruza el río Chixoy en el paraje de Agua Blanca. En este lugar, y al final del túnel que da hacia la tubería de presión, serán colocados limitados blindajes de lámina de acero.

- (v) Cámaras de equilibrio inferior y superior al final del túnel y unidos a este por un pozo inclinado (que conecta el túnel con la cámara inferior) y un pozo vertical, que une la cámara inferior con la superior.
- (vi) Una tubería de presión de lámina de acero y 3.65 m. de diámetro colocada en una zanja, empotrada en concreto y con cinco bloques de apoyo adicionales. La tubería de presión está precedida de una válvula mariposa de cierre por accionamiento mecánico.
- (vii) Una casa de máquinas al exterior con cinco grupos turbina-generador de eje vertical. Las turbinas son del tipo de un solo rodete y seis inyectores cada una con una potencia nominal de 69000 HP. Están acopladas a generadores síncronos de 60 MW cada uno y de 360 RPM y 13,8 kV de tensión de generación.
- (viii) Una línea de transmisión a 230 Kv, doble circuito y 123 km. de longitud une el patio de maniobras en Quixal con la Subestación Guatemala Norte, que será parte del futuro anillo de 230 kV que circunvalará la ciudad capital de Guatemala.

2.03 Otras obras complementarias del Proyecto son:

- (i) 70 kms. de carretera que fue necesario construir y/o mejorar para tener acceso a los frentes de obra.
- (ii) Campamentos y facilidades correspondientes en Pueblo Viejo (Presa); Agua Blanca; Quixal-arriba; Quixal-abajo; Li-Chinatzul (San Cristóbal, campamento del INDE); Santa Cruz (campamento de COGEFAR); Venecia (campamento de HOCHTIEF); oficinas y almacenes en Pampur.
- (iii) Dos túneles de desvío de 480 m. y 495 m. de longitud en Pueblo Viejo de 7.10 m. de diámetro final necesarios para construir la presa. El túnel II estará provisto de una bocatoma y de válvulas, pues el Consorcio LAMI considera que esas disposiciones, así previstas, serán aptas para lograr un limitado control del embalse.
- (iv) Una derivación y posterior aducción de los caudales de las cataratas en Pampur, con la doble finalidad de disminuir los caudales hacia el túnel durante la construcción de éste y luego aumentar el caudal disponible para la generación.

- (v) Finalmente, en Quixal, el río del mismo nombre fue desviado por un canal para disponer de una mayor área para la construcción de la casa de máquinas y el patio de maniobras.

2.04 El costo total originalmente estimado para el Proyecto fue del equivalente de US\$340.874.000 (precios de 1975). El presupuesto vigente, aprobado por el Banco en diciembre de 1980, es de US\$446.547.000 (a precios actualizados a septiembre 1979); la más reciente estimación del INDE y su Consultor LAMI eleva a US\$598.598.000 el estimado de costo total final previsible (precios y metrados actualizados a diciembre 1980). Según se indica en el Capítulo IV de este Informe, de acuerdo a los estimados del Banco al mes de julio de 1981, (con precios de enero de dicho año), el costo total del Proyecto a su conclusión ascendería al equivalente de US\$630 millones.

(b) De los Préstamos

2.05 Los datos básicos de los préstamos del BID son:

- (i) Objeto: Cooperar en el financiamiento de la construcción de una central hidroeléctrica en el Río Chixoy.
- (ii) Prestatario: la República de Guatemala.
- (iii) Fecha de aprobación: diciembre 18 de 1975, mediante Resoluciones del Directorio Ejecutivo del Banco números DE-246/75, DE-247/75, DE-248/75 y DE-249/75.
- (iv) Fecha de firma de contratos: los cuatro contratos fueron suscritos el 15 de enero de 1976.
- (v) Montos y monedas (cifras en miles de US\$ o su equivalente):

	<u>Monto</u>	<u>Monedas</u>
301/OC-GU	10.000	U.S. dólares
302/OC-GU	15.000	U.S. dólares
454/SF-GU	45.000	U.S. dólares
6/VF-GU	<u>35.000</u>	U.S. dólares 30.000 y
Total Préstamos BID	105.000	equivalente U.S. dólares
	=====	5.000 en Bolívars

(vi) Plazos de ejecución (primer y último desembolsos):^{1/}

	<u>Primer Desembolso</u>	<u>Ultimo Desembolso</u>
301/OC-GU y		
302/OC-GU	VI.3.1977	III.3.1983
454/SF-GU	VI.3.1977	III.3.1983
6/VF-GU	VI.3.1977	IX.3.1982

B. Ejecución del Proyecto

1. Aspectos Técnicos

(a) Avance Físico y Financiero

- 2.06 Al III.31.81 (fecha de la Evaluación que hizo la Representación) se estimaba en un 62,0% el avance físico del Proyecto. Según el Informe Inicial del Ejecutor el avance físico a esa fecha debería ser del orden del 92%. Al VI.30.81 (fecha del cierre de este Informe) el avance físico era del 68,0%, lo que implica un atraso de siete meses. La inversión totalizada al XII.31.80 alcanzaba el equivalente de US\$282.253.000 que representaría el 82%, 63% y 47% del costo total original, del vigente y actualizado, respectivamente. Según el Informe Inicial estaba previsto alcanzarse el 86% de la inversión total al XII.31.80. De acuerdo a las cifras y porcentajes indicados anteriormente resultaría que si bien la inversión había alcanzado a la fecha de la Evaluación, (en dólares corrientes) el mismo orden de magnitud que el previsto, ello no guarda relación con el avance físico del Proyecto, dado que el costo total actual del mismo según el presupuesto oficial vigente es de 31% mayor que el previsto originalmente.^{2/}

^{1/} No se han modificado los plazos originales y la totalidad de los fondos serán utilizados dentro de los plazos vigentes.

^{2/} Al respecto, ver cuadro correspondiente al párrafo 5.07, del cual se puede apreciar que los avances físicos son consistentes con las inversiones realizadas y aquellas que deben realizarse en los próximos años.

(b) Cumplimiento de Planos, Especificaciones y Normas Técnicas

- 2.07 En general la construcción se viene ejecutando según las especificaciones y normas técnicas originales, habiéndose producido cambios importantes en varias partes del Proyecto, conforme se describe sumariamente en el siguiente acápite.

(c) Modificaciones Importantes al Proyecto

- 2.08 A continuación se relacionan los principales cambios introducidos para cada lote de las Obras Civiles en relación a lo previsto en el Estudio de Factibilidad (y/o Documentos de Licitación) que sirvieron de base al Informe del Proyecto preparado en 1975.

(i) LOTE 1 (Presa, Vertedero y Obras de Desvío)

- 2.09 La altitud de la coronación fue elevada de 812 m.s.n.m. a 815 m.s.n.m. incrementándose el volumen de relleno de 2.680.000 m³ a 3.200.000 m³ (19%). Correspondientemente, la altitud máxima de la solera del vertedero fue incrementada de 797,7 m.s.n.m. a 800 m.s.n.m. Asimismo, las tres aberturas de descarga del vertedero fueron aumentadas de 11,80 m. a 15,00 m., incrementándose así el caudal de descarga de 1.968 m³/seg. a 3.880 m³/seg., todo conforme a una recomendación de la Junta de Consultores Especiales.
- 2.10 El Proyecto originalmente preveía utilizar un apreciable porcentaje de la roca de la excavación del vertedero como material de enrocado para la presa. Debido al alto contenido de finos de la roca excavada para el vertedero fue necesario proveer parte de ese material desde una cantera más alejada abierta con tal finalidad, así como modificar la relación volumétrica entre las diferentes zonas de que está compuesto el relleno de la presa. Además, para asegurar la estabilidad de la excavación del vertedero -en fase de construcción y posteriormente durante la operación de las instalaciones- fue necesario adoptar medidas de protección y drenaje de los taludes y bermas excavados.
- 2.11 Aparte de algunas protecciones a la entrada de los túneles de desvío y la necesidad de rellenar con 12.000 m³ de hormigón una extensa cueva kárstica encontrada en los últimos 80 m. del túnel de desvío II, ningún otro cambio importante se produjo en el diseño de los túneles de desvío salvo la modificación en la captación permanente dentro del embalse para el túnel de desvío II, que el Consultor LAMI prevé como desagüe de fondo.^{1/} Esa captación fue modificada hacia un diseño de tipo "morning glory" cubierto. Otras modificaciones menores tuvieron lugar en la cámara de la compuerta de fondo.

^{1/} Las formaciones kársticas son de origen volcánico y se caracterizan por su porosidad, lo cual ocasiona la formación de cavernas y cuevas en lugares inesperados.

- 2.12 Originalmente se había previsto que la parte media del plano inclinado del vertedero se apoyaría, en ambos lados, sobre la roca de la zanja excavada para esa estructura. Debido a la mala calidad de la roca en ese tramo debería eliminarse el borde correspondiente al talud exterior y consecuentemente los muros de ese lado del vertedero deberán ser reforzados y eventualmente anclados.

(ii) LOTE 2 (Obra de Toma; Túneles de Aducción; Cruce en Agua Blanca; Chimenea de Equilibrio)

- 2.13 El umbral inferior de la obra de toma fue elevado en alrededor de 5.00 m. (747 a 752 m.s.n.m.). Esta modificación se ejecutó con la finalidad de alejar la toma del sedimento que se deposite con el tiempo en el embalse y en la misma medida en que se incrementen los niveles máximo y mínimo de operación del embalse. El diámetro final del túnel de aducción (totalmente revestido) fue modificado de 4,90 m. a 4,93 m.
- 2.14 El cruce del río Chixoy en Agua Blanca, previsto originalmente mediante un sifón de acero en arco (invertido), fue modificado hacia una estructura consistente en un puente-acueducto soportado por cinco pilares fijados en el lecho del río; ello en consideración a eventuales desplazamientos verticales u horizontales entre ambas márgenes del Río Chixoy en ese lugar como consecuencia de la activación de una falla longitudinal al cauce del Río.
- 2.15 El Proyecto preveía originalmente inyecciones de contacto (entre el revestimiento y la roca) a todo lo largo del túnel e inyecciones de consolidación en tramos esporádicos del túnel. Actualmente se está aplicando, además, un programa de inyecciones de consolidación sistemáticas en toda la longitud de los túneles de aducción. Para tener una idea del orden de magnitud del cambio, se comparan a continuación las cantidades de metros de perforación para inyecciones y de material de inyección previstos original y actualmente:

	<u>Previstos</u>	
	<u>Originalmente</u>	<u>Actualmente</u>
- Longitud de perforaciones (metros)	15.000	122.000
- Toneladas de material de inyección	2.100	16.000

2.16 Esto significa un cambio sustancial en el concepto original acerca de cómo eran las condiciones geotécnicas (y geomecánicas) de la roca y la situación real, según resulta de la excavación ya realizada de los túneles. Sobre este particular conviene aclarar que si bien ha existido una buena correspondencia (similitud) en cuanto al pronóstico de las formaciones y tipo de roca previsto en el informe geológico y lo excavado, las condiciones geomecánicas (calidad de la roca) han requerido -en fase de construcción- un uso intensivo de entibados de acero y planchas de forro, o sea que las condiciones geotécnicas han sido diferentes a las previstas. Ello explica el importante sobre costo originado por imprevistos geotécnicos (no geológicos). Los estudios de suelos fueron adecuados y se llevaron a un nivel de detalle que es el habitual y el aceptable para este tipo de obras.

2.17 Otras modificaciones que cabe señalar en este Lote son:

- (1) Las obras de captación de los manantiales (cataratas) en Pampur fueron considerablemente modificadas. De la idea original de un túnel de 2,00 m. de diámetro y 1100 m. de longitud se ejecutó, finalmente, un canal de derivación, de 1.746 m. de longitud para 30 m³/seg. y otro canal de aducción de 450 m. de longitud para 5 m³/seg.
- (2) Se agregó una galería de drenaje de 540 m. de longitud, totalmente revestida, que llega debajo de la progresiva 1650 m. del túnel de aducción que se excava desde Quixal. Esto con la finalidad de contar con un desagüe más favorable a las aguas de filtración que se preveía encontrar entre las progresivas 2000 m. y 2.500 m. del frente que se excava desde Quixal. Para alcanzar el lugar de afrontamiento para esta galería de drenaje fue necesario construir una trocha carrozable de 2300 m. de longitud.
- (3) En la cámara inferior de la chimenea de equilibrio estuvo previsto un revestimiento de concreto simple de 0,50 m. de espesor en caso de encontrarse roca firme como fue la excavada. Por lograr una mayor seguridad sísmica, el revestimiento ejecutado ha sido de concreto armado.
- (4) Se aumentó de 5,95 m. a 7,50 el diámetro final del pozo vertical que comunica la cámara inferior con la cámara superior de la chimenea de equilibrio, de acuerdo a los resultados de los estudios de las oscilaciones hidráulicas posibles durante la operación de la central.
- (5) Por las mismas razones indicadas en el punto anterior se aumentó de 35,00 a 43,00 m. el diámetro interior de la cámara superior de la chimenea de equilibrio y se construyó con concreto

postensado las paredes circulares para disminuir el espesor de esos muros, pues contrariamente a lo previsto en el Anteproyecto, los muros quedaban encima del máximo nivel del terreno.

(iii) LOTE 3. Canal de Desvío, Casa de Máquinas y Tuberías de Presión.

- 2.18 Encontrándose en la fase de excavación del canal de desvío, la roca que se había previsto encontrar a 5,00 m. en promedio de la excavación no fue descubierta. Por lo tanto, hubo que profundizar la excavación y aumentar la sección hidráulica del canal. Los taludes fueron acondicionados en parte con paredes de concreto reforzado y en otros tramos con malla anclada y gunita.
- 2.19 Además, el diseño de ejecución incorporó una pendiente rápida de concreto reforzado y un cuenco amortiguador como dissipador de energía en un punto intermedio de la longitud total. En el fondo del cuenco amortiguador se construyeron bloques dentados previstos para atrapar el material arrastrado por el río Quixal.
- 2.20 Cuando se encontraba en proceso la excavación de la casa de máquinas se detectó una falla que corría aproximadamente a lo largo del cauce del Río Quixal cortando transversalmente el eje longitudinal de la casa de máquinas (y de la subestación). En el Anteproyecto, estas edificaciones habían sido ubicadas precisamente encima del cauce del Río Quixal, el que sería desviado permanentemente por el canal mencionado previamente. Esta falla era conocida desde el Estudio de Factibilidad, pero la posibilidad de que fuera activa motivó la recomendación de los Consultores Especiales (octubre de 1978) de girar aproximadamente en 90° el eje de la casa de máquinas y ubicarla en la margen izquierda del cauce del Río Quixal. Para ello hubo necesidad de excavar el talud en ese margen de manera de disponer de área suficiente. La excavación del talud y la estabilidad permanente del mismo requirió de una protección con gunita armada (malla) y anclajes y los drenajes respectivos.
- 2.21 El diseño original de la tubería de presión conforme a los documentos de licitación, preveía una tubería de 3,65 m. de diámetro empotrada en una zanja rellena de concreto y un solo bloque de anclaje a la cota 366 m.s.n.m. Ahora el diseño ejecutivo considera cinco bloques de anclaje, además del empotramiento en la zanja antes referida. Los bloques de anclaje serán fijados adicionalmente al terreno mediante cables de postensado.

(d) Conclusiones en cuanto a las Modificaciones de las Obras

- 2.22 En general es necesario señalar, como una importante variación en las premisas de base de los diseños de todas las estructuras del Proyecto, el incremento en el factor de sismicidad utilizado. Así, los documentos de licitación consideraban una aceleración por factor sísmico de 0,1 g. mientras que, los diseños ejecutivos tomaron en

cuenta una aceleración horizontal de 0,65 g. Ello como resultado de las investigaciones, posteriores al estudio de factibilidad, acerca de la actividad sísmica en el área del Proyecto y sus posibles magnitudes. Esas investigaciones adicionales, surgieron necesarias como una consecuencia del devastador sismo de febrero 1976, ocurrido un mes después de suscritos los contratos de Préstamo con el BID. Esta variación ha tenido efectos importantes en los cambios de diseño de las siguientes estructuras:

- (1) Cambio en la inclinación de los taludes de la presa de enrocado y en la disposición de los materiales en las zonas en que se distribuye el núcleo impermeable, los filtros, los drenes y los varios tipos de enrocado.
- (2) En el puente-acueducto que cruza el río Chixoy en Agua Blanca.
- (3) En el diseño de la cámara superior de la chimenea de equilibrio.
- (4) En la cantidad y refuerzos de los anclajes de la tubería de presión.
- (5) En el reforzamiento de la estructura del edificio de la Casa de Máquinas.

2.23 El efecto de esas modificaciones en términos cuantificados de tiempo, costo y rendimiento económico, así como la correspondiente actualización del cálculo de costo beneficio, ha sido realizado como parte del análisis del nuevo financiamiento objeto de este Informe. A continuación se presentan, resumidamente, los aumentos en costo y tiempo para cada cambio en las obras:

(i) Costos

2.24 El cuadro que aparece en el párrafo 2.45 muestra una comparación entre los costos estimados en el Apéndice B del Informe del Proyecto original (con precios de mediados de 1975) y los costos correspondientes del presupuesto oficial actualmente vigente.^{1/} El cuadro que se presenta como APENDICE II-1 de este Informe muestra la distribución de los incrementos habidos entre los presupuestos de: US\$340.847.000 a US\$446.547.000 y de US\$446.547.000 a US\$630.000.000, para cada uno de los Lotes de Obras Civiles y Suministros.

^{1/} Este último fue aprobado en diciembre de 1980 y según se indica en el Capítulo IV de este Informe, dispone del financiamiento necesario. No así el nuevo presupuesto (por US\$630 millones); la diferencia entre uno y otro (US\$183 millones) es precisamente la brecha de financiamiento que se analiza en este Informe.

(ii) Plazos

- 2.25 Según el Informe de Proyecto se preveía colocar en servicio las unidades generadoras en el segundo trimestre de 1982. A pesar de haberse iniciado la excavación de los túneles recién en abril de 1978, o sea, casi quince meses más tarde de lo previsto en el Informe de Proyecto, es posible que la primera unidad inicie su prueba de operación experimental en noviembre de 1982, es decir, cinco meses más tarde de lo considerado originalmente. 1/ Al respecto, es importante destacar que el Informe de Proyecto estimaba en 52 meses el tiempo requerido para la excavación de los túneles y 13 para su revestimiento, en operación sucesiva a la excavación. Por haberse adoptado una excavación mecánica (no convencional) con fresadora en tres frentes; haberse abierto un cuarto frente desde Pueblo Viejo (primera aceleración); y resuelto ejecutar los revestimientos e inyecciones conjuntamente con el avance de la excavación, el camino crítico del Proyecto -que se estimaba fuera el túnel de aducción- estaría terminado en 48 meses, esto es, en el 76% del tiempo originalmente estimado en el Informe de Proyecto.
- 2.26 Diferente se presenta la situación del Lote 1 y en particular en lo que concierne a la presa de enrocado. Debido principalmente a la indefinición existente a la fecha de la Evaluación en cuanto a la extensión de la cortina de inyecciones, drenajes y obras subterráneas conexas destinadas a asegurar la estanqueidad del embalse y la necesidad del control de las aguas de filtración en el área de la presa de Pueblo Viejo, no era posible asegurar que podrá iniciarse el llenado del embalse dentro de febrero de 1982 y terminarse dentro del primer semestre de 1982.

(e) Calidad de las Metas Específicas Alcanzadas

- 2.27 Si bien esta Evaluación se realizó cuando el Proyecto se encontraba avanzado en un 62% de su cumplimiento físico total, se puede afirmar que, en términos generales, las obras se vienen ejecutando por los contratistas con una calidad excelente. Esto es particularmente destacable en cuanto a los rellenos de la presa y la calidad de los concretos de las estructuras al exterior de los Lotes 2 y 3.
- 2.28 En general, los Contratistas de las obras civiles vienen cumpliendo adecuadamente con sus obligaciones y sólo cabe mencionar, como acontecimientos negativos, el caso de la pérdida del frente de excavación del túnel en Agua Blanca Sur por el contratista del Lote 2 y cierta deficiencia inicial en equipo de construcción del contratista del Lote 3.

1/ Siempre que no se presenten problemas mayores en lo que resta por excavar del túnel Agua Blanca Norte-Quixal y que la pantalla de inyecciones en la presa sea suficiente para retener el embalse.

- 2.29 En el caso de los proveedores, los programas de fabricación, suministros (transportes) y montajes se vienen cumpliendo satisfactoriamente -salvo en el caso del proveedor y contratista del Lote 6 (Estructuras mecánicas, tubería de presión, válvula mariposa y compuertas), la firma SOREFAME que ha incumplido varios plazos- por lo que la tubería de presión quedaría ubicada en el camino crítico de la obra.

(f) Problemas Técnicos Importantes Surgidos Durante la Ejecución del Proyecto

- 2.30 Anteriormente se han mencionado con mayor detalle los problemas técnicos de mayor importancia, que son: (i) cambio del coeficiente de sismicidad para todas las estructuras del Proyecto; (ii) elevación del coronamiento de la presa e incremento de la capacidad de descarga del vertedero; (iii) modificación de la estructura de cruce del Río Chixoy en Agua Blanca; (iv) aumento y reforzamiento de los anclajes de la tubería de presión; (v) cambio de posición de la casa de máquinas y Subestación en Quixal; (vi) incremento del esquema de inyecciones en la fundación de la presa, y; (vii) inyecciones sistemáticas de consolidación en los túneles.

- 2.31 La acción del Banco respecto a estos asuntos ha sido apoyada por las recomendaciones de la Junta de Consultores Especiales del Proyecto que el Banco solicitó como uno de los requisitos para la mejor supervisión de las obras. Hasta el momento de la Evaluación se habían realizado trece reuniones de la Junta de Consultores y los consejos de esta han sido útiles para un mejor desarrollo de los diseños y de la construcción. Tratándose de una obra compleja, la acción del Banco ha consistido en colaborar hacia la búsqueda de soluciones ajustadas al problema presentado en términos de su costo y tiempo de ejecución y procurar decisiones oportunas por parte del Ejecutor. De la relación antes indicada existen soluciones ya tomadas para los puntos (i), (ii), (iii), (iv), (v) y (vii). Para el (vi) y en algo para el (vii), consideraciones adicionales podrían ser requeridas en el futuro, en particular como resultado de las pruebas respectivas, esto es, control del llenado del embalse y la prueba de presión de los túneles. Las soluciones adoptadas han determinado algunos incrementos apreciables pero necesarios en los costos del Proyecto, no afectándose mayormente ni la capacidad de generación ni el tiempo de puesta en marcha del Proyecto.

(g) Supervisión por el Ejecutor y/o Consultores

- 2.32 La supervisión de la ejecución del Proyecto está a cargo de la Dirección Ejecutiva específica denominada Unidad Ejecutora del Proyecto Hidroeléctrico Pueblo Viejo-Quixal. La Unidad Ejecutora depende funcional y jerárquicamente de la Sub-Gerencia de Obras y Producción y ésta, a su vez, de la Gerencia General del Instituto. El personal asignado a la Unidad Ejecutora se indica a continuación por su ubicación y nivel:

	<u>Ciudad de</u>				
	<u>Guatemala</u>	+	<u>Sitio</u>	=	<u>Totales</u>
- Profesionales	9	+	45	=	54
- Técnicos	16	+	151	=	167
- Personal Auxiliar	<u>21</u>	+	<u>184</u>	=	<u>205</u>
TOTALES	46	+	380	=	426
	===		===		===

2.33 La Unidad Ejecutora cuenta, además, con el asesoramiento técnico del consorcio LAMI integrado por la asociación, para este Proyecto, de las firmas consultoras: Lahmeyer International GmbH (Frankfurt, Am Main, República Federal de Alemania); Motor Columbus, S.S. (Baden, Suiza) e International Engineering Co. Inc. (San Francisco, EE.UU.).

2.34 Los servicios básicos de ingeniería contratados por el INDE con el Consorcio LAMI corresponden a un típico contrato de Ingeniería y Supervisión con las particularidades siguientes: (i) los diseños son elaborados, exclusivamente, en las casas matrices de las firmas consultoras integrantes del Consorcio, y; (ii) las órdenes a los contratistas en el sitio son dadas directamente por los Ingenieros delegados residentes del INDE para cada Lote en que se han dividido las obras y suministros.

2.35 Para los efectos de la supervisión en el sitio y la coordinación del Proyecto entre la ciudad de Guatemala y las casas matrices, el Consorcio LAMI dispone actualmente -cuando las obras alcanzan su máxima intensidad- de un elenco de quince ingenieros y técnicos extranjeros que se relacionan como sigue:

(i) Obras civiles y Coordinación General:

Un Director del Proyecto e Ingeniero Jefe Residente; Un Ingeniero Residente Alternativo; Un Ingeniero Supervisor del Lote 2 (Túnel de Aducción); Un Ingeniero Supervisor del Lote 1 (Presa y Vertedero); Un Ingeniero Supervisor del Lote 3 (Tubería de Presión y Casa de Máquinas); Un Ingeniero de Túneles; Un Ingeniero Especialista de Inyecciones en la presa; Dos Geólogos; Un Técnico Especialista en Inyecciones en los túneles, y; Un Jefe de Topografía.

(ii) Equipo Electromecánico:

Un Ingeniero Supervisor del montaje del Lote 4 (Turbinas, Reguladores, Válvulas Esféricas y Grúas); Un Ingeniero Supervisor del montaje del Lote 5 (Generadores, Transformadores y Equipo Eléctrico Auxiliar); Un Ingeniero Supervisor del montaje del Lote 6 (Tubería de Presión y otros equipamientos mecánicos como Compuertas, Válvulas y Blindajes), y: Un Ingeniero Supervisor del montaje del Lote 7 (Línea de Transmisión y Subestación).

- 2.36 Además del personal antes mencionado, que se encuentra en el sitio, participan, en ciertas ocasiones, el Consejo Técnico de Supervisión compuesto de seis directores (dos por cada firma) de las casas matrices de las firmas consorciadas, siete asesores y/o expertos especiales y personal de soporte técnico como proyectistas y diseñadores en las casas matrices de las firmas consultoras que integran el consorcio LAMI. El Consorcio también tiene el encargo de la inspección de la fabricación de los equipos electromecánicos en los talleres de los suministradores y las pruebas en fábrica de esos equipos cuando corresponde efectuarlas.
- 2.37 El Contrato 33-77 de Ingeniería y Supervisión suscrito entre el INDE y el Consorcio LAMI el 28 de junio de 1977, se estableció por un monto del equivalente de US\$10.020.800 con una posibilidad de ampliación de hasta el 60%. A la fecha de la presente evaluación el monto del contrato, más sus ampliaciones, alcanza un total del equivalente de US\$14.542.600 (sin escalamiento) esto es, 45,1% superior al monto originalmente contratado.
- 2.38 El conjunto de personal de la Unidad Ejecutora del INDE y de la firma consultora LAMI en el sitio es más que suficiente para una adecuada supervisión de las obras civiles y de los montajes. Sólo en el caso de la supervisión del detalle de los trabajos de inyecciones en las fundaciones de la presa se ha detectado insuficiencia en el número de inspectores, debido a la mayor cantidad de frentes de trabajo con relación a lo previsto.
- 2.39 Las dificultades más significativas en la supervisión se han originado por la carencia de una oficina de ingeniería de diseño del Consorcio LAMI en el sitio de las obras. En obras complejas como las de este Proyecto, tan alejado de las oficinas de diseño de las casas matrices, hubiera sido de mucha utilidad una organización de diseño en el sitio, encargada de ajustar y revisar los planos elaborados en las casas matrices e, inclusive, de producirlos en la medida y oportunidad requeridas de acuerdo al avance de los trabajos y según se presenten las condiciones reales de los terrenos con las excavaciones que se realicen para apoyar las diversas estructuras de las obras.

2.40 Respecto a la calidad de la supervisión por la Unidad Ejecutora, cabe anotar que se han apreciado situaciones que son comunes en instituciones que, como el INDE, están acometiendo proyectos complejos nunca antes construidos en el país. A pesar que el INDE ha integrado sus cuadros profesionales de supervisión con personal local de la mayor experiencia (reclutando ingenieros que han trabajado anteriormente en obras de túneles, por ejemplo), en otros aspectos (como en los trabajos de enrocado y del núcleo de arcilla y asuntos especializados tales como geología, tratamiento de fundaciones e inyecciones) la experiencia del personal local es bastante limitada o la están obteniendo en este Proyecto. La asesoría técnica a la supervisión por parte del Consorcio LAMI ha sido valiosa en esos aspectos y se ha visto facilitada, además, por las acertadas decisiones de la Gerencia del INDE y la Dirección Ejecutiva del Proyecto, las cuales han permitido dejar actuar al Consorcio LAMI en la búsqueda de los métodos, asesorías especiales e investigaciones que han solicitado ante cada problema específico de importancia, cubriendo los costos de manera adecuada.

2.41 Finalmente, la Dirección del Proyecto, ejercida en su aspecto técnico por el Ingeniero Jefe Residente de LAMI, ha trazado y colaborado a llevar a la práctica líneas de acción en relación a las decisiones más importantes, solucionando así los problemas más graves que se presentaron.

(h) Grado de Cumplimiento de Condiciones Especiales de Carácter Técnico Establecidas en los Contratos de Préstamo

2.42 La Cláusula 1 (g) (i) del Capítulo III y la Cláusula 9 del Capítulo V del Contrato de Préstamo 454/SF-GU (y sus similares en los Contratos 301/OC y 6/VF-GU) establecen que el INDE elegirá y contratará -en acuerdo y a satisfacción del Banco y según el procedimiento descrito en los mismos contratos- una firma de Ingenieros Supervisores del Proyecto y a los integrantes de una Junta de Consultores Especiales. Estas obligaciones fueron cumplidas por el INDE con la contratación del Consorcio LAMI (Contrato INDE-LAMI N°33-77 del 28 de junio, 1977) y las contrataciones individuales a cuya labor se hizo referencia en párrafos anteriores. Asimismo, las modificaciones importantes habidas en los presupuestos, calendarios de inversiones, planos y especificaciones del Proyecto y en el Contrato de Servicios de Ingeniería y Supervisión han sido sometidas a consideración del Banco para su aprobación.

2.43 Finalmente, el Ejecutor ha evidenciado la posesión de la mayoría de los terrenos donde se construyen las obras correspondientes, con excepción de las servidumbres de paso en algunos tramos de la línea de transmisión Quixal-Guatemala que se vienen obteniendo progresivamente. Esto es una práctica común para este tipo de instalaciones que se extienden por terrenos variados.

(i) Calidad de los Informes del Ejecutor

- 2.44 Hasta el 31 de diciembre de 1980, INDE habrá presentado, puntualmente y según el esquema del Informe Inicial, nueve Informes Periódicos de Progreso por cada semestre vencido. Todos esos informes han descrito adecuadamente, en su oportunidad, la situación y problemas de las varias partes del Proyecto, sus estados de avance físico, las inversiones realizadas y las fuentes de los recursos utilizados; por lo tanto han sido documentos eficaces para el adecuado seguimiento de la ejecución del Proyecto. El INDE también ha proporcionado trimestralmente, una consistente información de los aportes locales realizados en el Proyecto. Por su parte, la firma Consultora LAMI ha emitido cuarenta y ocho informes mensuales hasta mayo de 1981 con una descripción de las actividades de cada Lote en el período.

2. Aspectos Financieros

(a) Cumplimiento del Plan de Financiamiento Originalmente Previsto

- 2.45 A continuación se detalla por categorías de inversión, monedas de uso y de origen, el esquema de financiamiento oficial vigente del Proyecto ^{1/}, comparado con el plan de financiamiento originalmente previsto:

^{1/} Aprobado por el BID en diciembre de 1980. Este ha sido revisado según se indica en el Capítulo IV de este Informe, donde se presentan los cálculos elaborados conjuntamente por el INDE y la Misión de Análisis del Banco del mes de abril de 1981.

(Equivalente en miles US\$)

Categorías de Inversión	Financiamiento Original				Financiamiento Vigente			
	BID	República	Otras Fuentes	TOTAL	BID	República	Otras Fuentes	TOTAL
Ingeniería y Administración	10.282	7.608	-	17.890	8.995	22.612	-	31.607
Costo Directo Construcción	49.895	59.334	62.832	172.061	95.105	146.851	135.645	377.601
Gastos Financieros	12.624	11.185	13.552	37.361	900	25.639	10.800	37.339
Gastos Sin Asignación Específica	32.199	51.985	29.378	113.562	-	-	-	-
TOTAL	105.000	130.112	105.762	340.874	105.000	195.102	146.445	446.547
=====								
Monedas de Uso								
Divisas Directas	105.000	29.654	105.762	240.416	105.000	77.830	146.445	254.275
Divisas Indirectas	-	-	-	-	-	-	-	-
Divisas p/Gastos Locales	-	-	-	-	-	-	-	-
Moneda Local (Quetzales)	-	100.458	-	100.458	-	117.272	-	117.272
TOTAL	105.000	130.112	105.762	340.874	105.000	195.102	146.445	446.547
=====								
Monedas de Origen								
Dólar	100.000	29.654	105.762	235.416	100.000	77.830	71.700	249.530
Bolívar B.N.S. Eq.	5.000	-	-	5.000	5.000	-	74.745	79.745
Quetzal	-	100.458	-	100.458	-	117.272	-	117.272
TOTAL	105.000	130.112	105.762	340.874	105.000	195.102	146.445	446.547
=====								
Porcentajes	30,8	38,2	31,0	100,0	23,5	43,7	32,8	100,0

/ Incluye los préstamos 301/OC-GU, 302/OC-GU, 454/OC-GU, 454/SF-GU y 6/VF-GU.

- 2.46 Como se puede observar en el cuadro anterior, el costo original del proyecto era de US\$340,9 millones de dólares (a precios de marzo de 1975) y el costo aprobado por el Banco en diciembre de 1980 fue de US\$446,5 millones de dólares, notándose un incremento de US\$105,6 millones de dólares que representa el 31% de aumento respecto al costo originalmente estimado. ^{1/}

(b) Origen y Uso de Monedas, Pari Passu

- 2.47 No se produjo ningún cambio en las monedas de uso y monedas de origen previstas originalmente en los contratos de Préstamo; no así en los montos originalmente asignados por categorías de inversión, ya que los mismos fueron modificados como resultado de la reformulación del costo del Proyecto. Como consecuencia de la actualización antedicha, se incrementaron los montos originalmente asignados en la categoría de "Ingeniería y Supervisión" en US\$13,7 millones, y en la de "Costo Directo de Construcción", en US\$205,5 millones. Asimismo, se operó un ajuste en la categoría de "Gastos Financieros" y se redistribuyeron los montos previstos en la categoría "Sin Asignación Específica".
- 2.48 El 25 de setiembre de 1980 el Gobierno de Guatemala, solicitó al Banco su aprobación para transferir el monto de US\$11.319.000 de la categoría "Gastos Financieros-Intereses y Comisiones" a la categoría "Costo de Construcción", quedando presupuestados únicamente US\$0,9 millones de dólares para atender el pago de Inspección y Vigilancia. El prestatario solicitó el traslado de fondos señalando que el costo originalmente estimado del Proyecto se había incrementado a esa fecha en US\$105,6 millones debido a varios factores, entre ellos las fluctuaciones cambiarias ocurridas por el pago de contratos en monedas duras respecto al dólar, escalamiento de precios en el valor de los energéticos, mano de obra, materiales, maquinaria, transporte, etc. El Banco aprobó esta solicitud y considera que las razones técnicas y financieras que motivaron el incremento en el costo del Proyecto son justificables y se deben a circunstancias que escapan a la responsabilidad del Ejecutor.

^{1/} El monto de US\$446,5 millones se encuentra financiado; consecuentemente, el financiamiento adicional solicitado por INDE y el cual se analiza en otras partes de este Informe sólo se refiere a los US\$183.453.000 necesarios para la terminación del Proyecto.

(c) Grado de Cumplimiento de Condiciones Especiales de Carácter Financiero Establecidas en los Contratos de Préstamo. 1/

(i) Comportamiento de la Contribución Local

2.49 Se presenta a continuación un resumen de las inversiones acumuladas por año, durante los últimos cuatro años, con cargo a la contribución local, otras fuentes y los Préstamos del BID:

(En Miles de US\$ o su equivalente)

AÑOS	INVERSIONES ACUMULADAS POR AÑO				POR CENTAJES		
	Recursos BID	Recursos Contrapartida	Otras Fuentes	TOTAL	Contra- BID	Otras partida	Otras Fuentes
1977	29.230	37.686	4.992	71.908	40,6	52,5	6,9
1978	32.122	19.871	12.650	64.643	49,7	30,7	19,6
1979	10.100	42.318	7.226	59.644	16,9	70,9	12,2
1980	11.760	61.959	12.341	86.058	13,7	72,0	14,4
	<u>83.212</u>	<u>161.832</u>	<u>37.209</u>	<u>282.253</u>	<u>29,5</u>	<u>57,3</u>	<u>13,2</u>
	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====

2.50 Como puede observarse en el cuadro anterior, el comportamiento del aporte local en términos absolutos es satisfactorio. Es de hacer notar por su importancia, que el Anexo "B" de los contratos de préstamo establece un pari-passu de 30,8% BID, 31,0% Otras Fuentes y 38,2% de aporte local, el cual ha sido cubierto oportunamente por el Prestatario de acuerdo con las necesidades que se han presentado en la ejecución del Proyecto.

1/ Las condiciones contractuales de naturaleza financiera, se comentan con base en lo establecido en el Contrato de Préstamo 454/SF-GU, ya que dichas cláusulas están comprendidas en los demás contratos suscritos con el BID. En el Capítulo VI de este Informe se señala que el INDE ha cumplido con las cláusulas sobre tarifas (Capítulo V, Cláusula 6), límite máximo del índice deuda/ patrimonio (Capítulo V, Cláusula 7), Unidad de Auditoría Interna (Capítulo V, Cláusula 8) y con las estipulaciones sobre registros financieros y contratación de auditores externos. Asimismo, se indica que INDE no ha cumplido con el plan para reducir el período de cobro de cuentas y se proponen medidas para remediar esta situación. En el presente Capítulo - dentro del contexto de la ejecución física del Proyecto - el análisis se limita al comportamiento de la contribución local y el servicio de los Préstamos (que incluye las contribuciones a las cuentas generales del Banco para Inspección y Vigilancia).

(ii) Servicio de los Préstamos

- 2.51 El Prestatario, por intermedio del Ministerio de Finanzas Públicas ha venido efectuando de acuerdo con la obligación contractual el pago de comisiones e intereses de los Préstamos de manera oportuna y con absoluta solvencia.

3. Aspectos Operativos

(a) Cumplimiento de Condiciones Previas al Primer Desembolso

- 2.52 Los contratos de Préstamo fueron suscritos el 15 de enero de 1976. La ratificación de los mismos por el Congreso de la República tuvo lugar en agosto 10, 1976 (casi siete meses después) y su vigencia, el siguiente día de la publicación del Decreto 34-76, se inició el 3 de septiembre de 1976 (casi ocho meses después de la firma). Este período se considera razonablemente breve y es el que se ha utilizado para los cronogramas de utilización del financiamiento adicional que se presentan en otras partes de este Informe.
- 2.53 Los Préstamos fueron declarados totalmente elegibles para desembolsos con memorandum OP1-GU-500/77 de marzo 30 de 1977, luego de aprobarse por el Banco una prórroga de noventa días -de diciembre 2, 1976 a marzo 2 de 1977- para el cumplimiento de las condiciones previas al primer desembolso.

(b) Modificaciones Importantes a las Categorías de Inversión

- 2.54 La primera modificación de importancia fue aprobada el 20 de diciembre de 1977 e incrementó el costo total del Proyecto del equivalente de US\$340.874.000 a US\$365.569.000 (diferencia US\$24.695.000) y redujo, sensiblemente, las previsiones del Anexo B para Gastos sin Asignación Específica. El detalle de estas reducciones fue el siguiente:

(En Miles de US\$)

-Imprevistos Generales:	de 22.084
	a 5.690
Reducción	<u>16.394</u>
-Previsión Escalación:	de 91.478
	a 38.590
Reducción:	<u>52.888</u>

- 2.55 De lo anterior se aprecia que la reducción fue por un total de US\$69.282.000 y, como se verá más adelante, se destinó a hacer frente a los mayores montos que resultaron de las licitaciones internacionales de los lotes de las obras civiles. Asimismo, se concluye que la Categoría de Costo Directo de Construcción se incrementó del equivalente de US\$172.061.000 a US\$256.712.000 (en US\$84.651.000) y que la de Ingeniería y Administración también

aumentó del equivalente de US\$17.890.000 a US\$27.238.000 (en US\$9.348.000) permaneciendo (sin variación importante) la estimación para la Categoría de Gastos Financieros (US\$37.361.000 vs. US\$37.339.000). En cuanto al financiamiento, el monto del aporte del Banco se mantuvo en su cifra original del equivalente de US\$105.000.000. Los aportes de "Otras Fuentes" disminuyeron del equivalente de US\$105.762.000 a US\$88.090.000 (en US\$17.672.000), al disminuir su contribución en Imprevistos Generales (se eliminó US\$4.793.000) y en la previsión para Escalación (de US\$24.585.000 a US\$10.355.000, o sea, en US\$14.230.000), así como al eliminarse el monto de US\$13.552.000 de previsión para Intereses y Comisiones. Sólo en la categoría de Costo Directo de Construcción se incrementó la contribución de "Otras Fuentes" de US\$62.832.000 a US\$77.735.000 resultando así el balance de una contribución menor en US\$17.672.000 antes indicada. El Aporte Local se incrementó en el equivalente de US\$42.367.000 (de US\$130.112.000 a US\$172.479.000).

(c) Licitaciones y Contratos^{1/}

- 2.56 Durante las licitaciones no se presentaron reclamos que hubieran requerido consideración por la Sede, ni tampoco fue necesario autorizar excepciones de cualquier tipo. En el transcurso de la aplicación del contrato del Lote 2, el Ejecutor y la firma contratista HOCHTIEF A.G. convinieron, en enero de este año, en modificar la Cláusula 5a. del Contrato 96-77 que suscribieron en agosto 11, 1977, en el sentido de ampliar del 20% al 40%, la variación posible del monto contratado de US\$126.248.100. El asunto se fundamenta en los incrementos de obra habidos en este Lote (especialmente mayores inyecciones de consolidación; algunos cambios de diseño por diferente factor sísmico; sobre costos por condiciones geotécnicas de la roca diferentes a las previstas y excesiva presencia de agua durante la excavación de los túneles).
- 2.57 El INDE realiza esfuerzos por mantener la fecha de puesta en operación comercial de la primera unidad generadora dentro del primer trimestre de 1982, por las evidentes y sustanciales economías de combustible que con ello se obtendría. Consecuentemente, convino con los tres contratistas de las obras civiles en Acuerdos de Trabajo Extra en dos ocasiones. En la primera mediante acuerdos de aceleramiento que en realidad trataron de recuperar atrasos ya producidos por causas diversas y cubrir los costos consecuentes. En la segunda mediante las denominadas actualizaciones de cronogramas parciales de cada Lote. Para las primeras el INDE puso a considera-

^{1/} Los contratos que están denominados total o parcialmente en moneda extranjera son: (i) El del lote 2 (Túnel), el cual es pagadero en Marcos Alemanes en más de un 40%; este contrato fue ejecutado y pagado en más del 70% antes de que el US Dólar comenzara su reciente recuperación; (ii) El contrato del Lote 5 (Turbinas) y el Lote 6 (Equipo Generadores) están denominados asimismo en un alto porcentaje en Marcos Suizos y en Yenes y están pagados en porcentajes menores que el anterior, por la posterior fe ha de entrega de los equipos.

ción de los bancos sus argumentos y estos no hicieron observaciones sustanciales a los mismos. Aún así fue claro que recursos de los préstamos BID no serían utilizados en la cobertura aún parcial de esos mayores costos en el caso de los Lotes 2 y 3. Los convenios de cronogramas actualizados han sido convenidos entre el INDE y los tres contratistas de las obras civiles directamente y el Banco ha sido informado de los mismos. Se intenta con ello procurar la puesta en servicio comercial de la primera unidad generadora en junio de 1982, lo que ahora no se considera factible por el BID. El costo de los aceleramientos fue del equivalente de US\$11.371.000 y el de los cronogramas actualizados del equivalente de US\$9.291.000 haciendo un total de US\$20.662.000.

(d) Desembolsos

- 2.58 Los desembolsos se iniciaron simultáneamente para cuatro préstamos el 3 de junio de 1977. Hasta el 31 de marzo de 1981 se han tramitado 31 solicitudes de desembolso, que sumadas al rubro Comisión de Inspección y Vigilancia, resultan en una utilización de US\$81.027.000 de los recursos de los préstamos, o sea, el 77,2% del total de los US\$105.000.000.1/ La relación del aporte local/aporte BID es actualmente de 2.60/1.00 y se compara favorablemente con la establecida en los contratos de Préstamo (Anexo B) que fue de 1.23/1.00. Las solicitudes de desembolso se han formulado y tramitado de acuerdo a los procedimientos establecidos por el Banco. Para el Préstamo 302/OC-GU (que consistió en una Línea de Crédito Complementaria), el último desembolso se ejecutó el 6 de diciembre de 1977 mientras que el plazo máximo para ello era el 31 de marzo de 1978. Los otros tres Préstamos disponen aún de períodos para su desembolso. (El menor es el del 6/VF-GU que es 3 de septiembre de 1982; el 301/OC-GU y el 454/SF-GU tienen hasta el 3 de marzo de 1983.
- 2.59 El INDE desea utilizar durante 1981 la totalidad del saldo de los tres préstamos citados (US\$16.336.704, al 30 de junio de 1981), mientras que el pronóstico de desembolsos del BID para 1981 está en US\$14.150.000. (Entre enero 1° de 1981 y el 30 de junio de 1981 se desembolsó la cantidad de US\$9.836.000). Según este pronóstico, en 1982 restarían por desembolsar US\$12.022.704; sin embargo, es de anotar que en el primer semestre de 1981 los desembolsos fueron cerca del 125,0% de lo pronosticado.

1/ Al 30 de junio de 1981, los desembolsos de los préstamos BID ascendían a US\$88.663.296.

4. Aspectos Económicos y Sociales

- 2.60 Si bien los contratos de Préstamo de la referencia no establecieron expresamente la ejecución de estudios económicos y/o sociales, hay que anotar que simultáneamente con estas operaciones de préstamo el Directorio Ejecutivo del Banco aprobó una de Cooperación Técnica (la ATCN/CD(PP)/SF-1521-GU), que se denomina "Programa de Desarrollo de la Cuenca del Río Chixoy".
- 2.61 Esta cooperación técnica viene desarrollándose satisfactoriamente, en dos etapas, por consultores independientes contratados por el INDE, según procedimientos y con la aprobación del Banco. Los resultados de esa cooperación técnica están fuera del alcance de la presente Evaluación.
- 2.62 En el aspecto social cabe destacar los esfuerzos realizados por el INDE para reubicar a los pocos pobladores que serán afectados por el embalse. Ya se están terminando obras de reasentamiento en los lugares solicitados por los pobladores afectados las cuales cuentan con las facilidades deseadas por estos. (A este último respecto, ver Capítulo V de este Informe).

C. Conclusiones

- 2.63 Al cierre de este Informe (30 de julio de 1981): (i) El estado de avance del Proyecto Hidroeléctrico Pueblo Viejo-Quixal (Chixoy) era del 68%; (ii) De acuerdo al Banco, la fecha más temprana de puesta en operación de la primera unidad generadora de 60.000 KW, sería noviembre de 1982. (c) En cuanto al costo del Proyecto, actualmente el INDE acepta el estimado de la Misión de Análisis, el cual sería del equivalente de US\$630 millones. (d) Los sobrecostos del Proyecto se han debido a (i) cambios en los diseños de ejecución; (ii) mayor cantidad de obra; (iii) los escalamientos de precios ocurridos entre marzo 1975, fecha de los cálculos que aparecen en el Informe de Proyecto PR-676-A, de 2 de diciembre de 1975, y mediados de 1976, cuando se licitaron las obras civiles; (iv) los escalamientos ocurridos que se prevee que pueden producirse hasta el final de la obra; (v) las diferencias de tasa de cambio entre el dólar y otras monedas que se revaluaron, y; (vi) imprevistos técnicos en todas las estructuras (presa, obras de conducción del agua y central).
- 2.64 Las modificaciones de diseño son, en parte, consecuencia de haberse tenido que adoptar ya en fase de construcción, un factor de sismicidad para todas las obras más elevado que el original (0,1 G, en vez de 0,65 G), así como rediseñar y construir el vertedero con capacidad para manejar una crecida causada por un terremoto que puede producirse una vez en diez mil años (en vez de mil). Estos factores fueron revisados a raíz del resultado de las investigaciones sobre sismicidad

en el área como consecuencia del devastador terremoto ocurrido en Guatemala en febrero 1976. En parte también los cambios de diseño son consecuencia de las construcciones que ahora son fáciles de apreciar por la realidad encontrada y que en un proyecto complejo como este, (con mayor longitud de túneles que ningún otro proyecto construido hasta el presente en el área) no podían preverse a la época del Estudio de Factibilidad original.

- 2.65 La carencia de una oficina de ingeniería de diseño de la firma consultora en el sitio puede mencionarse como un aspecto técnico negativo para este Proyecto. Por otra parte, el Proyecto ha contado y sigue disponiendo del mayor apoyo del Prestatario, de los Bancos (BID, Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento - BIRF, Banco Centroamericano de Integración Económica - BCIE, Fondo Venezolano de Fideicomiso - FVF y Fondo de Inversión de Venezuela - FIV) y el Ejecutor le ha asignado la máxima prioridad. Finalmente, la alta dirección del INDE y del Proyecto no han escatimado esfuerzo monetario alguno para lograr el mejor resultado técnico y dentro del plazo originalmente fijado.
- 2.66 Las obras y suministros fueron licitados internacionalmente en amplia competencia y se siguió, en esas licitaciones, las normas y procedimientos del Banco y, en particular, lo dispuesto en el Reglamento de Licitaciones que forma parte de los contratos de préstamo. Las obras y suministros fueron adjudicados a contratistas de reconocida capacidad que presentaron las mejores condiciones evaluadas.
- 2.67 Las cláusulas contractuales generales fueron cumplidas y en su oportunidad se cumplieron debidamente las Condiciones Previas al Primer Desembolso. En el Capítulo VI de este Informe se analiza en detalle como INDE ha venido cumpliendo con las cláusulas sobre informes financieros, tarifas y rentabilidad. Las dos últimas solo serán exigibles una vez que el Proyecto entre en servicio según los propios contratos del BID.
- 2.68 Al 30 de junio de 1981 los desembolsos han alcanzado el 77% del monto de los préstamos, siguiéndose para todos ellos los procedimientos establecidos por el Banco. El aporte nacional de contrapartida ha estado disponible oportunamente, no obstante los notables incrementos que han tenido que cubrir el Gobierno y el INDE.
- 2.69 En base a la experiencia con el Proyecto hasta el presente, para su conclusión se ha precisado un cronograma realista y costos actualizados, a fin de asegurar la conclusión del Proyecto en la forma en que se postula en los Capítulos IV y V de este Informe.

III. MARCO DE REFERENCIA

A. Evolución Económica Reciente y Perspectivas

3.01 En 1980 el Producto Interno Bruto (PIB) creció a un ritmo del 4 por ciento en términos reales, comparado con 4,5 por ciento en 1979 y el promedio de 6,7 por ciento en 1976-78. Este resultado representa la continuación, por tercer año consecutivo, de la tendencia declinante de la tasa de crecimiento económico, lo cual se atribuye a la influencia negativa sobre la inversión privada derivada de factores políticos en Centroamérica, así como del estado recesivo e inflacionario de la economía mundial. Dicho resultado, sin embargo, pudo haber sido mucho menor, de no mediar el considerable dinamismo que mostró el gasto público.

3.02 La formación bruta de capital privado cayó 4,3 por ciento en 1980, después de haber descendido 11,1 por ciento un año antes. Asimismo, las existencias se redujeron en más de dos veces del nivel que prevalecía en 1979. En cambio, la inversión pública se incrementó sustancialmente en 33 por ciento, comparado con el crecimiento del 7,9 por ciento el año anterior y la disminución del 2,6 por ciento en 1978, reflejando con ello el papel más dinámico del Sector Público para compensar en parte la declinación observada en la inversión privada.

1. Situación Financiera Fiscal

3.03 La situación financiera -tanto del Gobierno Central como del resto del Sector Público en su conjunto- se deterioró considerablemente durante 1980, como resultado de un mayor nivel de gastos (especialmente de capital) efectuado para compensar en parte la declinación de la actividad privada. En cuanto a las finanzas del Gobierno Central, el acelerado crecimiento de las erogaciones corrientes y de capital, frente al lento aumento de los ingresos, provocó un déficit fiscal sin precedentes que representó el 4,9 por ciento del PIB, en comparación con 2,6 por ciento en 1979 y un promedio de 1,9 por ciento en 1976-78. Un 71 por ciento de dicho déficit fue financiado con recursos internos, principalmente a través de colocación de bonos, y el resto con préstamos oficiales externos.

3.04 En 1980 el panorama monetario se caracterizó por la drástica reducción de los activos internacionales netos del sistema financiero, originada principalmente por la salida de capitales a corto plazo. Para compensar la contracción del medio circulante, las autoridades facilitaron el crédito al sector público, el cual aumentó en un 200 por ciento en relación al año anterior; adicionalmente, en abril de 1980 se estableció un control de cambio para evitar fugas

adicionales de capitales. Además, se puso a disposición del sistema bancario adelantos y redescuentos para atender a diversas actividades del sector productivo y se redujo el nivel de los encajes para compensar la deficiencia entre la oferta y demanda de crédito del sistema bancario al sector privado. En efecto, el crédito al sector privado creció en términos nominales 20,2 por ciento, cantidad casi igual a la tasa promedio anual prevaleciente en el lapso 1976-79.

- 3.05 Tradicionalmente, el crecimiento del nivel de precios en Guatemala ha estado estrechamente ligado a la inflación externa. El índice de precios al consumidor del área urbana se elevó en 10,9 por ciento en 1980, con parado con el crecimiento del 11,5 por ciento un año antes y el promedio de 10,4 por ciento en 1976-78. La presión inflacionaria externa se hizo sentir en el incremento de precios de combustibles y de bienes y servicios importados, así como en el alza experimentada en algunos productos que se exportan.
- 3.06 En marzo de 1980, se modificaron los salarios mínimos fijados por el Estado para algunos trabajadores en ramas productivas. Las actividades que presentaron mayores cambios en los salarios medios fueron la industria con 18,2 por ciento, la explotación de minas y canteras con 14 por ciento y la construcción, con 13,4 por ciento. A pesar de ello, casi la mitad de los trabajadores no llegó a recuperar la pérdida gradual del poder adquisitivo causada por la inflación.

2. Balanza de Pagos

- 3.07 En 1980, como resultado de una salida masiva de capitales privados, la balanza de pagos registró un saldo desfavorable y las reservas internacionales netas sufrieron una caída sin precedentes de \$250 millones. No obstante, después en ese año el saldo comercial volvió a ser positivo, superando la situación de saldo negativo de los dos años anteriores.
- 3.08 En dicho año las exportaciones de mercaderías alcanzaron \$1.522 millones, lo que equivale a un crecimiento del 24,6 por ciento frente al aumento del 11,8 por ciento registrado en 1979 y el promedio de 19,5 por ciento entre 1976 y 1978. Entre los productos tradicionales, el valor exportado de café alcanzó \$462 millones, o sea, un 6,9 por ciento superior al del año anterior, mientras que su volumen fue inferior en 9,8 por ciento. El del algodón disminuyó 6,8 por ciento a \$175 millones (debido a las menores disponibilidades derivadas de la mala cosecha) en tanto que las ventas de azúcar al exterior se duplicaron a \$71,5 millones (por el efecto combinado del aumento del 45 por ciento en los precios y del 51 por ciento en el volumen). Algo parecido ocurrió con el banano debido a la mayor disponibilidad del mismo para la exportación. En contraste, las ventas externas de carne sufrieron una caída del 35 por ciento en términos de valor, debido a las dificultades presentadas en el mercado estadounidense.

- 3.09 Las importaciones de mercaderías (F.O.B.) alcanzaron a \$1.490 millones, o sea un incremento del 6,8 por ciento en relación a 1979, cuando crecieron 8,6 por ciento. Los rubros que registraron mayores aumentos fueron las materias primas y los productos intermedios, cuyo valor (\$535 millones) mostró un aumento de 16,8 por ciento en 1980 frente a 7 por ciento en 1979. La compra de combustible (que totalizó \$322 millones) representó un aumento del 37,5 por ciento respecto al año anterior, lo cual reflejó el alza de los precios mundiales del petróleo. En cambio, las importaciones de bienes de capital disminuyeron principalmente por la caída de la inversión privada en un 13 por ciento (llegando a \$295 millones) y las de bienes de consumo se estancaron a los niveles de 1979.

3. Deuda Pública Externa

- 3.10 A fines de 1979, la deuda pública externa total contratada a más de un año alcanzó a \$836,4 millones, o sea, tres veces más que la registrada en 1975; el total desembolsado fue de \$484,3 millones. El servicio de la deuda llegó a un 2,2 por ciento de las exportaciones de bienes y servicios no factoriales. Cabe señalar que Guatemala es uno de los países que tiene el coeficiente de la deuda total desembolsada (7 por ciento del PIB) y el servicio de la deuda más bajos de América Latina. Estimaciones preliminares indican que la deuda total contratada aumentó 14 por ciento en 1980 a alrededor de \$950 millones y el servicio de la deuda se habría situado en cerca de 3,3 por ciento.

4. Petróleo y Perspectivas

- 3.11 Sobre este último particular, merece destacarse que recientemente Guatemala ha comenzado a producir petróleo en escala comercial, con una extracción de 5.050 barriles diarios en 1980 provenientes de los pozos de Rubelsanto y Chinajá en la región de Alta Verapaz. Un 60% de esa producción, se exportó y el resto que se consumió localmente como combustible para una fábrica de cemento y la EEGSA, representó un ahorro de aproximadamente 15 por ciento del volumen de la importación de petróleo y sus derivados. En enero de 1981 entró en producción el pozo de Yalpamech con un promedio de 1.000 barriles por día, y actualmente se encuentran activamente explorando unas cinco compañías extranjeras.
- 3.12 Para 1981, se estima que el crecimiento del PIB real sea menor que el de 1980, en el contexto del empeoramiento de los déficit en la cuenta corriente de la balanza de pagos y de las finanzas del Gobierno Central, así como la continuación del estancamiento de la inversión privada. El sector externo reflejaría los efectos de la tendencia a la baja del precio del café, que contrarrestaría aspectos favorables, tales como la mejora de los precios del azúcar y el algodón, así como el ligero aumento en el volumen de exportación del petróleo.

- 3.13 El factor más importante en la determinación del ritmo de crecimiento del PIB en 1981 y en años posteriores sería el nivel de inversión bruta total que se logre alcanzar. Según lo indicado previamente, en el caso de la inversión privada su nivel futuro estará condicionado en gran medida al mantenimiento del orden interno del país. Respecto a la inversión pública, su nivel futuro dependerá del esfuerzo que realice el Gobierno para mejorar y ampliar la base tributaria y de que se adopte una política monetaria y crediticia acorde con su capacidad de absorción y consistente con los objetivos de desarrollo del país.

B. Análisis del Sector Energía Eléctrica

1. Estado Actual y Evolución Reciente

- 3.14 A continuación se presentan las cifras correspondientes a capacidad generadora instalada y a producción de energía eléctrica en Guatemala con su crecimiento desde 1965 hasta 1980. Al mismo tiempo, se muestran los coeficientes de capacidad y producción de energía por habitante. Las cifras del cuadro se refieren sólo al Servicio Público (incluido el Sistema Interconectado y los Sistemas Aislados), excluyendo los servicios autoabastecidos (autoprodutores).

Año	Capacidad Instalada	Generación Anual 1/	Población Miles Ha- bit. 2/	Coeficientes	
	MW	GWh		Cap.Inst. kW/Hab.	Generación kWh/Hab.
1965	102	402	483	0.022	88
1970	186	641	5298	0.035	121
1975	227	971	6081	0.037	160
1976	271	1056	6256	0.044	169
1977	327	1225	6436	0.051	190
1978	374	1357	6620	0.056	205
1979	388	1441	6810	0.057	212
1980	388	1476	7006	0.055	211

Tasas medias

Anuales de Crecimiento

1965-1970	12.8%	9.8%	2.94%	9.7%	6.5%
1970-1975	4.1%	8.7%	2.95%	1.1%	5.7%
1975-1980	11.3%	8.7%	2.87%	8.2%	5.7%

1/ Incluye 11 GWh anuales de servicios municipales aislados a partir de 1975.

2/ Dirección General de Estadística, Guatemala, noviembre 1977.

- 3.15 La producción eléctrica del Servicio Público ha crecido en forma regular en los últimos 15 años, a razón de aproximadamente 9.1% anual, que comparado con el aumento de población da un incremento medio anual del 5 al 6% del coeficiente de generación per cápita; este último llega en la actualidad a poco más de 211 KWh al año.
- 3.16 En total, el Servicio Público dispone en 1980 de cerca de 390 MW de capacidad generadora, con una producción de 1480 GWh. Como puede apreciarse en el cuadro a continuación, la capacidad instalada de 161 MW en plantas de autoprodutores en 1978 es significativa, ya que representa más del 30% de la potencia destinada al Servicio Público. Entre los autoprodutores la instalación más importante es la de la industria minera EXMIBAL en la Costa Atlántica, con 58 MW en su planta a vapor y 11 MW en unidades diesel. Dicha capacidad no creció en 1979, lo cual parece indicar una mayor confianza en la operación del servicio público.

AÑO 1978								
Capacidad Instalada - MW				Generación - GWH				
Térmica		Turbo-Gas		Total	Térmica		Turbo-gas	
Hidro	Vapor		y Otros		Hidro	Vapor		y Otros
<u>Servicio Público</u>								
<u>Sistema Interconectado</u>								
- INDE	97	86	76	259	277	359	284	920
- EEGSA	-	30	64	94	-	235	130	365
Total Sistema Interconectado	97	116	140	353	277	594	414	1285
<u>Sistemas Aislados</u>								
- INDE y otros	5	-	16	21	10	-	14	24
Total Servicio Público	102	116	156	374	287	594	428	1309
<u>Autoprodutores, total</u>	18	79	64	161	s/d	s/d	s/d	s/d
=====								
<u>AÑO 1979</u>								
<u>Servicio Público-</u>								
<u>Sistema Interconectado</u>								
- INDE	99	86	89	274	269	391	302	963
- EEGSA	-	30	64	94	-	253	199	451
Total Sistema Interconectado	99	116	153	368	269	644	501	1414
<u>Sistemas Aislados</u>								
- INDE	4	-	16	20	10	-	17	27
- Empresas Municipales o privadas	4	-	3	7	-10	-	-	10
Total Servicio Público	103	116	169	388	279	644	518	1441
=====								
- Autoprodutores	18	79	64	161	43	187	151	381
Total del País	121	195	233	549	322	831	669	1822
=====								

1/ Entre 1979 y 1980 no se han producido variantes significativas en el Servicio Público, ni en la capacidad instalada de los autoprodutores.

- 3.17 Aproximadamente el 22% de la capacidad instalada del Servicio Público corresponde a centrales hidroeléctricas, que en 1979 generaron 322 GWh, o sea, un 18% de la generación total. Por otra parte, cerca de la mitad de la generación térmica correspondió a grupos diesel y turbina de gas, con un costo muy elevado de combustible. Esta situación se ha agravado en 1980 por atraso en la instalación de la central hidroeléctrica de Aguacapa.
- 3.18 Casi toda la energía generada proviene de las centrales generadoras del INDE y de la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA), ambas entidades estatales. Hay una pocas plantas aisladas de propiedad particular y municipal, de muy pequeña importancia; estas representan el 1,3% de la capacidad total en 1979. El INDE, con aproximadamente 70% de la generación total, es principalmente una empresa productora que vende energía en bloque a EEGSA y a otros sistemas distribuidores del Sistema Nacional Interconectado.
- 3.19 EEGSA, concesionaria del Servicio Público en la Capital y áreas vecinas, es la empresa distribuidora más importante del país; en la actualidad, aproximadamente un 60% de la energía distribuida por EEGSA es comprada al INDE, proporción que irá en aumento en el futuro, ya que el desarrollo de las fuentes de generación ha sido encargado exclusivamente al INDE.
- 3.20 El cuadro que se presenta como APENDICE III-1 muestra el desarrollo de la generación, consumo y demanda máxima de potencia en el Sistema Interconectado en los últimos 10 años. Se observa un continuo descenso en las pérdidas de transmisión y distribución, de cerca de 16% en 1970 a menos de 14% en la actualidad. Por otra parte, el factor de carga del sistema se ha mantenido en torno a un 60%.
- 3.21 De acuerdo con las cifras del cuadro, APENDICE III-2, el consumo total de energía en el sistema interconectado, que en su mayor parte corresponde a la EEGSA, alcanzó a 1231 GWh en 1979, con 315.000 consumidores o abonados.^{1/} La mayor proporción de consumo correspondió al sector industrial con un 44% del total, mientras el consumo residencial, con 257 mil abonados, representó cerca de 25% del consumo total. Con excepción del consumo de Gobiernos y otros, el ingreso medio fluctuó entre US\$0,078/KWH para la categoría industrial y US\$0,0901/KWH para la comercial. Como se observa, el precio medio general de venta del Sistema Interconectado fue de US\$0,079/KWh.^{2/} Del propio cuadro se aprecia que el nivel medio general de consumo por abonado ha variado muy poco en los últimos cinco años, manteniéndose en torno a los 4.000 KWH anuales. En cambio, el precio medio de venta subió en poco más de 70% entre 1975 y 1979, reflejando en gran parte el alza del precio de los combustibles.

^{1/} Conviene hacer notar que existen diferencias entre las cifras del sistema interconectado de acuerdo a las fuentes de la información. Por ejemplo, el Depto. de Planeación del INDE acepta la cifra de 1265 GWh de consumo en 1979, la cual es diferente a la anterior que proviene del Depto. Financiero.

^{2/} Incluye las ventas totales del Sistema Interconectado; por lo tanto, incluye no solo las ventas del INDE, sino también las de E.E.G.S.A.

- 3.22 Como no ha variado la capacidad generadora hidroeléctrica en Guatemala (manteniéndose en alrededor de 100 MW), toda la expansión del sistema de generación en los últimos 10 años se ha hecho con plantas térmicas convencionales, a vapor y de combustión interna, de modo que en la actualidad un 80% de la energía destinada al Servicio Público es de origen térmico. A la vez que aumenta la proporción de energía térmica, el precio pagado por la industria eléctrica en Guatemala por el combustible ha subido entre 1973 y enero de 1981, según se indica: Bunker C, 1.244%; diesel, 721% y crudo, 312%. El impacto de esta alza en la estructura de los costos de explotación del INDE es considerable: mientras en 1973 el combustible representaba el 36% de los gastos directos de explotación (excluyendo depreciación), en 1979 llegó al 77%, estimándose que en 1980 ha sido aún algo mayor. 1/

2. Instalaciones Existentes del INDE

- 3.23 Al Instituto Nacional de Electrificación (INDE), responsable de la planificación y desarrollo del abastecimiento primario de electricidad en el país, le corresponde la ejecución de las obras de generación y transmisión. 2/ Las instalaciones de generación y transmisión que tiene actualmente en servicio el INDE se presentan en el APENDICE III-3, que incluye también las plantas térmicas de EEGSA. La instalación generadora más importante del sistema es la central térmica a vapor del INDE en Escuintla, con una unidad de 53 MW instalada en 1977 y otra de 33 MW del año 1972. En cuanto al sistema de transmisión, había en servicio en 1979 poco más de 1000 kms de líneas de 230, 138 y 69 KV y 450 MVA de capacidad transformadora en subestaciones reductoras, con voltajes primarios de 230, 138 y 69 KV.

- 1/ El pliego de tarifas del INDE en vigencia desde junio de 1980 prevee un ajuste por variación del precio del combustible, tanto para distribuidores al detalle (por ejemplo, EEGSA, comprador en bloque del 80% de la energía del INDE), como a los consumidores finales.
- 2/ Incluida la interconexión con El Salvador, cuyo financiamiento se ha solicitado al BID.

3. Mercado de Energía Eléctrica

3.24 El crecimiento de la demanda histórica en el Sistema Interconectado de Guatemala ha experimentado grandes desviaciones, debido a la inestabilidad por la cual han atravesado la sociedad y la economía de dicho país. En efecto, considerando el período de 1965 a 1980, el promedio aritmético de las tasas anuales de crecimiento de la demanda es de 9,3%, con una desviación estándar de 3,7. El cuadro a continuación presenta la evolución histórica de los principales componentes del mercado eléctrico.

Años	Demanda (GWh)	Factor Pérdidas (%)	Generación (GWh)	Factor Carga (%)	Demanda Máxima (MW)
1965	327,7	16,4	392	53,6	83,5
1970	541,0	13,2	623	61,3	116,0
1975	828,8	12,8	950	58,6	185,0
1976	892,9	13,6	1033	59,3	199,0
1977	1023,5	14,8	1201	57,8	237,0
1978	1135,8	14,8	1333	61,4	248,0
1979	1264,9	10,5	1414	60,9	265,0
1980 ^{p/}	1246,5	13,7	1444	60,4	273,0

Tasas anuales de Crecimiento (%)					
1965-70	10,5		9,7		6,8
1970-75	8,9		8,8		9,8
1975-80	8,5		8,7		8,1

^{p/} Datos preliminares.

Fuente: INDE

3.25 Los técnicos de INDE han informado de una fuerte demanda insatisfecha en el Sistema por faltantes de oferta. Esto es, la demanda actual se encuentra restringida. Usuarios industriales solicitando nuevas cargas han sido rechazados en el pasado por tal causa. Como puede verse en el cuadro precedente, la demanda ha crecido en promedio anual al 9,3% durante el período 1965-1980. No obstante, los ritmos de crecimiento en los períodos 1965-70, 1970-75 y 1975-80 han sido descendentes. Dicho descenso puede explicarse en parte por las demandas no satisfechas, pero parece ser que la explicación fundamental está dada por la marcha de la economía del País. En efecto, regresiones de la demanda con el PIB real han mostrado ajustes significativos (altos índices de correlación). Por lo tanto, en los pronósticos se ha considerado en primer lugar la fuerte asociación con el PIB y, en segundo, una cierta restricción de demanda, la cual sería satisfecha en el período 1983-90.

- 3.26 Los pronósticos de demanda fueron elaborados de la siguiente manera. Primero, se hicieron varias regresiones macroeconómicas de la demanda (véase Cuadro A en el APENDICE VI-4), seleccionándose la curva de mejor ajuste y con pronósticos más razonables. Segundo, se adoptaron supuestos acerca de los indicadores macroeconómicos y se estimó la demanda para el período 1981-95. Tercero, se consideraron las nuevas cargas previstas hasta 1990,^{1/} ponderándolas de acuerdo a su entrada al sistema y nivel de factibilidad. El Cuadro presentado a continuación resume los pronósticos de demanda y oferta para el Sistema Interconectado durante el período 1980-1995. Para mayor información véanse los Cuadros B, C y D del APENDICE VI-4.

Año	Demanda (GWh)	Pérdidas (%)	Generación (GWh)	Factor de Carga (%)	Demanda Máxima (MW)
1980	1246,5	13,60	1442,7	60,30	273,0
1985	2327,6	13,00	2675,4	61,29	498,3
1990	4306,3	12,25	4907,5	62,10	902,1
1995	7162,3	12,00	8139,0	62,42	1488,5
Tasas de Crecimiento (%):					
1980-85	13,3			13,1	12,8
1985-90	13,1			12,9	12,6
1990-95	10,7			10,6	10,5

- 3.27 Entre los principales supuestos de los pronósticos se citan: (i) el PIB crecería al 5,3% por año hasta 1983, aumentando al 6% desde entonces en adelante; (ii) el factor de pérdidas disminuiría progresivamente del nivel del 13,6% observado en 1980 al 12% en 1992, manteniéndose constante a partir de este último año, y; (iii) el factor de carga del Sistema aumentaría paulatinamente del 60,30% en 1980 al 62,42% en 1992, manteniéndose constante desde este último año.

1/ Nuevas cargas previstas según los planes oficiales de desarrollo (CORFINA), que incluyen una matriz de Proyectos Industriales, Mineros y Turísticos.

4. Programa de Expansión del Sistema Eléctrico

- 3.28 Las obras de generación actualmente en construcción son la central hidroeléctrica de Aguacapa de 90 MW, cuya puesta en servicio se prevee para noviembre 1981, y la hidroeléctrica Pueblo Viejo (Chixoy) con 300 MW que comenzaría a funcionar en noviembre de 1982, completándose su instalación en 1983. Al entrar en servicio estas dos centrales, con una producción media de 2.090 GWH al año, la generación térmica disminuirá drásticamente, con la economía consiguiente de combustible en generación térmica equivalente de alrededor de US\$91 millones anuales.
- 3.29 Después de la instalación de Aguacapa y Pueblo Viejo, el programa de equipamiento del INDE incluye la central hidroeléctrica Santa María II (de 68 MW) en 1984, la Geotérmica Zúnil (33 MW), en 1985, las hidroeléctricas Chulac (440 MW), en 1988 y Xalalá (360 MW), en 1989. Estas dos últimas se encuentran actualmente en estudio preliminar, de modo que sus fechas de instalación deben considerarse como tentativas. En total, el programa de adiciones de capacidad generadora, en los próximos 10 años, (APENDICE III-4), representa un aumento de 1.291 MW, o sea, 3,3 veces la potencia instalada actualmente en servicio público en el país y 2,4 veces la capacidad total instalada incluyendo los autoprodutores.^{1/} Aparte de las obras de generación, dicho Apéndice indica que habría que construir cerca de 2900 kms de líneas de transmisión de 230 KV y 69 KV, entre ellas unos 600 Km vinculados a la ejecución de las centrales hidroeléctricas. Además, en el sistema primario deberán instalarse aproximadamente 1400 MVA en subestaciones transformadores reductoras de 230/69 KV.
- 3.30 Según las proyecciones financieras del INDE, el desarrollo del programa de expansión hasta 1990 inclusive, representa una inversión total de cerca de US\$2.200 millones, de los cuales unos US\$1.720 millones corresponden a las obras de generación y el resto, a transmisión, distribución, instalaciones generales, y varios.
- 3.31 Por último, debe destacarse que el programa de equipamiento del INDE deberá ser actualizado nuevamente, en función de una revisión de la demanda, a la luz de los estimados de energía y potencia que aparecen sustentados en los párrafos 3.24 al 3.27 y 3.33 al 3.35 de este Informe. Esto se realiza periódicamente por toda empresa de energía eléctrica como parte de la rutina necesaria para operar racionalmente. Por otro lado, dada la magnitud del programa de inversiones, las autoridades nacionales deberán revisar las proyecciones de demanda antes de emprender las obras posteriores al proyecto Pueblo Viejo. Debe destacarse que un nuevo plan de equipamiento seguramente influirá en la fecha de entrada en servicio y demás características de las otras plantas ahora previstas, pero no de aquellas en etapa avanzada de ejecución, como es el caso de Aguacapa y de la Hidroeléctrica Pueblo Viejo-Quixal, tal como puede verificarse en el Capítulo VII de este Informe.

^{1/} Debe tenerse presente que los valores indicados no toman en consideración el retiro de servicio de plantas térmicas que se produciría.

- 3.32 Por lo tanto se efectúa una recomendación al respecto, ya que INDE de toda forma está actualizando su plan maestro de equipamiento contando para ello -además del personal de su Departamento de Planificación- con los servicios de consultoría de una misión asesora de la República Federal de Alemania desde 1975. El período de duración de la actuación de estos asesores fue ampliado el mes de junio de 1981 en 65 meses/hombres adicionales.

5. Balances de Energía y Potencia

- 3.33 Para establecer los balances de energía y de potencia del Sistema Interconectado Nacional corresponde primeramente elaborar los pronósticos respectivos de demanda y posteriormente determinar las respectivas disponibilidades de generación a lo largo del período de análisis, que se extiende hasta 1992. Las disponibilidades de potencia y energía del sistema guatemalteco para cada año del período 1980-1992 se muestran en los cuadros F, G y H del APENDICE VI-4. Los valores de potencia se refieren a la capacidad efectiva disponible en las horas de máxima demanda, generalmente inferiores a la capacidad nominal o de placa de los equipos. En cuanto a la disponibilidad de energía, se distingue la producción hidroeléctrica en año hidrológico medio y en año crítico.
- 3.34 El balance de energía, que aparece en el cuadro G del APENDICE VI-4, muestra que la energía firme generable en año hidrológico crítico no alcanzaría a cubrir la demanda de generación solo en 1987 y 1992, con déficits relativamente bajos de cerca del 2% y 0.1% respectivamente de la generación requerida en esos años. Por otra parte, gracias a la interconexión con El Salvador será posible importar energía excedente de este último sistema para suplir los posibles déficits en Guatemala. En el Cuadro F de dicho Apéndice se observa la posibilidad de generar excedentes de energía secundaria, posibles de transferir al sistema salvadoreño para reemplazar generación térmica. Por otra parte, también se observa que en los años medios la energía térmica de las plantas convencionales a vapor, turbogas y diesel, aún cuando no desaparece, disminuye en importancia. Al existir la interconexión con el sistema de El Salvador, habrá que determinar que parte de esta generación térmica puede ser sustituida por energía hidro-geotérmica sobrante, o aún, por energía térmica de menor costo del sistema salvadoreño, mediante el despacho óptimo de carga en el sistema eléctrico integrado de ambos países.
- 3.35 En los Cuadros H e I del APENDICE VI-4 se muestra el balance de potencia en el sistema nacional guatemalteco, observándose que en general en el período 1980-1992 habrá un alto margen de capacidad de reserva, no solo en términos de la capacidad total instalada, sino también de la demanda máxima. Lo anterior parece sugerir una revisión del plan de expansión.

IV. EL PROYECTO Y EL FINANCIAMIENTO ADICIONAL NECESARIO PARA
COMPLETAR SU EJECUCION

A. Objetivos y Descripción del Proyecto

- 4.01 El Proyecto tiene como propósito ampliar la capacidad de generación del Sistema Interconectado de Guatemala mediante la terminación de la Central Hidroeléctrica de Pueblo Viejo Quixal sobre el Río Chixoy, la cual se empezó a construir en 1977. Dicha central permitirá a su vez sustituir la generación proveniente de plantas térmicas de elevados costos de combustibles, reduciendo de tal manera la presión desfavorable en la cuenta corriente de la balanza de pagos de Guatemala. Las fechas planeadas de entrada al sistema de las unidades de generación de la Central son noviembre de 1982, cuando iniciaron operación dos unidades de 60 MW cada una, y abril de 1983, cuando empezarán a funcionar las restantes tres unidades de igual capacidad.
- 4.02 El Proyecto de Pueblo Viejo representa la primera etapa de desarrollo integral de la Cuenca del Río Chixoy, para lo cual el Gobierno recibió del Banco la cooperación técnica no reembolsable, que se mencionó en el Capítulo II de este Informe. El objetivo de la misma es identificar posibilidades de desarrollo de la Cuenca, aprovechando en parte las obras hidráulicas que se localizarían en el tramo medio del Río, logrando el desarrollo de toda el área de influencia mediante la ejecución de los proyectos identificados. Para ello se ha elaborado un programa de desarrollo integrado regional, que se estructuró en base al aprovechamiento de los recursos hidrológicos de la Cuenca y el cual incluye el estudio del área en sus aspectos agrícolas, industriales de recursos humanos y servicios, así como la definición de la infraestructura necesaria.
- 4.03 El Proyecto Pueblo Viejo 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. Su área de influencia es eminentemente rural, con una población de escasos recursos económicos y casi carente de servicios sociales. En los APENDICES IV-1 y IV-2 se presentan mapas de localización del Proyecto y de la ubicación de sus obras principales.
- 4.04 Conforme a lo indicado, el Proyecto Hidroeléctrico actualmente en construcción 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 MW y una energía media producible de 1.710 GWH al año. Consiste en: (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.

4.05 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 ^{1/} de 460 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 el túnel de conducción.

4.06 El esquema descrito 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 109 m, y el volumen de aproximadamente 3.200.000 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 976 m de longitud y un diámetro interior de 7,10 m, 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 m; el segundo que corresponde al cruce del Río Chixoy en el punto mencionado y constituido por un sifón de aproximadamente 400 m de longitud; y el tercero entre Aguas Blancas y la casa de máquinas de Quixal con una longitud de 17.900 m. El tramo de túnel entre la bocatoma y la almenara irá totalmente revestido en concreto y tendrá un diámetro interior de 4,93 m. 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 m. La depresión de Pampur - en donde se encuentra una catarata con un caudal de agua que llega hasta 25 m³/s - situada en las cercanías del alineamiento del túnel de aducción, se encuentra en una región kárstica. Para disminuir el peligro de infiltraciones durante los trabajos de excavación del túnel, la fuente de Pampur será captada y drenada mediante un canal de derivación. En la fase de operación se utilizará el agua de la cuenca de Pampur para generación adicional de energía. Por lo tanto, hasta 5 m³ se introducirán mediante un pozo al túnel de aducción. Para evitar infiltraciones durante los trabajos de excavación del túnel a la zona cerca del portal Quixal, se excavó una galería debajo del mismo túnel de aducción para efectos de drenaje. La longitud de esta galería es de 550 m.

^{1/} Este embalse permite regular el 90% de los caudales del Río, con una probabilidad de ocurrencia del 98%.

- (iii) Tubería de presión: Irá superficialmente enterrada en una longitud de aproximadamente 1.250 m y con un diámetro de 3,65 m 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 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. La ubicación de la Central y de la subestación exige un desvío permanente del río Quixal por medio de un canal de 400 m de largo y 14 m de ancho de solera, acortando una curva del Río con un desnivel de aprox. 7 m. Para disminuir la velocidad de agua se construyó un cuenco amortiguador con una longitud de aprox. 100 m, ubicado en el centro del canal de desvío.
- (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 Km. 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 han construido y mejorado aproximadamente 70 Km de caminos de acceso a los distintos frentes de trabajo y se ha instalado un campamento para la dirección de estas obras.

B. Costo Total y Plan de Financiamiento del Proyecto

1. Cuadro de costos

4.07 El costo total del Proyecto se desglosa según se indica a continuación:

<u>Categorías de Inversión</u>		(Equivalente en miles de US\$)	
1.	<u>Ingeniería y Administración</u>		
1.1	Ingeniería y Supervisión	22.310	
1.2	Administración	<u>21.390</u>	
	Total Categoría 1	<u>43.700</u>	6,9
2.	<u>Costo Directo Construcción</u>		
2.1	Lote A Obras Complementarias	20.921	
2.2	Lote 1 Presa, desvío, vertedero	126.323	
2.3	Lote 2 Túnel de aducción	256.043	
2.4	Lote 3 Casa de máquinas	28.400	
2.5	Lote 4 Equipo hidromecánico	18.238	
2.6	Lote 5 Equipo electromecánico	20.600	
2.7	Lote 6 Estructuras de acero	8.849	
2.8	Lote 7 Subestación Quixal y Línea Transmisión	19.786	
2.9	Compra de tierras y reubicación	<u>3.800</u>	
	Total Categoría 2	<u>502.960</u>	79,9
3.	<u>Gastos Financieros</u>		
3.1	Intereses y comisiones BID	17.782	
3.2	Intereses y comisiones BIRF	14.538	
3.3	Intereses y préstamos BCIE	324	
3.4	Intereses y comisiones Varios	3.596	
3.5	Comisión de Inspección y Vigilancia	<u>1.100</u>	
	Total Categoría 3	<u>37.340</u>	5,9
4.	<u>Gastos sin Asignación Específica</u>		
4.1	Imprevistos generales	17.500	
4.2	Provisión escalación	<u>28.500</u>	
	Total Categoría 4	<u>46.000</u>	7,3
	COSTO TOTAL	<u>630.000</u>	
		=====	

4.08 Cabe destacar que este Proyecto - uno de los de mayor magnitud en Centroamérica - tiene un costo por capacidad instalada de US\$2.100/KW, que puede considerarse elevado para instalaciones de este tipo. Sin embargo, la producción de 1.710 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.

2. Bases del cálculo

- 4.09 La determinación de los costos del Proyecto se hizo a nivel de precios de enero de 1981 y con una obra que en plena ejecución permite obtener datos reales actualizados de metrajes y costos unitarios. El presente estimado final del costo total toma en consideración el aspecto geológico de la roca kárstica en donde se apoya la presa y a través de la cual aún quedan tres kilómetros de túnel por excavar. No quedan licitaciones por adjudicar; por lo indicado, el nivel de precisión de los cálculos que aquí se presentan es alto.
- 4.10 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, los cálculos de costo más recientes del BID arrojan valores superiores al presupuesto oficial vigente desde diciembre de 1980. Ello se debe a que estos cálculos más recientes toman en consideración: (i) los aumentos ocurridos desde marzo de 1980, en que el INDE elaboró el presupuesto que finalmente fue aprobado en diciembre de ese año; (ii) los aumentos por concepto de imprevistos y escalamiento que pudieran ocurrir hasta la total terminación de la obra.
- 4.11 El estudio especial de aumento de costos entre el estimado de 1975 y el actual de 1981 se puede sintetizar en la siguiente forma: ^{1/}
- (a) Cambios de diseño por un total de US\$19.771.000. Fueron sugeridos por el Consultor del Proyecto LAMI y por la Junta de Consultores. Las principales modificaciones fueron; (i) en la casa de máquinas y en la subestación, al cambiar sus ubicaciones por haber encontrado una falla geológica potencialmente activa; (ii) el canal de desvío del Río Quixal, y; (iii) los costos de ingeniería y administración correspondientes.^{2/}
 - (b) Influencia del terremoto de febrero de 1976 en Guatemala, por US\$6.196.000. El desastre, que causó más de 22.000 muertos, dio lugar a que se revisaran algunos parámetros de los diseños de la presa, vertedero y del túnel de aducción, principalmente.
 - (c) Dificultades geológicas, por US\$35.330.000. La geología kárstica del Proyecto mostró cavernas en un porcentaje mayor de lo previsto y fallas que motivaron varios derrumbes en la excavación de los túneles, en uno de los cuales quedó enterrada una fresadora con un costo aproximado de US\$5.000.000. Sólo en

1/ Ver APENDICE II-1

2/ Ver APENDICES IV-3 y IV-4.

el túnel -por las razones anteriormente expresadas y por el incremento de la cantidad y profundidad de las inyecciones- se estima un aumento de costo de US\$26.400.000. En la presa, apareció una caverna en la margen izquierda con un volumen del orden de 100.000 m³, que provocó gastos considerables y que -unida a otras cavernas más pequeñas que aparecieron en el lecho del río y en la margen derecha - significó un costo adicional de US\$7.140.000.

- (d) Diferencias de metrajes por US\$29.512.000, según detalle a continuación:

Camino de acceso	US\$1.600.000
Presa (aumento de altura)	US\$8.800.000
Vertedero (hormigón y excavación)	US\$2.810.000
Equipos	US\$4.580.000
Túnel de aducción	US\$6.410.000
Ing. Administración, etc.	US\$5.312.000

- (e) Diversos trabajos adicionales por US\$7.188.000. Incluyen obras adicionales en los caminos de acceso, supervisión técnica a cargo de LAMI y administración de la Unidad Ejecutiva de INDE, así como varios obras adicionales en la presa y vertedero.
- (f) Imprevistos adicionales por US\$40.139.000. La mayor parte de estos imprevistos obedece a: (i) derrumbes y nuevos caminos de acceso a los frentes de trabajo, a un costo de US\$5.600.000; (ii) túnel de aducción por US\$18.409.000; (iii) mayor capacidad de purgas de fondo en la presa, equipos de medición de las cavidades en la roca y cambio de materiales de los rellenos de la presa, por US\$11.600.000, y; (iv) protección de taludes cerca de la casa de máquinas; azud y reparaciones en el canal de desvío del río Quixal, etc. por US\$4.530.000.
- (g) Aceleraciones por US\$20.662.000. Motivadas por: atrasos en la adjudicación de los principales contratos de construcción, incidencia del terremoto de 1976, cambios de diseños y atrasos en las obras ocasionados por imprevistos y por razones geológicas. La fecha inicialmente prevista de diciembre de 1981 para la puesta en servicio de la primera unidad de generación se hubiera atrasado probablemente en más de dos años de no emprenderse estas aceleraciones. ^{1/} Esto hubiera ocasionado serios trastornos al suministro de energía eléctrica en Guatemala pues el otro gran proyecto hidroeléctrico de

^{1/} Según lo indicado en el Capítulo III de este Informe, el costo anual de combustible en las plantas térmicas del INDE (el cual se reduciría al mínimo prácticamente al entrar en servicio el Proyecto Pueblo Viejo) representa US\$40 millones al año.

Aguacapa (90 MW), previsto inicialmente para entrar en servicio al final del año 1978, entraría en servicio probablemente al final del año 1981, es decir, tres años después. INDE presionó a todos los contratistas para reducir el atraso en Pueblo Viejo - Quixal al mínimo posible, es decir, a no más de un año, pues se estima que la primera unidad generadora entrará en servicio en noviembre de 1982. En consecuencia, los contratistas debieron acelerar los trabajos, contratar más técnicos y otro personal y aumentar sus equipos; incrementando sus costos en la siguiente forma:

Lote 1, Presa	US\$8.300.000
Lote 2, Túneles	US\$6.802.000
Lote 3, Central	US\$5.560.000

- (h) Escalamientos adicionales por US\$86.497.000, desglosados así:

Ingeniería y administración	US\$ 4.500.000
Lote 1, Presa	US\$33.907.000
Lote 2, Túneles	US\$35.090.000
Lote 3, Central	US\$13.000.000

- (i) Diferencial cambiario por US\$43.830.000. Debido al progresivo debilitamiento del Dólar de los Estados Unidos frente a las monedas de Japón, Alemania Occidental y Suiza en los años 1977 hasta 1980, se fueron incrementando los costos para los contratos que se debían pagar principalmente en estas monedas, en la siguiente forma:

Ingeniería. y supervisión	
LAMI (Alemania y Suiza)	US\$ 3.280.000
Lote 2 Tunel (Alemania)	US\$31.550.000
Lote 4 Turbinas (Suiza)	US\$ 5.500.000
Lote 5 Generadores (Japón)	US\$ 3.500.000

C. Financiamiento de los Costos Adicionales

- 4.12 Según lo indicado, la construcción del Proyecto se está financiando con la colaboración del BID, del BIRF, del BCIE, del FIV y de los recursos locales constituidos por aportes del Gobierno y de INDE. En el cuadro que aparece a continuación se presenta un desglose por fuente de financiamiento a la fecha de la firma de los Contratos originales de Préstamo, (US\$340.874.000), a la fecha del presupuesto vigente equivalente desde diciembre de 1980 (US\$446.547.000) y el esquema de financiamiento que se propone para el incremento de este último (US\$183.453.000), de acuerdo al actual estimado de costo total de US\$630.000.000.

(En miles de US\$)								
FUENTES DE FINANCIAMIENTO	Según Contratos de Préstamos Originales (enero 1976)		Presupuesto Vigente dic.1980		Estimado Final (julio 1981)		Financia- miento Adicional Propuesto	
		%		%		%		%
A. EXTERNAS	210.762	61,8	251.502	56,3	321.502	51,0	70.000	38,2
BID	55.000	16,1	55.000	12,3	75.000	11,9	20.000	10,9
LCC	15.000	4,4	15.000	3,4	65.000	10,3	50.000	27,3
FVF	35.000	10,3	35.000	7,8	35.000	5,5	-	-
Subtotal BID	(105.000)	(30,8)	(105.000)	(23,5)	(175.000)	(27,7)	(70.000)	(38,2)
BIRF	65.000	19,0	58.800	13,2	58.800	9,3	-	-
BCIE	5.400	1,6	12.900	2,9	12.900	2,1	-	-
FIV	-	-	74.802 2/	16,7	74.802	11,9	-	-
Proveedores	35.362	10,4	- 3/	-	-	-	-	-
B. INTERNAS	130.112	38,2	195.045	43,7	308.498	49,0	113.453	61,8
Gobierno	(-) 1/	(-)	(182.240)	(40,8)	(230.186)	(36,6)	(47.946)	26,1
INDE	(-) 1/	(-)	(12.805)	(2,9)	(78.312)	(12,4)	(65.507)	(35,7)
TOTALES	340.874	100,0	446.547	100,0	630.000	100,0	183.453	100,0
	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====

1/ Inicialmente no se desglosó el Aporte Local de fuentes internas entre Gobierno e INDE.

2/ Incluye Q32.000.000 y Q42.000.000 de préstamos adicionales otorgados por el Fondo de Inversiones de Venezuela para aporte local y aumento de costos

3/ El Gobierno no utilizó el financiamiento de proveedores y emitió Bonos del Tesoro en su lugar.

D. Fuentes y Aplicación de Fondos

- 4.13 El cuadro que aparece a continuación muestra el origen y aplicación detallada del financiamiento adicional y sería el que aparecería en el Anexo A del contrato de préstamo que el Gobierno de Guatemala suscribiera con el BID:

(equivalente en miles de US\$)

	Finac. Adic. Banco	Aporte Adic. Contrap.	Total	%
1. <u>Ingeniería y Administración</u>				
1.1 Ingeniería y Supervisión	3.900	4.947	8.847	4,8
1.2 Administración	-	4.980	4.980	2,7
Total Categoría 1	3.900	9.927	13.827	7,5
2. <u>Costo Directo Construcción</u>				
2.1 Obras Complementarias	-	1.270	1.270	0,7
2.2 Lote 1 - Presa	-	53.717	53.717	29,3
2.3 Lote 2 - Tunel	56.000	20.500	76.500	41,7
2.4 Lote 3 - Casa de Máquinas	2.000	-	2.000	1,1
Total Categoría 2	58.000	75.487	133.487	72,8
3. <u>Gastos Financieros</u>				
3.1 Intereses y Comisiones	-	17.782	17.782	9,7
3.2 Inspección y Vigilancia	200	-	200	0,1
Total Categoría 3	200	17.782	17,982	9,8
4. <u>Gastos sin Asignación Específica</u>				
4.1 Imprevistos	3.500	4.800	8.300	4,5
4.2 Escalamientos	4.400	5.457	9.857	5,4
Total Categoría 4	7.900	10.257	18.157	9,9
TOTAL	70.000	113.453	183.453	100,0
	=====	=====	=====	=====
Porcentajes	(38,1%)	(61,9%)	100,0	

E. Condiciones y Utilización de los Recursos del Financiamiento Adicional del BID

4.14 El financiamiento adicional del BID, por el equivalente de US\$70 millones, tendría las siguientes condiciones:

(i) Un préstamo por el equivalente de US\$20 millones, de los cuales: US\$18 millones serían en divisas, con cargo a los recursos del Capital Ordinario, con un interés del 9,25%, un período de gracia de $3\frac{1}{2}$ años, comisión de crédito de 1,25% y amortización de 20 años incluido el período de gracia, y el equivalente de US\$2 millones en moneda local, con cargo a los recursos del Capital Ordinario, con el interés del 4%, período de gracia de $3\frac{1}{2}$ años y amortización de 20 años.

(ii) Un préstamo por el equivalente de US\$50 millones en divisas, con cargo a una Línea de Crédito Complementaria, el cual se otorgaría en las condiciones que puedan negociarse con los bancos participantes.

4.15 El componente del préstamo del BID con cargo a los recursos del Capital Ordinario en divisas (por US\$18 millones) se utilizaría exclusivamente para cubrir parcialmente el costo de la ingeniería de las obras nuevas, la construcción de esas obras nuevas, los gastos financieros adicionales y los imprevistos y el escalamiento posible hasta la conclusión del Proyecto. El componente préstamo BID en moneda local por US\$2 millones se aplicaría a las mismas categorías de inversión que el anterior. Por lo tanto, este nuevo préstamo BID no se utilizaría en el financiamiento de sobrecostos de aquellas obras que fueron contempladas en el análisis original de 1975. La Línea de Crédito Complementaria podría utilizarse para financiar sobrecostos, preferentemente en las Categorías de Inversión que aparecen en el cuadro anterior bajo la columna Financiamiento Adicional Banco.

E. Aporte Adicional de Contrapartida

4.16 El aporte local adicional para el financiamiento del incremento de costos sería de US\$113.453.000. De este monto, el equivalente de US\$47.946.000 sería financiado con recursos propios del Gobierno de Guatemala; y el equivalente de US\$65.507.000 sería financiado con recursos propios de INDE, utilizando para ello parte de la emisión de Bonos ya autorizada por el Gobierno de Guatemala.^{1/} Los recursos del aporte local estarían destinados al financiamiento de los montos restantes de las categorías parcialmente financiadas por otras fuentes, así como la totalidad de las categorías que no tuvieran otra fuente de financiamiento.

1/ Al respecto, ver Capítulo VI párrafo 6.15 de este Informe.

V. TERMINACION DEL PROYECTO

A. Unidad Ejecutora y Servicios de Consultores

- 5.01 Según se indicó anteriormente, para la terminación del Proyecto la Unidad Ejecutora de INDE continuará coordinando, administrando y supervisando todas las actividades necesarias, con la asesoría del Consorcio de Consultores LAMI.
- 5.02 La Unidad Ejecutora tiene carácter temporal, sus funciones durarán el tiempo que requiere el Proyecto para su ejecución, esto es, hasta que entren en funcionamiento la última de las cinco unidades de generación, que se anticipa sucedería en el año 1983. De este período en adelante, INDE dejaría en el área del Proyecto la organización que se requiera para efectuar las labores necesarias para atender la operación y mantenimiento del sistema, la cual pasaría a depender de la Subgerencia de Operaciones.

B. Diseños y Documentos de Licitación

- 5.03 No hay licitaciones pendientes de ejecución y los diseños de las nuevas obras o modificaciones sugeridas, están en su mayoría terminados y las obras complementarias en ejecución. Las modificaciones en los diseños resultantes de la mayor protección antisísmica, nuevos diseños de túnel, presa, vertedero y casa de máquinas, están hechas y los problemas ocasionados por la roca kárstica que dificultó inicialmente la excavación del túnel han sido superados y se sabe lo que se puede anticipar.

C. Situación Actual de las Obras

- 5.04 En términos generales, la obra tiene un avance del 68%, a la fecha de junio 30, 1981 y en la mayor parte de sus frentes sigue su curso normal.
- (a) En el Lote 1, Presa, se han terminado los túneles de desvío y la excavación de la presa; y su relleno está a la cota 765, es decir, 80 m de altura sobre el plano de apoyo de la presa. Quedan aún 50 m de alto por rellenar hasta la cresta de la presa. Debido a la karsticidad de la roca, han aparecido varias cuevas, cavernas y conductos en los estribos y en el lecho de la presa que dieron lugar a nuevos diseños de galerías y de equipos especiales de medición y que obligarán a un cuidadoso procedimiento de llenado del embalse para controlar las probables fugas de agua que se producirían. Paralelamente, se está diseñando un pequeño túnel de derivación en la margen derecha que, equipado con compuertas, ayudará a un control más seguro y rápido del movimiento del

nivel del embalse, sobre todo en la eventualidad de que en un período de lluvias sea necesario descender bruscamente el nivel del embalse para evitar problemas en el caso de una filtración importante de agua a través del dique. Consecuentemente, resulta necesario que el Ejecutor suministre al Banco un informe detallado del diseño de este nuevo tunel, su justificación, su costo y el cronograma, a fin de determinar su influencia en el plazo final de ejecución del Proyecto. En el Cronograma indicado en el APENDICE V-1 ya se ha tenido en cuenta, en forma estimada, la ejecución de estos trabajos. El contrato que se suscribiere para el financiamiento adicional del BID, deberá establecer que el Ejecutor presentara la documentación pertinente, dentro de los 3 meses de la vigencia del mismo.

- (b) En el Lote 2, Túneles de Aducción, Chimenea de Equilibrio, Captación de Campur y Toma sólo cabe mencionar que de los 26 km de longitud total del túnel ya se han excavado 23 km y los tres restantes se ubican en la parte central del tramo Agua Blanca Norte - Quixal, en donde se está excavando con fresadora y con equipo tradicional desde ambos extremos a los efectos de terminar más rápidamente. Debido a su emplazamiento (que exige un largo recorrido de casi diez Km para transportar materiales de excavación, hormigón, ventilación de aire, etc., así como a la calidad de la roca) se espera que puede haber ciertas dificultades y demoras, particularmente en la excavación misma. Pero la gran experiencia de la Empresa Hochtief y lo realizado hasta la fecha, permite confiar en que no habría dificultades serias.
- (c) El Lote 3 Casa de Máquinas, Subestación y Canal de Desvío del Río Quixal sigue su programa normalmente y no se esperan atrasos o complicaciones futuras. Sin embargo, aun se requiere que el INDE suministre al Banco: (i) los diseños definitivos del canal de desvío del Río Quixal, referentes al azud que falta construir; (ii) un informe indicando cómo ejecutará las reparaciones de la solera de hormigón dañada durante las crecidas del Río Quixal, y; (iii) un plan de mantenimiento del mencionado canal. El nuevo contrato que se suscribiere para el financiamiento adicional propuesto en este Informe deberá establecer la obligación del INDE de someter la documentación necesaria, dentro de los 3 meses de su vigencia.

5.05 En cuanto a los lotes de Equipos, los Nos. 4, 5 y 6, desarrollan sus actividades en forma normal, lo mismo que el Lote 7 correspondiente a la subestación en Quixal y a la línea de transmisión hasta la ciudad de Guatemala.

D. Plan de Terminación del Proyecto

- 5.06 La obra se ha controlado en su ejecución por un programa computarizado BKN, a cargo de la firma consultora LAMI y con ajustes periódicos de acuerdo a las circunstancias. Según el mismo (y con los ajustes realizados por el Banco) la primera generación se realizaría en noviembre 30, 1982, quedando en ese momento solamente obras de acabado y revestimientos en los taludes de la presa y trabajos menores en la casa de máquinas.

E. Período de Ejecución y Calendario de Desembolsos

- 5.07 Si se excluyen los trabajos correspondientes a caminos de acceso y campamentos, todos los cuales estuvieron a cargo de INDE y eran requisito indispensable para iniciar las obras civiles del Proyecto, se puede estimar que el período de ejecución sería de 6 años, 2 meses, comprendido entre junio de 1977 y agosto de 1983. El calendario tentativo de desembolsos, tanto de los recursos del préstamo del Banco, como los de otras fuentes, incluyendo el BIRF, BCIE y aportes locales, basado en el nuevo cronograma de obras, aparece a continuación:

	FINANCIAMIENTOS VIGENTES			FINANCIAMIENTOS ADICIONALES			Subtotal Financ. Adic.	GRAN TOTAL
	Gastado hasta XII/31/80	Adicional a inver- tir hasta XII/31/81	Inver- sión a XII/31/82	Inver- sión al XII/31/82	Inver- sión Adic. XII/31/83	Inver- sión Adic. XII/31/84		
BID	68.212	21.788	-o-	6.700	5.800	7.500	20.000	110.000
LCC	15.000	-o-	-o-	25.000	25.000	-	50.000	65.000
Otras Fuentes	199.041	111.792	30.714	51.300	49.200	12.953	113.453	455.000
Totales	282.253	133.580	30.714	83.000	80.000	20.453	183.453	630.000
Porcentajes inver- sión del BID								
Costo Total	10,8%	3,5%	-o-	1,1%	0,9%	1,2%	3,2%	17,5%
Porcentaje inver- sión LCC del Costo								
Total final	2,4%	-o-	-o-	3,9%	3,9%	-	7,9%	10,3%
Porcentaje Inver- sión Otras Fuentes del Costo Total								
Final	31,5%	17,8%	4,9%	8,1%	7,8%	2,1%	18,0%	72,2%
Porcentaje Inver- sión Total del								
Costo Total Final	44,8%	21,2%	4,9%	13,2%	12,7%	3,2%	29,1%	100,0%

F. Adquisición y Contratación de Bienes

- 5.08 Todas las obras civiles y el equipamiento del proyecto han sido adjudicados, los contratos firmados y las obras están en ejecución con un avance promedio estimado del 68% al 30 de junio de 1981. Solo se incluiría la obligación de realizar licitaciones en el eventual contrato, para prever la posibilidad de que algún contratista actual no pudiese concluir su contrato por algún motivo y fuere necesario sacar la parte restante de la obra a licitación. No se preve que esto ocurrirá. ^{1/}

G. Materiales de Construcción

- 5.09 Los materiales de construcción necesarios para la ejecución de las obras se han obtenido tal como se previó en el diseño del Proyecto y, en el tiempo transcurrido, no hubo ninguna dificultad ni atraso por ese motivo. En el lapso que corresponde hasta la terminación de las obras, no se espera ningún problema y, principalmente, el material necesario para el relleno de la presa está en un 90% excavado y depositado al pie del obrador.

H. Mano de Obra

- 5.10 El personal superior, así como el semitécnico, capataces, obreros calificados y peones, se han encontrado disponibles en el país y ya han adquirido una experiencia adicional, muy útil para el período de terminación del Proyecto y para futuros proyectos hidroeléctricos en el país.

I. Operación y Mantenimiento de las Instalaciones

- 5.11 Las tareas de operación y mantenimiento de esta central hidroeléctrica quedarán a cargo de la Subgerencia de Operaciones del INDE y bajo la responsabilidad directa de la Sección de Generación.

^{1/} La única obra que pudiera requerir licitación adicional es el pequeño tunel de derivación del lote 1, la cual está siendo financiada por el BIRF, para lo cual dicho Banco dispone de su propio procedimiento de licitación. Es más probable, sin embargo, que la construcción de esta obra sea objeto de un contrato ampliatorio ya que -al igual que sucede con las demás obras del Proyecto- el contratista tiene sus equipos y personal en el sitio y sacar la obra de nuevo a licitación solo implicaría mayores costos y un período de ejecución más dilatado.

J. Reubicación de Campesinos

- 5.12 En la zona afectada directa o indirectamente por el embalse habitan a 443 familias. El total de los pobladores afectados es de 3.445 para un tamaño promedio de 8 miembros por familia ^{1/}. El 65% de la población es india, de origen Maya-Quiché; el 35% restante es mestizo. La población se encuentra distribuida en cuatro aldeas, cinco caseríos y 14 parajes. El 78% de la población es menor de 34 años; el 79% es económicamente activa.
- 5.13 La base económica de los habitantes es el de una producción agrícola precaria y de autoconsumo. Los suelos están compuestos por materiales poco profundos en pendientes escarpadas, no aptos para cultivos permanentes, donde los afloramientos de roca son comunes. No obstante lo anterior, la tenencia de la tierra tiene la más alta significación para los habitantes, no sólo por consideraciones económicas (seguridad familiar y de producción mínima), sino por aspectos sociológicos y tradicionales. La cuenca del Chixoy afectada por la construcción del Proyecto comprende 50 sitios arqueológicos y lugares mitológicos descritos en el Popol Vuh (el equivalente de la Biblia para los Maya). Lo anterior explica el gran arraigo que tienen los habitantes del lugar.
- 5.14 INDE ha terminado la construcción de un pueblo para albergar parte de los campesinos que, afectados por la construcción del Proyecto, deben alejarse de las áreas a inundarse por el embalse o de otras áreas ocupadas por la obra. En efecto, en la finca Pacux, en Rabinal, se construyeron viviendas, escuelas, centro cívico e iglesia, para 150 familias. Hay otros asentamientos, para el resto de las familias, cuyas casas el INDE está construyendo y habilitando en la Finca Primavera (Alta Verapaz)^{2/}
- 5.15 Inicialmente, los propios campesinos colaboraron con las autoridades de INDE en la selección de sitios adecuados y en el tipo de casas a construir. Sin embargo, posteriormente desearon tener viviendas temporales en el sitio de labranza y, además las viviendas permanentes en las poblaciones que el INDE les construyó. El INDE ha adoptado esta nueva solución para resolver el problema. En cuanto al pago de compensaciones por tierras o cultivos afectados, según la información lograda, INDE va cumpliendo con ese requisito. Asimismo el INDE está adquiriendo nuevas tierras de labranza para algunos grupos de campesinos reubicados.
- 5.16 Además de lo anterior, el INDE ha decidido construir un camino de unos 6 Kms que unirá a los poblados con la zona del embalse, para que una vez en esta última, los campesinos tomen los lanchones que les ha suministrado el INDE y lo crucen hasta la zona que actualmente cultivan.

1/ El promedio Nacional utilizado generalmente es de 6 personas por familia. La población del área ha sido encuestada exhaustivamente y el promedio aritmético de esas 443 familias es de 8 miembros.

2/ El contrato de préstamo BIRF-1605/GU y posteriores acuerdos para su cumplimiento establece que el INDE debe suministrar viviendas y demás servicios en condiciones mejores a los campesinos reubicados; los anteriores contratos BID no contuvieron disposiciones análogas, ya que los que tienen que ser desplazados están ubicados mayormente en el área de la presa, que el BIRF financia. Por lo tanto, debido a que este aspecto importante ya está cubierto en un contrato del BIRF, el nuevo contrato del BID no incluirá una cláusula al respecto.

- 5.17 Existe un programa de rescate del patrimonio cultural de los pobladores de la cuenca del Río 1/, al cual podría dársele mayor apoyo en beneficio del patrimonio cultural y del turismo de la zona. Con el nacimiento del embalse y dada la atracción de los sitios arqueológicos, se podría fomentar el turismo como fuente adicional de ingresos. En opinión de algunos expertos se requiere un mayor impulso a las labores de rescate, no sólo por su importancia cultural sino por su potencial turístico.

K. Protección de la Cuenca

- 5.18 INDE ha realizado, con la colaboración de INAFOR y de otros organismos estatales, una reforestación parcial de las zonas próximas a la presa con un total de 30.000 árboles, como parte de un estudio en elaboración por INDE que incluye tratamiento de las zonas erosionadas, torrenteras para canalizar las quebradas, mantenimiento de los caminos existentes, orientación de los cultivos en desarrollo y recuperación de la cubierta forestal de la Cuenca. Por otra parte, se ha terminado la primera etapa de la Cooperación Técnica ATCN/CD(PP)/SF-1521 para el desarrollo de la cuenca del Río Chixoy y del informe correspondiente surgen posibilidades de varios proyectos en la cuenca hasta el emplazamiento de la presa en Pueblo Viejo.

L. Inspección y Vigilancia

- 5.19 La Representación en Guatemala continuará con la inspección y vigilancia del Proyecto hasta su terminación.

M. Evaluación Ex-Post

- 5.20 Los consultores de la Cooperación Técnica ATCN/CD(PP)/SF-1521 prepararon una metodología para la evaluación ex-post del impacto de la Central Pueblo Viejo-Quixal. Los aspectos netamente económicos fueron aceptados por el Banco en 1981; sin embargo, sería necesario ampliar los efectos redistributivos del Proyecto, a cuyo fin los consultores ya disponen de la metodología del BID. Por lo tanto, no se recomienda la inclusión de cláusulas contractuales sobre la preparación y presentación de una metodología para evaluar el impacto del Proyecto, ya que esto se lograría mediante la cooperación técnica indicada; sin embargo, se recomienda que el nuevo contrato que se suscriba establezca la obligación del INDE de presentar al Banco un Informe sobre el impacto socio-económico del Proyecto, a los 5 años del último desembolso de los recursos del préstamo del BID.

1/ A. Ichon, "Rescate arqueológico en la Cuenca del Río Chixoy", Informe Preliminar, (Guatemala: Misión Científica Franco-Guatemalteca, Edit. Piedra Santa, 1979).

VI. ANALISIS INSTITUCIONAL Y FINANCIERO

A. Base Legal y Organizativa del Ejecutor

- 6.01 Al igual que en el caso de los Préstamos 301/OC-GU, 302/OC-GU, 454/SF-GU y 6/VF-GU, el Prestatario sería la República de Guatemala y el Ejecutor, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE). La base legal e institucional del INDE fue analizada oportunamente en el documento PR-676-2-A del 2 de diciembre de 1975 al estudiar la operación que dio lugar a los préstamos citados. En el presente Capítulo de este nuevo Informe solamente se analizan aquellas circunstancias producidas con posterioridad al estudio de los préstamos anteriores.
- 6.02 No obstante lo anterior, debe señalarse que el INDE es una entidad estatal descentralizada que goza de autonomía funcional, personería jurídica, fondos privativos y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materias de su competencia. Se relaciona con el Poder Ejecutivo por intermedio del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas (MCOP). Su misión es la de producir y vender energía eléctrica, para lo cual tiene plenas facultades y atribuciones.

B. Evaluación de la Estructura Administrativa

- 6.03 La Empresa Ingeniero Ricardo Alvarado Profesionales Consultores Asociados efectuó recientemente una evaluación de la estructura organizativa del INDE. En noviembre de 1980, dicha empresa entregó su informe, el cual contiene un diagnóstico organizacional, un diagnóstico del departamento de personal, una evaluación del desempeño, así como estudios específicos sobre cada aspecto de la administración del personal del INDE.
- 6.04 Los consultores hicieron un examen del flujo del procesamiento de las informaciones con el propósito de definir medidas que pudieran contribuir a la agilización del movimiento interno de aquellos documentos que dan origen a los registros y estadística contables de la institución. Asimismo, efectuaron un análisis de la ubicación que debieran tener algunas unidades administrativas en función de su coordinación con el resto de la organización y en relación con los centros donde se deben tomar determinadas decisiones. Por último, los consultores examinaron las relaciones de la función de programación, la coordinación en la elaboración de los presupuestos y la supervisión de la ejecución.
- 6.05 En las conclusiones del estudio, los consultores recomiendan un conjunto de ajustes en la organización que significan modificaciones en la distribución de funciones y que afectan a varios sectores de la organización. El INDE ha designado una comisión de ejecutivos

para que estudie el informe de los consultores y para que informe a la Junta Directiva respecto de la implementación de las recomendaciones en un plazo apropiado. Consecuentemente, se recomienda que el INDE presente al BID, dentro de los seis meses de suscrito los contratos del nuevo financiamiento objeto de este Informe, un plan de implantación de las recomendaciones y su cronograma de ejecución, junto con el compromiso de ajustarse a este último a satisfacción del BID.

C. Control Interno

- 6.06 La Unidad de Auditoría Interna informa al Consejo Directivo, está dotada de 38 Auditores y se divide en tres Secciones de trabajo que son: Auditorías Constantes, Auditorías Especiales y Auditorías Periódicas. En general, las labores que realiza el Departamento son las funciones tradicionales de auditoría interna. La empresa consultora Arturo Morales Palencia y Asociados realizó un estudio titulado Evaluación y Reorganización de la Auditoría Interna del INDE. Este trabajo fue aprobado por el Consejo Directivo del INDE y durante el último ejercicio se han implantado aproximadamente el 50% de las recomendaciones. Las recomendaciones restantes de los auditores externos también deberán ser objeto de un plan de implantación y de un cronograma de ejecución del mismo, con análogo compromiso al del caso de los consultores anteriores.
- 6.07 No obstante, aún existen debilidades en el mecanismo de control del INDE, las cuales han sido observadas por los auditores externos, habiendo motivado salvedades en los dictámenes de los auditores correspondientes a los últimos ejercicios. Estas salvedades se han referido principalmente a la imposibilidad de conciliar las cuentas de 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. Actualmente, se está trabajando en la depuración de todos estos saldos.

D. Control Externo

- 6.08 Desde el punto de vista 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 incluídas en los contratos de préstamo con organismos internacionales de financiamiento. La presentación de los estados financieros por lo general ha sido objeto de prórrogas hasta por 3 meses adicionales al 30 de abril de cada año, o sea, hasta el mes de julio del ejercicio siguiente al del cierre.

- 6.09 La auditoría externa de la Institución y del Proyecto BID por los ejercicios 1977-79, ha estado a cargo de la Firma Auditora Lizarralde, Ayestas y Asociados. El dictamen de los auditores ha sido emitido con salvedades, por diferencias de consideración en las cuentas por cobrar, inventario de materiales y equipos, cuentas por pagar y depósitos de consumidores. El trabajo de los auditores en términos generales puede considerarse aceptable; sin embargo, la información complementaria es susceptible de ampliarse en aspectos de indicadores operativos y estadísticos del INDE.
- 6.10 La auditoría externa de la gestión 1980 está siendo practicada por la misma firma, previéndose desde ya la necesidad de una prórroga para su presentación de por lo menos dos meses. Con relación al nuevo financiamiento bajo estudio, no resulta necesario que el contrato contenga una disposición requiriendo que el Ejecutor presente sus estados financieros y los del Proyecto, ya que la información financiera indicada tendría que ser suministrada en virtud de lo dispuesto en el Contrato 454/SF-GU, durante toda la vida de este préstamo, cuyo período de amortización es de 40 años.

E. Recursos Humanos

- 6.11 Al 31 de diciembre de 1980 el Instituto Nacional de Electrificación contaba con 6.825 empleados. A continuación se muestra la evolución experimentada por la dotación de personal en los últimos tres años:

	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u> ^{1/}
Administración	647	650	659
Ingeniería y construcción	3.060	4.131	4.208
Operación y mantenimiento	1.748	1.754	1.751
Comercialización y servicios	202	205	207
	<u>5.657</u>	<u>6.740</u>	<u>6.825</u>

^{1/} La dotación de personal del INDE al 31 de diciembre de 1980 incluía 136 profesionales contratados en forma permanente, en su mayor parte ingenieros eléctricos, civiles y mecánicos. Además se incluía 41 profesionales de diversas especialidades, contratados temporalmente.

- 6.12 Al 31 de diciembre de 1980 la asignación de personal a las obras más importantes en ejecución era el siguiente:

<u>Obras</u>	<u>Personal</u>
Línea de 69 KV	979
Central Pueblo Viejo (Chixoy)	931
Lineas de transmisión	718
Central de Escuintla	400
Central de Aguacapa	398
Sistema Occidental	342
Sistema Oriental	<u>231</u>
	4.009

F. Análisis Financiero Histórico

(a) Introducción

- 6.13 De acuerdo con el artículo 37 de la Ley que dispuso su creación el INDE está exonerado de toda clase de impuestos, tasas, derechos y cargas aduanales establecidas o por establecerse. La Ley de creación del INDE establece en su Artículo 31 que una política financiera del Instituto será la de capitalizar sus utilidades netas para destinarlas a la financiación y ejecución de los planes nacionales de electrificación. Complementariamente, el Artículo 32 expresa que el INDE no entregará parte alguna de sus utilidades con destino a rentas generales del Estado. Los registros contables del INDE son mantenidos en Quetzales, moneda oficial de la República de Guatemala que ha mantenido su tipo de cambio estable con relación al dólar de los Estados Unidos de América por muchos años (un Quetzal es igual a un Dólar).
- 6.14 El análisis financiero del Instituto Nacional de Electrificación fue realizado por el BID sobre la base de los estados financieros al 31

de diciembre de 1977, 1978, 1979 y 1980. ^{1/} Con el fin de proporcionar la información más reciente sobre la situación del INDE, en el análisis del BID se ha utilizado los estados financieros al 31 de diciembre de 1980, aún cuando la auditoría externa no había sido terminada al mes de mayo de 1981, en ocasión de la Misión de Análisis.

(b) Rentabilidad

- 6.15 A continuación se incluye un estado comparativo de los resultados anuales del INDE durante el período comprendido entre 1977 y 1980, del cual puede apreciarse que se han obtenido utilidades en cada uno de dichos años:

(En el equivalente de miles de US\$)

	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>
Ingresos de la explotación	36.301	44.021	64.765	83.811
Gastos de la explotación	(34.157)	(38.125)	(52.212)	(76.660)
Ingreso bruto de explotación	2.144	5.896	12.553	7.151
Gastos administrativos	(405)	(413)	(1.876)	(671)
Ingreso neto de explotación	1.739	5.483	10.677	6.480
Otros egresos	(133)	(562)	(118)	(472)
Gastos financieros	(1.119)	(1.500)	(1.727)	(1.862)
Utilidad neta	<u>487</u>	<u>3.421</u>	<u>8.832</u>	<u>4.146</u>
	=====	=====	=====	=====

- 6.16 Los ingresos por ventas de energía del INDE aumentaron constantemente durante el período analizado desde el equivalente de US\$36 millones en 1977 hasta alcanzar el equivalente de US\$83 millones en 1980. El incremento anterior representa un 130%, aproximadamente, en el período de tres años y se ha debido principalmente a aumentos periódicos en las tarifas eléctricas. Al respecto, se debe mencionar que la tarifa media de INDE ha evolucionado desde el equivalente de US\$0.04223 por Kwh en 1977 hasta el equivalente de US\$0.0778 por Kwh en 1980. Las cantidades de energía eléctrica vendida por INDE han experimentado variaciones menores durante el período de manera que ascendieron a 916 millones de Kwh y 959 millones de Kwh en los ejercicios de 1977 y 1980, respectivamente.

^{1/} Los auditores independientes Lizarralde, Ayestas y Asociados han dictaminado que los estados financieros al 31 de diciembre de 1979 reflejan la posición financiera del INDE y los resultados de sus operaciones, tomando en cuenta las salvedades formuladas en su dictamen.

6.17 Los gastos de explotación -que alcanzaban el equivalente de US\$34 millones en 1977- muestran un aumento del equivalente de US\$42,5 millones o sea aproximadamente un 124% en el período, alcanzando al equivalente de US\$76,7 millones al 31 de diciembre de 1980. Aproximadamente el 80% del citado incremento se debió a mayores costos de los combustibles consumidos en la generación de electricidad por la vía térmica. Durante el período analizado, los gastos financieros del INDE muestran una tendencia de aumento constante, subiendo del equivalente de US\$1,1 millones en 1977, hasta el equivalente de US\$1,9 millones en 1980.

6.18 La rentabilidad medida como proporción del valor de ventas experimentó fluctuaciones durante el período alcanzando los siguientes valores en los años que se indican:

1977	1978	1979	1980
1,34%	7,77%	13,6%	4,95%

(c) Posición Financiera

6.19 A continuación se incluye un cuadro comparativo de los estados de posición financiera del INDE correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 1977, 1978, 1979 y 1980:

	(En miles de US\$)			
Activos	1977	1978	1979	1980
Planta en Servicio	118.463	138.026	153.149	164.440
Menos Depreciaciones	(23.380)	(28.326)	(34.402)	(41.062)
	<u>95.083</u>	<u>109.700</u>	<u>118.747</u>	<u>123.378</u>
Obras en Ejecución	81.506	177.420	309.606	481.656
Activo Fijo Neto	<u>176.589</u>	<u>287.120</u>	<u>428.353</u>	<u>605.034</u>
Activo Corriente	38.184	41.755	65.708	80.472
Otros Activos	86.197	67.199	61.166	51.690
Total Activos	<u>300.970</u>	<u>396.074</u>	<u>555.227</u>	<u>737.196</u>
	=====	=====	=====	=====
Patrimonio				
Capital	173.511	225.140	309.431	431.462
Utilidades	305	3.328	8.935	1.925
	<u>173.816</u>	<u>228.468</u>	<u>318.366</u>	<u>433.387</u>
Pasivos				
Pasivo a Largo Plazo	75.372	116.221	171.818	198.530
Pasivo a Corto Plazo	51.598	50.202	64.779	105.016
Otros Pasivos	184	1.183	264	263
Total Pasivo	<u>127.154</u>	<u>167.606</u>	<u>236.861</u>	<u>303.809</u>
Total Pasivo y Patrimonio	<u>300.970</u>	<u>396.074</u>	<u>555.227</u>	<u>737.196</u>
	=====	=====	=====	=====

- 6.20 Los datos anteriores permiten observar que los activos de INDE han experimentado un importante crecimiento durante el período analizado. La mayor parte del incremento citado corresponde a Obras en Ejecución del activo inmovilizado, entre las que deben citarse las centrales hidroeléctricas del Río Chixoy y Aguacapa y las nuevas subestaciones, líneas de transmisión y redes de distribución de los sistemas central, oriental y occidental.^{1/}
- 6.21 Del estado comparativo anterior se pueden extraer las siguientes relaciones que caracterizan la evolución de la posición financiera del INDE:

	1977	1978	1979	1980
Activo Corriente	38.184	41.755	65.708	80.472
Pasivo Corriente	51.598	50.202	64.779	105.016
Capital de Trabajo	(13.414)	(8.447)	929	(24.544)
Pasivo a Largo Plazo	75.372	116.221	171.818	198.530
Patrimonio	173.816	228.468	318.366	433.387
<u>Relaciones:</u>				
Relación Corriente	0.74	0.83	1.01	0.77
Deuda/Patrimonio	0.43	0.51	0.54	0.45
Pasivo a Corto Plazo/ Pasivo a Largo Plazo	0.68	0.43	0.38	0.53

- 6.22 El resumen anterior permite observar en primer lugar que durante el período de 1977 a 1980 el INDE ha tenido una insuficiente cobertura de sus Pasivos a Corto Plazo. Aún cuando el Pasivo a Largo Plazo del INDE ha experimentado un incremento importante en valores absolutos (pasando desde el equivalente de US\$75 millones en 1977 al equivalente de US\$198 millones en 1980) su proporción respecto del Patrimonio ha permanecido sin variaciones de importancia, ya que la relación Deuda a Largo Plazo a Patrimonio se mantuvo en 0.43 y 0.45 al cierre de 1977 y 1980, respectivamente.
- 6.23 Con respecto a la estructura de la deuda corresponde destacar que la proporción de compromisos de corto plazo respecto del Pasivo Total ha sido relativamente alta durante el período, aun cuando muestra una ligera tendencia de disminución.
- 6.24 El patrimonio del INDE -que alcanzaba al equivalente de US\$174 millones en 1977- muestra un incremento del equivalente de US\$259 millones durante el período, lo que corresponde a un 149% aproximadamente alcanzando al equivalente de US\$433 millones. El incremento mencionado proviene en su mayor parte de los aportes del Estado de Guatemala.

^{1/} Al respecto se debe mencionar que INDE se encuentra desarrollando un importante programa de inversiones para ampliar la capacidad de generación de energía eléctrica de Guatemala.

6.25 De acuerdo a los estados financieros, el saldo de las Cuentas a Cobrar del INDE al 31 de diciembre de 1980 ascendía al equivalente de US\$ 28 millones. A continuación se incluye un detalle de la composición de las cuentas adeudadas, por sectores, al cierre del ejercicio y un detalle de las cuentas por cobrar por año y los índices de cobranza.

	<u>US\$</u>	<u>%</u>	<u>Días/venta por cobrar</u>
Residencial	2.560,6	9,1	128
Comercial	1.195,0	4,6	189
Industrial	4.013,7	14,3	150
Gobierno	1.735,1	6,2	369
Municipal	481,7	1,7	450
Alumbrado	1.077,8	3,9	487
Empresas Eléctricas	3.372,1	12,0	247
Sub-total	14.536,9	51,9	-
E.E.G.S.A.	<u>13.472,6</u>	<u>48,1</u>	<u>88</u>
Total	28.010,5	100,0	123
	=====	=====	===

INDICE DE COBRANZAS

<u>AÑO</u>	<u>Cuentas a cobrar (miles Q)</u>	<u>Ventas (miles Q)</u>	<u>%</u>	<u>Días/Vta. por cobrar</u>
1971	1453.1	7308.3	19.9	73
1972	1835.9	8480.0	21.6	79
1973	1956.0	9985.2	19.6	72
1974	3976.8	16985.0	23.5	86
1975	2899.3	19155.0	15.1	55
1976	4252.2	25200.7	16.9	62
1977	8410.6	36300.7	23.2	85
1978	11824.8	44020.9	26.9	98
1979	19333.0	64764.9	29.9	109
1980	28010.5	83811.0	33.4	123

6.26 Las informaciones anteriores indican que existe lentitud en la cobranza de las cuentas por venta de energía en todos los sectores atendidos por el INDE. Los índices de cobranza se deterioran de 55 días de venta en 1975 a 123 días en 1980. Los saldos impagos de los sectores Residencial y Comercial representan 128 y 189 días/venta respectivamente, a pesar de que el Reglamento General del Servicio Eléctrico establece que transcurridos 120 días sin cancelar se debe interrumpir el servicio. Al analizar las cuentas clasificadas en el sector industrial se debe tener en cuenta que se incluyen saldos importantes de proveedores de cemento de las obras en construcción del INDE, que a su vez mantiene saldos por pagar a estos proveedores.

6.27 Con respecto a las cuentas de las entidades del Gobierno, las informaciones proporcionadas al Banco indican que el INDE ha conseguido que el Ministerio de Finanzas elabore un mecanismo que permita la recuperación de estas deudas así como el pago automático a partir de 1981. El Sector municipal proporciona algunos servicios públicos que no pueden ser interrumpidos sin grave perjuicio social. Además incluye algunos municipios de precaria situación financiera. Por estas razones, con el propósito de acelerar la cobranza de los saldos adeudados el INDE ha debido solicitar al Ministerio de Finanzas que aumente las partidas presupuestarias que reciben los municipios a fin de que estas puedan pagar sus cuentas. Con respecto al alumbrado público en la mayoría de las poblaciones, la cancelación se realiza a través de tarifas municipales que no se han incrementado en proporción apropiada para absorber los costos. INDE está realizando un estudio para proponer al Gobierno la emisión de un acuerdo que autorice a las municipalidades a trasladar los incrementos de costos a las tarifas establecidas. Debe destacarse que las cuentas de entidades del Gobierno son las que muestran mayor atraso medido en días; sin embargo, su impacto sobre las finanzas del INDE es relativamente pequeño, debido a los montos relativamente pequeños involucrados (particularmente en el caso de los municipios). No obstante, esta situación debe mejorarse y, según lo expresado, se están tomando medidas a tal fin.

6.28 En el detalle anterior puede verse además que al 31 de diciembre de 1980 se mantenía un saldo del equivalente de US\$13,4 millones por cobrar a la Empresa Eléctrica de Guatemala, (E.E.G.S.A.) que corresponde al 48% del saldo total. Las informaciones proporcionadas al Banco indican que el INDE ha realizado una serie de reuniones con las autoridades de la E.E.G.S.A. con el propósito de conseguir la normalización de los pagos y que se tomen las medidas necesarias para que se reduzca el período de pagos a 30 días como máximo. Se considera que la situación de mora de todo tipo de deudor (sector público, privado y empresas eléctricas, incluyendo E.E.G.S.A.) debe corregirse en un plazo prudente; a tal fin, se recomienda que el INDE demuestre al Banco -dentro de los 120 días posteriores al cierre de cada ejercicio económico, comenzando con el que finalizaría al 31 de diciembre de 1983, que ha cobrado no menos del 85% de los saldos exigibles dentro del correspondiente año, incluyendo el saldo pendiente de cobro al inicio del ejercicio.

d) Origen y aplicación de Fondos del INDE

6.29 El estado comparativo de origen y aplicación de fondos correspondiente al período 1977 a 1980 se muestra a continuación en el siguiente cuadro.

ESTADO DE ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
(Miles de Quetzales)

	1977	%	1978	%	1979	%	1980	%
FUENTES DE FONDOS								
Ingreso neto de explot.	487	.6	3422	3.5	8832	6.4	4145	2.6
Depreciación y amortiz.	<u>4542</u>	5.4	<u>4947</u>	5.0	<u>6076</u>	4.4	<u>6660</u>	4.2
Total fuentes internas	5029	6.0	8369	8.5	14908	10.8	10805	6.9
Aportes de Capital (Neto)	52072	61.4	42983	43.8	62462	45.0	113095	72.0
Préstamos obtenidos	27680	32.6	46783	47.7	61410	44.2	35330	22.5
Otras fuentes	<u>64</u>	-	<u>42</u>	-	<u>170</u>	-	<u>[2160]</u>	[1.4]
	79816	94.0	89808	91.5	124042	89.2	146265	93.1
 Total fuentes	 <u>84845</u>	 100.0	 <u>98177</u>	 100.0	 <u>138950</u>	 100.0	 <u>157070</u>	 100.0
APLICACION DE FONDOS								
Amortización préstamos	1745	2.0	2326	2.4	4548	3.3	5424	3.5
Amortiz. deuda interna	<u>1332</u>	1.6	<u>1332</u>	1.4	<u>1332</u>	1.0	<u>1332</u>	.8
Total servicio de deuda	3077	3.6	3658	3.8	5880	4.3	6756	4.3
Construcción	66672	78.6	122637	124.9	159264	114.6	197416	125.7
Otras aplicaciones	<u>284</u>	.3	<u>186</u>	.2	<u>2</u>	-	<u>-</u>	-
Total aplicación	70033	82.5	126481	128.8	165146	118.9	204172	130.0
Aumento (disminución)								
Capital Trabajo	14812	17.5	[28304]	[28.8]	[26196]	[18.9]	[47102]	[30.0]

- 6.30 La generación interna de fondos alcanzó un promedio de 8.05% durante el período en consideración, representando un 6% en el año 1977 y un 6.9% en 1980. Los recursos de origen externo se han mantenido relativamente constante representando un 94 por ciento en 1977, un 93.1% en 1980 y un promedio de 91.95% para el período. El rubro de mayor importancia fue el de aportes del Gobierno ya que representó un total de 61.4% del total de fondos en 1977 y 72% en 1980. De lo anterior se desprende que existe una fuerte dependencia del INDE respecto a los aportes del Gobierno. En lo que se refiere a aplicaciones, estas estuvieron destinados, primordialmente, al programa de construcción de INDE. Dicho rubro representó el 78.6% del total de fuentes en 1977 y aumento a 125.7% en 1980.

(e) Conclusiones del Análisis Financiero Histórico

- 6.31 (i) Durante el período de 1977 a 1980 la situación financiera del INDE se ha caracterizado por un importante crecimiento que ha sido financiado con préstamos de largo plazo, aportes de capital del Estado y recursos internamente generados. (ii) La mayor parte de los recursos que el INDE ha manejado han sido destinados al desarrollo de las obras en ejecución. (iii) El volumen de la generación de energía eléctrica del Instituto ha experimentado pequeñas variaciones; no obstante, los ingresos derivados de las operaciones han aumentado constantemente debido a que las tarifas han sido aumentadas en forma periódica. (iv) Durante el período analizado la Deuda a Largo Plazo del INDE ha aumentado, manteniéndose, sin embargo, en una proporción equilibrada respecto al Patrimonio. En cambio, el Capital de Trabajo del INDE ha sido insuficiente, como lo demuestra el Índice Corriente que ha sido inferior a la unidad durante el período (con la excepción del año 1979 en que transitoriamente alcanzó a 1.01).
- 6.32 Las informaciones anteriores permiten concluir que si bien la estructura de los pasivos del INDE incluye una proporción relativamente alta de compromisos de corto plazo, el endeudamiento total representa una proporción razonable con respecto al Patrimonio del Instituto. Al presente el INDE esta concentrando sus recursos prioritariamente en la terminación y puesta en marcha de las plantas hidroeléctricas, con el fin de mejorar la rentabilidad general de sus operaciones mediante la sustitución de la generación térmica por hidroeléctrica de costos más reducidos.

G. Tarifas

- 6.33 El artículo 56 A de la Ley de creación del INDE establece que a éste le corresponde 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. En materia específica de tarifas, la reglamentación vigente corresponde a la sancionada con fecha 21 de mayo de 1980. Las tarifas establecidas son las siguientes: General (Sectores Residencial y Comercial); General (Sectores Gobierno y Municipal); para Consumos Intermedios; para Altos Consumos; para Distribuidores al Detalle; para Bombeo de Riego Agrícola; para Servicios Temporales; para Servicios Agua Potable y municipal; General de Electrificación Rural; y General de Alumbrado Público. 1/

- 6.34 No existe una imposición legal que defina la base tarifaria sobre la cual se puede medir la rentabilidad obtenida en la explotación del servicio eléctrico. No obstante, en el contrato de préstamo 454/SF-GU se estableció la siguiente condición: "Capítulo V, Cláusula 6 - Tarifas. (a) El Prestatario tomará 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 prestatario se compromete a que el INDE efectuará, a satisfacción del Banco, a partir del año 1976, un completo reajuste tarifario que represente, al menos, un 35% de incremento de su actual tarifa promedio."
- 6.35 Los resultados operativos del INDE durante los ejercicios 1977, 1978, 1979 y 1980 -los cuales la Institución ha cerrado con margen de utilidad,- indican que se ha cumplido el inciso (a)(i) de la cláusula de rentabilidad financiera. El cuadro siguiente muestra la rentabilidad obtenida por el INDE en el período 1977 a 1980. La rentabilidad sobre el promedio del activo fijo en servicio alcanzado en el año 1977 fue del 2.09%. Dicha tasa se incrementó hasta 9.35% en el año 1979, disminuyendo a 5.35% en 1980. La metodología de cálculo no incluye el capital de trabajo; si este elemento fuera considerado, estimándolo como porcentaje de las ventas el índice de rentabilidad sería ligeramente menor. El índice para 1977 se convertiría en 1.95%, se incrementaría hasta 8.54% en 1979 y disminuiría a 4.79% en 1980. La tasa de rentabilidad financiera estipulada en el numeral VII del Anexo B del contrato, establece un

1/ Las tarifas por Bombeo de Riego Agrícola y de Agua Potable y Municipal están estructuradas sobre la base de cargos por demanda de potencia, de acuerdo a la magnitud de los consumos.

índice del 9% sobre el valor promedio del activo fijo en servicio, aunque la posibilidad de que dicho índice sea inferior durante el período de ejecución. De lo anterior se desprende que aunque no se habría alcanzado la rentabilidad mínima en el año 1980, sin embargo por estar dentro del período de ejecución, la rentabilidad del 5.35% obtenido en 1980 es aceptable.

RENTABILIDAD INDE

Al 12-31	Activo Fijo en Operac. Bruta	Depre- ciación	Activo Fijo Neto	Activo Fijo Promedio	Cap. de trabajo (1/6 Vtas)	Rentab./ Invers. Inmob.	Rentab. Promedio Act. Fijo
1976	89918	18954	70964	--	--	--	--
1977	118462	23379	95083	83023	6050	1.95%	2.09%
1978	138026	28326	109700	102391	7336	4.99%	5.35%
1979	153157	34403	118754	114227	10794	8.54%	9.35%
1980	164440	41062	123378	121066	13969	4.79%	5.35%

- 6.36 De acuerdo a las estadísticas proporcionadas por el INDE, el precio promedio del kilowat/hora de todos los sectores (que era en 1976 de .032 centavos) se ha elevado hasta .0778 centavos en 1980, lo que representa un incremento en el precio promedio de kilowat/hora vendido del orden de 143%. Por lo tanto, INDE ha cumplido con el Inciso (b) de la Cláusula citada. La evolución de los precios medios de la energía desde 1975, por clase de servicio, se puede observar en el cuadro que sigue.

	(En centavos de US\$)				
	1976	1977	1978	1979	1980
Residencial	6.39	8.33	9.37	10.29	11.45
Comercial	4.62	6.30	7.76	10.83	12.13
Industrial menor	3.02	5.62	8.35	9.60	10.75
Industrial mayor	-	4.84	5.67	7.67	8.59
Gobierno y					
Municipalidad	3.97	6.64	6.36	10.51	11.77
Alumbrado Público	3.54	5.45	6.22	7.64	8.55
EEGSA (en bloque)	3.07	3.84	4.42	7.02	7.15
En bloque a					
Municipalidad	2.66	4.96	5.61	6.25	7.00
Promedio Total	3.20	4.22	4.92	7.49	7.78

- 6.37 El análisis del estado comparativo anterior permite observar que el INDE ha establecido aumentos anuales de sus tarifas durante el período de 1976 a 1980. Como consecuencia, el precio promedio del Kwh ha aumentado en un 143% desde 1976 hasta 1980. La mayor parte del citado incremento se produjo entre 1976 y 1979, ya que fue de 134% en el período citado. Las informaciones anteriores indican que al presente las tarifas eléctricas del INDE han alcanzado un nivel relativamente elevado. Al respecto cabe destacar la importancia que el gasto de combustibles tiene para las finanzas del INDE. Se debe mencionar en este sentido que la puesta en operación de los proyectos de Aguacapa y Chixoy permitirán reducir el gasto de combustibles sustancialmente a partir de la entrada en servicio de la primera en 1981 y aún más significativamente, a partir de junio de 1983, cuando entrará en servicio la quinta (y última) unidad de Pueblo Viejo.

VII. JUSTIFICACION DEL FINANCIAMIENTO ADICIONAL ANALIZADO

A. Viabilidad Técnica

- 7.01 El análisis técnico realizado indica que el Proyecto fue bien concebido y se está ejecutando en forma adecuada, teniendo a la fecha un avance físico del 68%.
- 7.02 El Proyecto fue planeado y dimensionado apropiadamente por INDE y sus consultores para satisfacer la demanda estimada del Sistema Interconectado. En su ejecución se ha procurado que el atraso en algunos frentes, motivado por razones ya expresadas, fuera el mínimo compatible con el requerimiento energético del país.
- 7.03 Se entiende que los aumentos de costos y las demoras ocasionadas por la incidencia del terremoto del año 1976, los cambios de diseño y la difícil geología de la roca en el emplazamiento de las obras, han sido manejados en la debida forma. Los aceleramientos de las obras, los sobrecostos de escalamiento y los diferenciales cambiarios, en su suma, alcanzan al equivalente de US\$150.990.000, es decir, el 52% del incremento total desde el estimado del Contrato de Préstamo (US\$340.874.000) al estimado actual de US\$630.000.000. La economía de combustible que logra Guatemala con la disminución -en más de un año- del atraso total que se hubiera producido de no acelerar la obra y la situación de la demanda creciente de energía en el país, justifican esa erogación.
- 7.04 La Unidad Ejecutora del INDE se ha fortalecido con la experiencia acumulada en cinco años de supervisión, contando además con la asesoría técnica de un consorcio cuyas firmas integrantes disfrutaban de reconocida experiencia internacional. Por otra parte, la Junta de Consultores Especiales ha colaborado eficazmente en la asesoría técnica del Proyecto con LAMI y con INDE, habiendo todos conformado un armónico equipo técnico.
- 7.05 Los plazos para la ejecución del Proyecto fueron ajustados periódicamente por los Consultores de INDE y revisados a la luz de la experiencia adquirida en estos cuatro años de ejecución de obras, en oportunidad de la Misión de Análisis. El APENDICE V-1, Cronograma de las Obras, indica como fecha de puesta en servicio de la primera unidad el mes de noviembre de 1982, mientras que las restantes unidades entrarían en el período siguiente hasta agosto de 1983.
- 7.06 En consecuencia, se puede concluir que se justifica el financiamiento adicional analizado ya que: el Proyecto tuvo una sana concepción técnica y sus diseños fueron cuidadosamente elaborados para lograr una obra adecuada y segura; sus nuevos costos han sido recientemente comprobados y su nuevo plazo de ejecución es razonable, por lo que el proyecto es técnicamente viable dentro de los términos, costos y demás parámetros descritos precedentemente en este Informe.

B. Viabilidad Financiera

(a) Alcances del Análisis Financiero

- 7.07 Las proyecciones financieras que se incluyen en este análisis consideran las inversiones necesarias para completar los proyectos hidroeléctricos de Aguacapa y Pueblo Viejo y efectuar la Interconexión con El Salvador, pero excluyen los demás recursos que se requerirán para la ejecución de los proyectos restantes del INDE. Sin embargo, en los párrafos 7.34 y 7.35 se hacen ciertas consideraciones sobre la capacidad del Estado para suministrar los fondos que se requerirán para el financiamiento de la totalidad del programa de inversiones del INDE.
- 7.08 Los estudios realizados indican que la demanda por energía eléctrica de Guatemala aumentará constantemente entre 1981 y 1990, de forma que alcanzará a 4.900 GWh anuales al fin del período mencionado. Las inversiones necesarias para satisfacer dicha demanda tienen un costo considerable que se estima supera la capacidad del INDE para asumir el financiamiento con recursos de su generación interna, de manera que deberá recurrir al Estado o a los mercados financieros, tal como ha hecho en el pasado.
- 7.09 Las proyecciones fueron elaboradas asumiendo en una primera fase que el INDE continuará con un programa de inversiones limitado a las obras actualmente en ejecución que cuentan con financiamiento asegurado, la Interconexión con El Salvador (cuyo financiamiento se encuentra actualmente bajo estudio por el BID), así como aquellas objeto de este Informe. Para mantener la consistencia del ejercicio, se ha asumido que las ventas de INDE aumentarán de acuerdo con su capacidad instalada de generación de energía y con la de los proyectos Aguacapa y Chixoy, exclusivamente, hasta alcanzar 2 millones de KWh en 1985, manteniéndose a ese nivel a partir de dicha fecha.
- 7.10 Para satisfacer la demanda adicional, de acuerdo a los estudios realizados se requeriría la ejecución de la totalidad del programa de inversiones, cuyo financiamiento se explora en una segunda etapa de este ejercicio.

(b) Rentabilidad Proyectada del INDE.

7.11 A continuación se incluye un resumen de los estados de operaciones comparativos proyectados del INDE para el período 1981/1990 ^{1/}

(en millones de US\$)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Total GWh vendidos	1.002	1.122	1.704	1.918	2.082	2.082	2.082	2.082	2.082	2.082
Ventas energía	95,1	106,5	161,7	182,0	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6
Gastos de explotación	94,6	80,5	75,7	82,4	104,2	106,6	107,1	107,6	108,1	108,6
Ingreso neto explot.	0,5	26,0	86,0	99,6	93,4	91,0	90,5	90,0	89,5	89,0
Otros egresos	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Gastos financieros	2,6	11,8	29,6	29,8	34,4	33,0	28,9	24,7	20,5	16,7
Utilidad (Pérdida neta)	(2,5)	13,8	56,0	69,4	58,6	57,6	61,2	64,9	68,6	71,9
	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====

7.12 Del análisis de los estados comparativos se desprende que de acuerdo a las proyecciones, los ingresos por venta de energía del INDE aumentarían desde el equivalente de US\$95 millones en 1981 hasta el equivalente de US\$197 millones en 1990, en base a incrementos del volumen de energía vendida.

7.13 Además, de acuerdo a las proyecciones los gastos de la explotación del INDE aumentarían desde el equivalente de US\$94 millones en 1981 hasta el equivalente de US\$108 millones en 1990. Es importante mencionar al respecto, que la estructura del costo de la explotación del INDE experimentaría transformaciones como consecuencia de los cambios que se producirían en la composición de la generación de energía, a medida que comiencen su operación las centrales de Aguacapa (1982) y Chixoy (1983). En efecto, como resultado del programa de expansión de la generación hidráulica, el consumo de combustibles utilizados en la generación térmica disminuirá durante el período, alcanzado su punto más bajo en 1984. A este respecto se debe mencionar que es posible lograr disminuciones adicionales en el consumo de combustibles hasta suprimirlo por completo entre 1988 y 1989, mediante la ejecución de nuevas centrales hidroeléctricas proyectadas por el INDE.

7.14 Como consecuencia de lo anterior, de cumplirse los supuestos adoptados en las proyecciones el INDE sólo obtendría pérdidas netas (por el equivalente de US\$2,6 millones) en el año 1981 y utilidades crecientes a partir de 1982, de forma tal que éstas aumentarían hasta el equivalente de US\$71 millones al final de 1990. ^{2/}

^{1/} En el APENDICE VI-1 se presentan los Estados de Resultados Proyectados para un período de 10 años.

^{2/} Las pérdidas del primer año se producirían debido a que los ingresos netos de operaciones serían insuficientes para cubrir los costos financieros.

(c) Proyección de los Estados de Origen y Aplicación de Recursos

- 7.15 En el APENDICE VI-2 se presentan las proyecciones de los estados de origen y aplicación de recursos financieros del INDE correspondientes al período de 1981 a 1990. A continuación se presenta en forma resumida dicha proyección.

(en millones de US\$)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Fuentes internas	6,4	35,7	108,3	131,7	127,3	126,8	126,3	125,8	125,3	124,8
Fuentes externas	218,7	134,3	58,2	9,1	-	-	-	-	-	-
Total origen	225,1	170,0	166,5	140,8	127,3	126,8	126,3	125,8	125,3	124,8
Servicio deuda	29,0	36,4	65,8	59,2	73,3	73,8	70,6	66,4	49,5	44,8
Construcción	202,3	160,8	85,1	3,3	-	-	-	-	-	-
Otras aplicaciones	(6,2)	(12,9)	5,3	3,6	3,9	-	-	-	-	-
Total aplicaciones	225,1	184,3	156,2	66,1	77,2	73,8	70,6	66,4	49,5	44,8
Superávit (déficit) anual	-	(14,3)	10,3	74,7	50,1	53,0	55,7	59,4	75,8	80,0

- 7.16 En caso de cumplirse los supuestos utilizados en las proyecciones, la principal fuente de fondos sería la generación interna, ya que representaría entre un 21% a un 93% del total de los orígenes durante el período 1982-1984. Es importante mencionar que en las proyecciones no se incluyen los aportes de capital del Gobierno a partir del año 1982, por lo cual el pequeño déficit reflejado en dicho año (US\$14,3 millones) representaría una necesidad de el aporte de capital del Gobierno para cumplir con los planes de inversión de los proyectos Aguacapa y Pueblo Viejo.
- 7.17 A este respecto, la cifra mencionada representa un monto comparativamente pequeño en relación con los aportes anuales que el INDE ha recibido del Estado en los últimos ejercicios, los cuales alcanzaron en promedio al equivalente de US\$67 millones anuales entre 1977 y 1980.
- 7.18 De acuerdo a las proyecciones financieras, el total de fuentes internas de fondos aumentará durante el período desde el equivalente de US\$6 millones en 1981 hasta el equivalente de US\$124 millones en 1990.
- 7.19 De conformidad a las premisas adoptadas en este estudio, en las fuentes externas se muestra que el INDE proyecta recibir un total del equivalente de US\$420 millones entre 1981 y 1984. La mayor parte de los recursos mencionados (US\$240 millones) provendrán del Estado o de sus instituciones en la forma de aportes directos en 1981 y como producto de la emisión de bonos que ya ha sido autorizada.

- 7.20 Se ha estimado que los préstamos del BID bajo estudio para el financiamiento de los proyectos de Pueblo Viejo y de Interconexión serán utilizados en su mayor parte entre 1982 y 1983.
- 7.21 Para el financiamiento del aporte local para esta etapa de conclusión del Proyecto Pueblo Viejo, así como para el correspondiente a las Hidroeléctricas de Aguacapa, Santa María II y Chulac, se ha autorizado una emisión de Bonos del Tesoro por la cantidad de 150 millones de Quetzales. Dichos recursos serían destinados según se indica a continuación:

(en el equivalente de US\$ millones)

Hidroeléctrica Pueblo Viejo	87
Hidroeléctrica Aguacapa	25
Hidroeléctrica Santa María II	<u>3</u>
	115
Hidroeléctrica Chulac	<u>35</u>
Total Emisión de Bonos	150
	===

- 7.22 La emisión de bonos del Tesoro fue autorizada mediante el Decreto del Congreso No. 13-81 publicado el 14 de mayo de 1981. En la emisión de los bonos se observarán las siguientes estipulaciones: (i) se colocarán a su valor nominal de preferencia en la República de Guatemala; (ii) se emitirán al portador a 15 años plazo a partir de las fechas de emisión que determine el Reglamento del Decreto; (iii) devengarán un interés de 12% anual cuando se negocien en la República de Guatemala o en el exterior y el 1,5% cuando los adquiera el Banco de Guatemala y mientras permanezcan en su poder; (iv) la enajenación, transferencia o negociación de los bonos y los intereses que devenguen quedan exentos de los impuestos de papel sellado y timbres, sobre herencias, legados y donaciones; sobre la renta y demás impuestos o tasas que se establezcan. Asimismo el Decreto establece que, en el caso en que no fuere posible colocar los Bonos en el mercado privado interno o externo, estos serían adquiridos por el Banco Central.

- 7.23 El Banco de Guatemala ejercerá las funciones de Agente Financiero de la deuda que se origine en la emisión de los bonos citados y por el desempeño de sus funciones devengará una comisión de 1,5%. El Agente Financiero queda autorizado para separar los recursos necesarios para cubrir el pago del principal de la deuda, los intereses, comisiones y otros gastos derivados del servicio de la deuda. No obstante, el Instituto Nacional de Electrificación se hará cargo del pago de Q.115 millones de la deuda, más los intereses y comisiones, seis meses después del inicio de las operaciones de la Hidroeléctrica Pueblo Viejo y en los términos que se convengan con el Agente Financiero. En todo caso, el Gobierno de la República garantizará el pago de cualquier saldo insoluto de esta obligación. El Decreto mencionado establece que el Organismo Ejecutivo, por conducto del Ministerio de Finanzas, se encargará de la emisión del reglamento correspondiente a la operación descrita anteriormente.
- 7.24 Con respecto al servicio de la deuda, se debe mencionar que ésta absorberá una proporción creciente de los recursos del INDE, de tal forma que aumentará desde el equivalente de US\$29 millones en 1981 hasta el equivalente de US\$73 millones en 1986. Se debe destacar que a partir de 1983 el servicio de la deuda podrá ser cumplido con la generación interna de recursos; consecuentemente, el INDE podrá cumplir sus compromisos satisfactoriamente y además impulsar su programa de inversiones.
- 7.25 En conclusión, la proyección del estado de origen y aplicación de fondos demuestra que sobre la base de las premisas adoptadas, que incluyen préstamos y una emisión de bonos, el INDE contaría con suficientes recursos para completar la construcción y puesta en marcha de las Centrales de Pueblo Viejo y Aguacapa, así como la Interconexión con El Salvador, y además sus operaciones producirían excedentes anuales de recursos.
- 7.26 A continuación se incluye un cuadro en el que se comparan los excedentes financieros estimados del INDE según las proyecciones comentadas anteriormente y el programa de inversiones que deberá llevar a cabo el INDE para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el período de 1982 a 1990.

	<u>Recursos internos del INDE</u>	<u>Inversiones adicionales</u>	<u>Requerimientos (excedentes) financieros</u>
1982	(14.385)	123.327	137.712
1983	10.257	78.624	68.367
1984	74.749	64.998	(9.751)
1985	50.119	56.503	6.384
1986	52.960	54.760	1.800
1987	55.696	122.068	66.372
1988	59.330	116.015	56.685
1989	75.775	129.089	53.314
1990	79.974	72.360	(7.614)

- 7.27 El cuadro anterior muestra en que medida el INDE podrá contribuir a su propio programa de inversiones. Según dicha información, en los años 1984 y 1990 la generación interna sería más que suficiente para cubrir su programa de inversiones; en los años restantes se requerirían nuevos aportes del Estado o de otras fuentes externas. Se estima que estos recursos adicionales serían del equivalente de US\$137 millones y US\$68 millones en 1982 y 1983 respectivamente.
- 7.28 Sin embargo, se debe mencionar que de acuerdo a las premisas adoptadas en las proyecciones, se ha excluido de las mismas las ventas provenientes de proyectos para los cuales aún no existe financiamiento asegurado. Consecuentemente, de incluirse dichas ventas aumentaría la generación interna de recursos del INDE y el Instituto estaría en condiciones de financiar una proporción aún mayor de su programa de inversiones con recursos de esta fuente.

(d) Estados de Posición Financiera Proyectados

- 7.29 Los estados de posición financiera del INDE proyectados para el período de 1981 a 1990 están incluidos en el APENDICE VI-3. A continuación se incluyen los principales indicadores financieros calculados sobre la base de la información contenida en los estados mencionados:

<u>Año</u>	<u>Relación Corriente</u>	<u>Índice de Endeudamiento</u>	<u>Cobertura de servicio de deuda</u>	<u>Rentabilidad/ Inv. Inmov.</u>
1981	0.83	0.50	0.22	0.3%
1982	0.63	0.67	0.98	10.2%
1983	0.80	0.66	1.65	13.9%
1984	0.80	0.55	2.22	11.2%
1985	0.81	0.46	1.74	10.3%
1986	0.81	0.37	1.72	9.8%
1987	0.81	0.30	1.79	10.1%
1988	0.89	0.25	1.89	10.5%
1989	0.90	0.20	2.53	10.9%
1990	0.90	0.16	2.78	11.3%

- 7.30 El índice de liquidez se mantiene en niveles insuficientes a lo largo del período cubierto por las proyecciones. Dicha insuficiencia se debe en parte a que la proyección no incluye los aportes de capital del Gobierno. El índice de liquidez mejoraría notablemente en caso de realizarse dichos aportes.
- 7.31 De igual forma el índice de endeudamiento registra niveles ligeramente altos durante los primeros años por el hecho de no incluirse aportes de capital en la proyección. Si dichos aportes fueron realizados el índice mejoraría proporcionalmente.

- 7.32 El índice de cobertura del servicio de la deuda muestra un valor bajo en 1981, es decir es de 0.22 veces; sin embargo esta situación sería transitoria, por cuanto al índice mencionado aumentaría a 2.22 veces en 1984 y mantendría una evolución favorable hasta 1990.
- 7.33 La rentabilidad sobre la inversión inmovilizada a partir de 1983, año en que entra en servicio la hidroeléctrica de Pueblo Viejo, Río Chixoy, se mantiene en niveles adecuados. No se efectúan recomendaciones sobre el mantenimiento de índices de liquidez, de endeudamiento y de cobertura de servicio de la deuda, ni sobre la obtención de una rentabilidad mínima adecuada, ya que los contratos de préstamos anteriores (301/OC-GU, 302/OC-GU, 454/SF-GU y 6/VF-GU) contienen las cláusulas necesarias a tal fin.

(e) Financiamiento del Programa de Inversiones

- 7.34 Según las cifras del cuadro que se presentó en el párrafo 7.26, la totalidad del programa de inversiones del INDE (excluido Aguacapa, Pueblo Viejo y la Interconexión) demandaría recursos por un total de US\$817,7 millones. De esta suma, el equivalente de US\$444,5 millones pudiera proceder de fuentes internas del INDE; esto quiere decir que el INDE estaría en condiciones de financiar un 54% de su programa de desarrollo.
- 7.35 Esta proporción se considera muy alta en comparación con otras entidades del sector eléctrico de la región; no obstante, la provisión de los recursos restantes demandará un esfuerzo adicional significativo de parte del Gobierno, particularmente en 1982 cuando la inversión en el programa de desarrollo del sector eléctrico representaría cerca del 34,7% de la inversión total realizada por el Gobierno en 1980. Sin embargo, dada la prioridad otorgada por este al Proyecto Pueblo Viejo y en atención a que en el pasado siempre ha suministrado los recursos necesarios, puede concluirse que en el futuro inmediato continuara apoyando a este sector, utilizando para ello una combinación de endeudamiento interno (Bonos del Tesoro y/o del propio INDE) y de endeudamiento externo. Sobre este último, cabe destacar que, según se indicó en el párrafo 3.10 de este Informe, Guatemala es uno de los países que tiene el coeficiente de deuda y el servicio de la misma más bajos de América Latina, por lo que no se prevén problemas en este sentido.

C. Evaluación Socio-Económica

(a) Introducción

- 7.36 El análisis económico de este Proyecto no examina el problema tradicional de si procede o no la continuación del Proyecto, puesto que el mismo está por terminarse, sino que se dirige a evaluar las consecuencias del financiamiento de la inversión adicional necesaria para terminarlo. Se trata de una situación de mayores costos. A efectos del análisis se pueden considerar alternativas del Proyecto que impliquen diferentes fechas de entrada en servicio. Por lo tanto, la evaluación del Proyecto no procede sobre el supuesto de que de no financiarse este, no se realizan sus beneficios, sino de que estos se realizarían, pero desplazados en el tiempo.

- 7.37 Otro aspecto del Proyecto que requiere examen es el referente a su cambio de diseño. Originalmente el Proyecto se había concebido para generar una energía media de 1650 GWh-año. Mediante cambios de diseño sobre la marcha (durante la construcción) -dirigidos a aprovechar mejor los caudales de agua y los desniveles- se decidió aumentar la energía media a 1710 GWh-año. Por lo tanto, en este análisis se estudia si los costos implicados en el cambio de diseño se justifican desde el ángulo económico.
- 7.38 Finalmente, se requiere estudiar el costo a la economía de Guatemala producido por la demora del Proyecto. Originalmente, se planeaba que la central empezara a operar en septiembre de 1981, fecha que se pospuso a la ya mencionada de noviembre de 1982.

(b) Planes de Expansión

- 7.39 El plan de expansión actualmente considerado por INDE se presenta en el cuadro que aparece más adelante. Dicho plan se ha elaborado con base en los pronósticos de demanda del INDE, los que parecerían algo optimistas (véase Cuadro D en el APENDICE VI-5). En efecto, los pronósticos del BID, (sustentados en los párrafos del 3.24 al 3.27) suponen un crecimiento promedio de las demandas de energía y de potencia para el período 1980-95 del 12,2% y 12% por año, respectivamente. Por su parte, las estimaciones del INDE son, respectivamente, del 13,1% y 13% sugiriendo la necesidad de reoptimización del plan de equipamiento en la que se refiere a las obras posteriores a la entrada en operación del Pueblo Viejo.
- 7.40 Ilustrando la necesidad de ajustar el plan de equipamiento, puede señalarse que el margen de reserva durante el horizonte de planeación 1981-92 va desde un mínimo del 13,2% (en 1981) a un máximo del 72,8% (en 1983); el promedio es del 44,7% lo cual es bastante elevado para un país de escasos recursos de capital. Sin embargo, a efectos del análisis del Proyecto de Pueblo Viejo se puede mantener dicho programa sin afectar los resultados, puesto que el plan de equipamiento es inalterable en las cuatro alternativas del Proyecto.

<u>Plantas</u>	<u>Tipo</u>	<u>Energía Media GWh</u>	<u>Fecha de Entrada</u>
Pueblo Viejo	H	1710	Nov. 1982
Sta. María II	H	254	Jun. 1984
Zunil	G	210	Dic. 1985
Chulac	H	1716	Ene. 1988
Xalalá	H	1474	Dic. 1989

H = Hidroeléctrica

G = Geotérmica

- 7.41 El proyecto Pueblo Viejo originalmente se consideró para entrar en operación en septiembre de 1981 (ALTERNATIVA I). Debido a varias circunstancias, dicha fecha se pospuso a noviembre de 1982 (ALTERNATIVA II). Por otro lado, se ha planteado lo que podría suceder de no concederse el financiamiento aquí analizado. El efecto más obvio sería el de disminuir el nivel de gastos anuales y retrasar la entrada en operación de la central hasta abril del 83 (ALTERNATIVA III), producto lo anterior de nuevos trámites de solicitudes de préstamos y de menor disposición temporal de fondos de inversión. Se considera no plausible el hecho de que se suspendiese el Proyecto. Finalmente, el Proyecto considerado genera una energía media de 1.710 GWh-año, mientras que originalmente se contemplaba sólo 1.650 GWh-año (ALTERNATIVA IV). El cuadro a continuación presenta los principales rasgos de dichas alternativas:

ALTERNATIVAS	Fechas de Entrada	Energía Media (GWh)
I	Sept. 1981	1 710
II	Nov. 1982	1 710
III	Abril 1983	1 710
IV	Nov. 1982	1 650

- 7.42 El análisis económico del Informe del Proyecto original contemplaba una secuencia de equipamiento totalmente distinta a la actual ^{1/}. En efecto, dichas plantas incluían los cuatro proyectos del desarrollo del río Chixoy (Pueblo Viejo, Tapezcos, Jacotales y Palzajel), el proyecto de Atitlán, el de Aguacapa y el Geotérmico de Moyuta. El plan de expansión actual considera sólo dos de los siete proyectos anteriores: los de Aguacapa y de Pueblo Viejo.

(d) Costos

- 7.43 El costo total del Proyecto asciende al equivalente de US\$630 MM. Deduciendo los gastos financieros, los impositivos, la provisión para escalamiento de enero 1981 a abril 1983 (fecha de terminación de las últimas obras del Proyecto) y revaluando por inflación de 1977 a enero 1981, se obtiene el costo económico del Proyecto a

1/ BID, Guatemala: Proyecto Hidroeléctrico Pueblo Viejo en el Río Chixoy, Informe de Proyecto, PR-676-2-A, Diciembre 2, 1975.

precios de enero 1981, que equivale a US\$525.72 millones. Los datos en que se basa dicho estimado corresponden a los costos ya pagados (de 1977 a marzo 1981) y a los costos por efectuarse (de abril 1981 a abril 1983). Dado el grado de avance del Proyecto, se estima que el costo final sería muy cercano al estimado. La estructura del monto de inversión por sus principales componentes (en la ALTERNATIVA II) se presenta a continuación:

	(US\$ MM)	(%)
Inversión Total	525,7	100,0
A. Materiales	210,3	40,0
B. Equipos	131,4	25,0
C. Mano de Obra	184,0	35,0
1) Calificada	(26,3)	(5,0)
2) Semi-Calificada	(52,6)	10,0
3) No-Calificada	(105,1)	(20,0)

- 7.44 En lo que se refiere al monto de la inversión de las alternativas I y la III, estas cuestan lo mismo que la ALTERNATIVA II, variando sólo sus calendarios de desembolsos. La ALTERNATIVA restante (la IV) cuesta menos que las otras, pues no incluye el costo del cambio de diseño requerido para aumentar la energía media generable del Proyecto. Este costo del cambio de diseño se ha estimado en US\$6,86 millones, a precios de enero de 1981, lo que corregido por transferencias arroja el costo económico de US\$6,66 millones. El cuadro de inversión que se presenta seguidamente señala los calendarios y montos de la inversión de las diferentes alternativas:

Porcentajes de Inversión				
Años	ALT. I	ALT. II	ALT. III	ALT. IV
1977	10,0	10,4	10,4	10,4
1978	12,0	10,3	10,3	10,3
1979	13,0	9,1	9,1	9,1
1980	25,0	15,0	15,0	15,0
1981	25,0	21,2	20,0	21,2
1982	15,0	22,4	20,0	22,4
1983	-	11,7	10,0	11,7
1984	-	-	5,2	-
Totales				
(%)	100,0	100,0	100,0	100,0
US\$MM	525,7	525,7	525,7	519,1

- 7.45 Los costos de los combustibles en las plantas térmicas se han estimado de acuerdo al dato más reciente de los combustibles de importación; dichos precios se han ponderado por sus volúmenes de importación. A su vez, estos precios se han ajustado por los costos de transporte desde el puerto de importación^{1/} hasta la puerta de las centrales. Los precios así calculados se presentan a continuación:

(En el equivalente de US\$ de 1981)

<u>Combustibles</u>	<u>Barril</u>
Bunker	33.43
Diesel	43.10
Crudo	34.60

- 7.46 Los costos de operación y mantenimiento se han estimado con base en datos para Guatemala y otros países. El cuadro a continuación presenta estos datos.

(En el equivalente de US\$ de enero 1981)

<u>Planta y Tipo de Costo</u>	<u>Costo</u>
I. Hidráulicas	
-Fijo (US\$/MW)	.007
-Variable (US\$/GWh)	.002
II. Térmicas, Turbinas Gas y Geotérmicas	
-Fijo (US\$/MW)	.005
-Variable (US\$/GWh)	.003

(e) Rentabilidad Socio-Económica

- 7.47 La evaluación económica del Proyecto Hidroeléctrico Pueblo Viejo-Quixal trata de responder a las siguientes interrogantes: (i) ¿Cuáles son los costos de oportunidad para Guatemala del retraso del Proyecto? (ii) ¿Cuáles serían los costos de oportunidad para el país de no concederse el financiamiento aquí examinado? (iii) ¿Cuáles son los beneficios de pasar de una generación media de 1.650 GWh-año a 1.710 GWh-año.

^{1/} Algunas de las centrales de EGGSA usan crudo de producción nacional, al cual se le asignó el precio LAB de exportación.

7.48 Las bases del análisis económico son: (i) Los pronósticos de demanda considerados en el análisis son los elaborados por el BID. (ii) El plan básico de desarrollo del sistema interconectado no se alterará con las modificaciones marginales de fecha de entrada en operación y de escala del Proyecto Pueblo Viejo-Quixal. (iii) Se simula la operación simultánea del sistema interconectado con las diferentes alternativas del Proyecto Pueblo Viejo, generándose diferentes flujos de costos para cada plan considerado. (iv) El horizonte de planeación abarca hasta 1992, suponiéndose que con posterioridad a ese año las demandas se satisfacen de igual manera. Como es natural, este supuesto favorece a la ALTERNATIVA IV de mayor uso relativo de capacidad térmica. (v) La base de los precios corresponde a enero de 1981, utilizándose precios reales y eliminándose las transferencias impositivas, financieras y contables. (vi) Los precios de los combustibles corresponden a los precios internacionales, ponderados por tipos de crudo y ajustados por costos de transporte a puerta de planta.

7.49 Los flujos de costos de las cuatro alternativas del Proyecto actualizados al 12% se presentan en el cuadro a continuación. Como puede verse el costo actualizado más bajo corresponde a la ALTERNATIVA I (caso original, Pueblo Viejo-Quixal en septiembre de 1981). La diferencia entre el costo de dicha alternativa y la actual, (la II, Pueblo Viejo-Quixal en noviembre 1982), arroja lo que le costó a Guatemala el haberse demorado el Proyecto; esto es: US\$34,8 millones.

(En el equivalente de US\$ millones)

Alternativas	Fecha de Entrada de Pueblo Viejo	Costo Actualizado b/	Diferencia con Respecto al Costo del Caso Base	
			(\$)	(%)
I	Sep. 1981	493,4	-34,8	6,6
II	Nov. 1982	528,2	-	-
III	Abril 1983	534,8	+ 6,6	+1,3
IV	Nov. 1982 a/	529,6	+ 1,4	+0,3

a/ Con una energía media de 1.650 GWh-año.

b/ Descontados al 12% a 1977, fecha en que se inició el proyecto.

7.50 De no concederse el financiamiento para el Proyecto, significaría que el Proyecto entraría en operación más tarde, lo cual resultaría en un sobre costo para Guatemala de US\$6,6 millones, en términos de valor presente, consecuencia de la eventual demora en el ritmo de construcción del mismo. Si el Proyecto entra en operación en la fecha más temprana dicho sobre costo no se produciría, por lo que puede considerarse como el beneficio neto del Proyecto. Lo anterior establece que el financiamiento aquí previsto es conveniente para el país.

- 7.51 Finalmente, el cambio en el diseño del Proyecto, mediante el cual se aumenta la energía media, resulta económico. En efecto, la alternativa del Proyecto con una generación media de 1.650 GWh año es más cara en US\$1,4 millones que la alternativa base, la II.
- 7.52 El análisis de sensibilidad muestra que para tasas de demanda más elevadas (dos puntos porcentuales), el beneficio del Proyecto aumenta y que para tasas más bajas de demanda (dos puntos porcentuales menos), el beneficio baja pero sigue siendo positivo, manteniéndose la misma jerarquía de las distintas alternativas. Por otro lado, el mismo resultado se obtuvo para cambios en los precios de los combustibles. El análisis de sensibilidad, por lo tanto, muestra que no se afecta la factibilidad del Proyecto ni su fecha de entrada, ratificando su posición como proyecto prioritario.

AUMENTO PROGRESIVO DE LOS COSTOS DEL PROYECTO

GUATEMALA: PROYECTO PUEBLO VIEJO - QUIXAL
(en miles de US\$)

JULIO 1981

	Contrato de Préstamo 1975		Aprobado BID Mar. 1980		Enero 1981		Diferencia 630.000 - 340.874		Dif 630.000
Estudio y diseño			<u>2.001</u>		<u>2.810</u>		<u>2.810</u>		
Ingeniería y supervisión	12.703		8.653		19.500		6.797		10.847
Administración	5.187	17.890	16.410	25.063	21.390	40.890	16.203	23.000	4.980
Caminos acceso y campamento	15.250		19.651		20.921		5.671		1.270
Explotación B. Presa	27.838		42.606		126.323		98.485		83.717
Troncal Aducción	73.618		126.248		256.043		182.425		129.795
Planta de máquinas	7.391		24.389		28.400		21.009		4.011
Equipo hidromecánico	14.385		10.238		18.238		3.853		8.000
Equipo electro-mecánico	13.800		12.594		20.600		6.800		8.006
Estructuras acero	7.965		6.248		8.849		884		2.601
E y Línea de transmisión	11.814		11.818		19.786		7.972		7.968
Compra tierras y reubicación		172.061	2.500	256.292	3.800	502.960	3.800	330.899	1.300
Costos financieros		<u>37.361</u>		<u>37.339</u>		<u>37.340</u>		(-21)	
Imprevistos	22.084		40.302		17.500		(-4.584)		(-22.802)
Calamamiento	91.478	113.562	85.550	125.852	28.500	46.000	(-62.978)	(-67.562)	(-57.050)
TOTAL		340.874		446.547		630.000		289.126	

W-2140a

GUATEMALA

SISTEMA INTERCONECTADO

GENERACION, CONSUMO Y DEMANDAS MAXIMAS

<u>Año</u>	<u>Generación</u> <u>Neta</u> <u>GWH</u>	<u>Consumo</u> <u>GWH</u>	<u>Pérdidas</u> <u>T + D</u> <u>%</u>	<u>Demanda</u> <u>Máxima</u> <u>MW</u>	<u>Factor de</u> <u>Carga Anual</u> <u>%</u>
1970	623	541	13.2	116	61.3
1975	922	798	13.4	185	56.8
1976	1015	871	14.2	199	58.2
1977	1202	1044	13.1	237	57.8
1978	1309	1144	12.6	248	60.2
1979	1398	1239	11.3	265	60.2
1980	1431	1281	11.7	273	59.8

SISTEMA INTERCONECTADO AÑO 1979

<u>Clase</u>	<u>Consumo</u>		<u>No. de</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Consumo</u>	<u>Ingreso</u>	<u>F</u>
<u>de</u>			<u>Abonados</u>	<u>Miles</u>	<u>Medio</u>	<u>Medio</u>	<u>M</u>
<u>Consumo</u>	<u>GWH</u>	<u>%</u>	<u>miles</u>	<u>US\$</u>	<u>DWH/Abonado</u>	<u>UScts/KWH</u>	<u>Ano</u>
Residencial	305	24.8	257	26764	1184	8.78	
Comercial	220	17.9	52	19810	4218	9.01	
Industrial	545	44.3	1.6	42507	341900	7.80	26
Gobierno y otros	161	13.1	4.3	8159	37400	5.07	1
Totales y Promedios	1231	100.0	315	97240	3902	7.90	
	=====	=====	===	=====	=====	=====	

No	Residencial		Comercial		Industrial		Gobiernos y Otros		Total
	KWH/Ab	UScts/KWH	KWH/Ab	UScts/KWH	KWH/Ab	UScts/KWH	KWH/Ab	UScts/KWH	
975	-	-	-	-	-	-	-	-	3680
976	-	-	-	-	-	-	-	-	3752
977	1271	6.49	4257	6.17	314060	4.97	29210	5.22	4129
978	1118	7.45	4008	7.08	296260	5.79	37850	4.08	3873
979	1184	8.78	4218	9.01	341900	7.80	37400	5.07	3902
	=====		=====		=====		=====		=====

GU
INDE Y EEGSA

INSTALACIONES EXISTENTES 1979

Generación

<u>Central Generadora</u> <u>Sistema Interconectado:</u>	<u>Año</u> <u>Instalación</u>	<u>No.</u> <u>Unidades</u>	<u>Capacidad Instalada - MW</u>		
			<u>Hi-</u> <u>dráulica</u>	<u>Térmica</u> <u>Vapor</u>	<u>Turbogas</u> <u>y Diesel</u>
<u>INDE</u>					
CH Jurún Marinalá	1969/70	3	61	-	-
CH Los Esclavos	1966	2	13	-	-
CH Varias menores			25	-	-
CD Varias					2
CT Escuintla	1972/77	2Vap. 5TG	-	86 ^{2/}	87 ^{1/}
<u>EEGSA</u>					
CT Laguna	1961/77	4Vap. 3TG	-	30	59
CT Diesel	1956	-	-	-	5
Total Sistema Int.	-	-	99	116	153
<u>Sistemas Aislados INDE</u>					
Total INDE y EEGSA	-	-	99	116	165

Transmisión

Líneas de Transmisión:

<u>Voltajes - KV Longitud - KMS</u>	
230	44
138	46
69	935

Subestaciones
Reductoras

<u>Voltajes - Capacidad en MVA</u>	
230/13.8	130
138/69	75
138/13.8	132
69/34.5/13.8	114

- 1/ Se incluye 12 MW de Turbina de Gas, alquilada temporalmente a México y ya devuelta en 1980.
- 2/ Incluye la máquina mayor del sistema TV 53 MW, y la siguiente TV 33 MW.

GUATEMALA

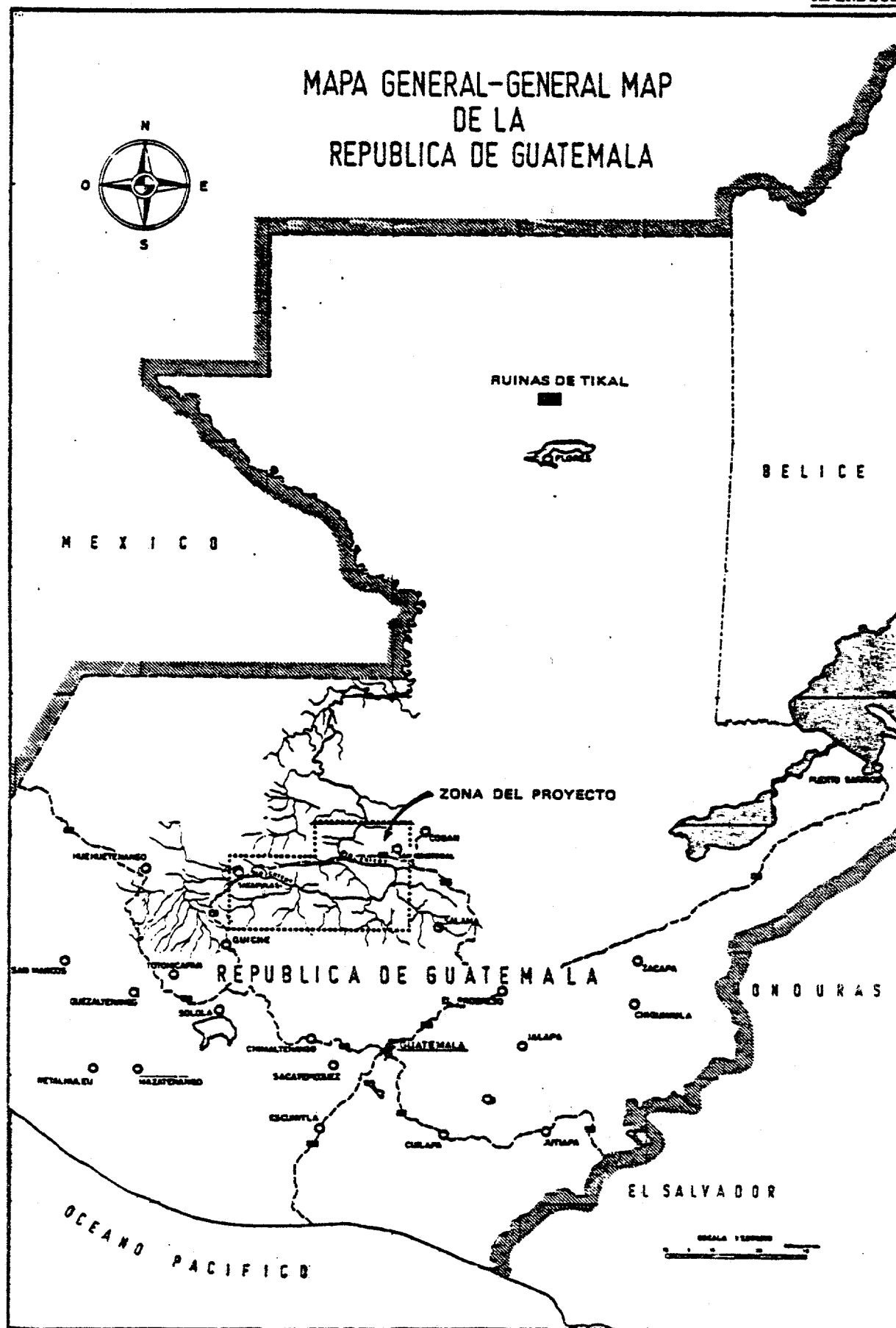
PROGRAMA DE EXPANSION 1980 - 1991

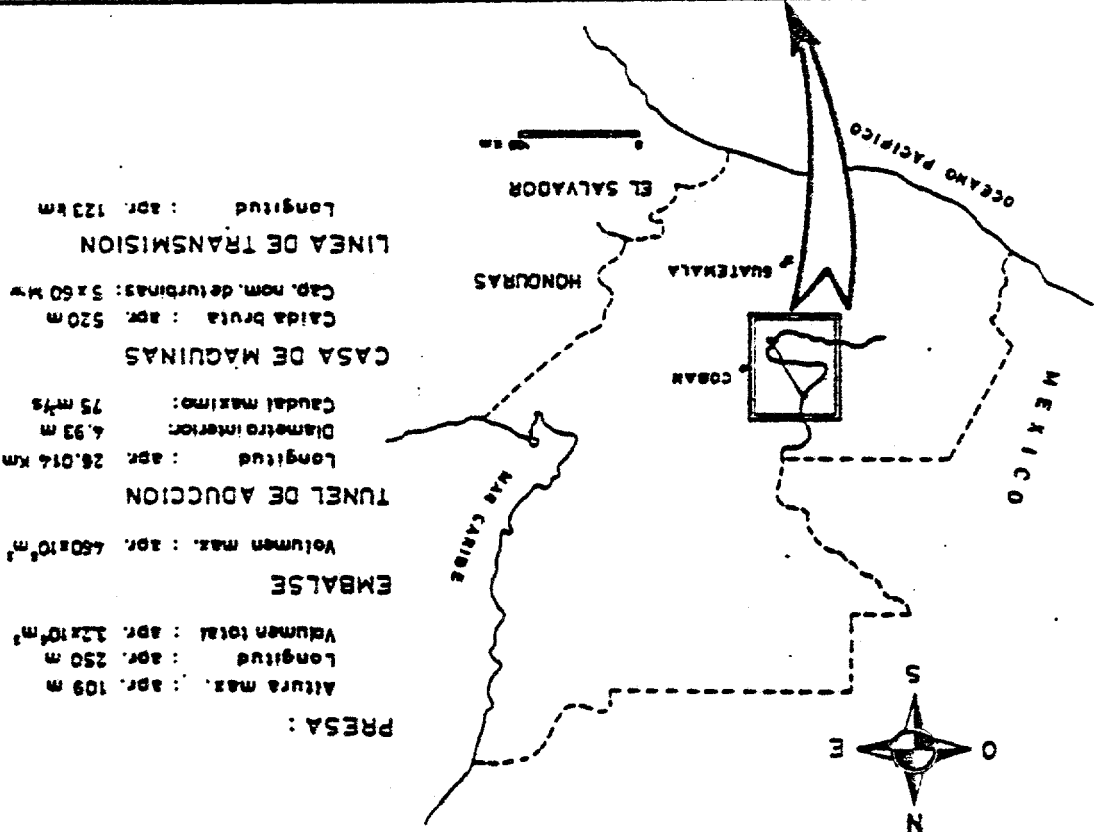
Generación

<u>Proyecto</u>	<u>Año de Instalación</u>	<u>Capacidad Instalada-MW</u>	
		<u>Hidráulica</u>	<u>Térmica</u>
C.H. Aguacapa (3 unidades)	1981	90	-
C.H. Pueblo Viejo (5 unidades)	1982	300	-
C.H. Santa María II (2 unidades)	1984	68	-
C. Geotérmica Zunil (1 unidad)	1985	-	33
C.H. Chulac (6 unidades)	1988	440	-
C.H. Xalalá (4 unidades)	1989	360	-

Sistema de Transmisión

<u>Líneas</u>	<u>Voltaje</u>	<u>Longitud Aprox.</u>
	230 KV	1055 Km
	69 KV	1800
<u>Subestaciones Reductoras</u>	<u>Voltajes</u>	<u>Capacidad Aprox.</u>
	230/69	1400 MVA





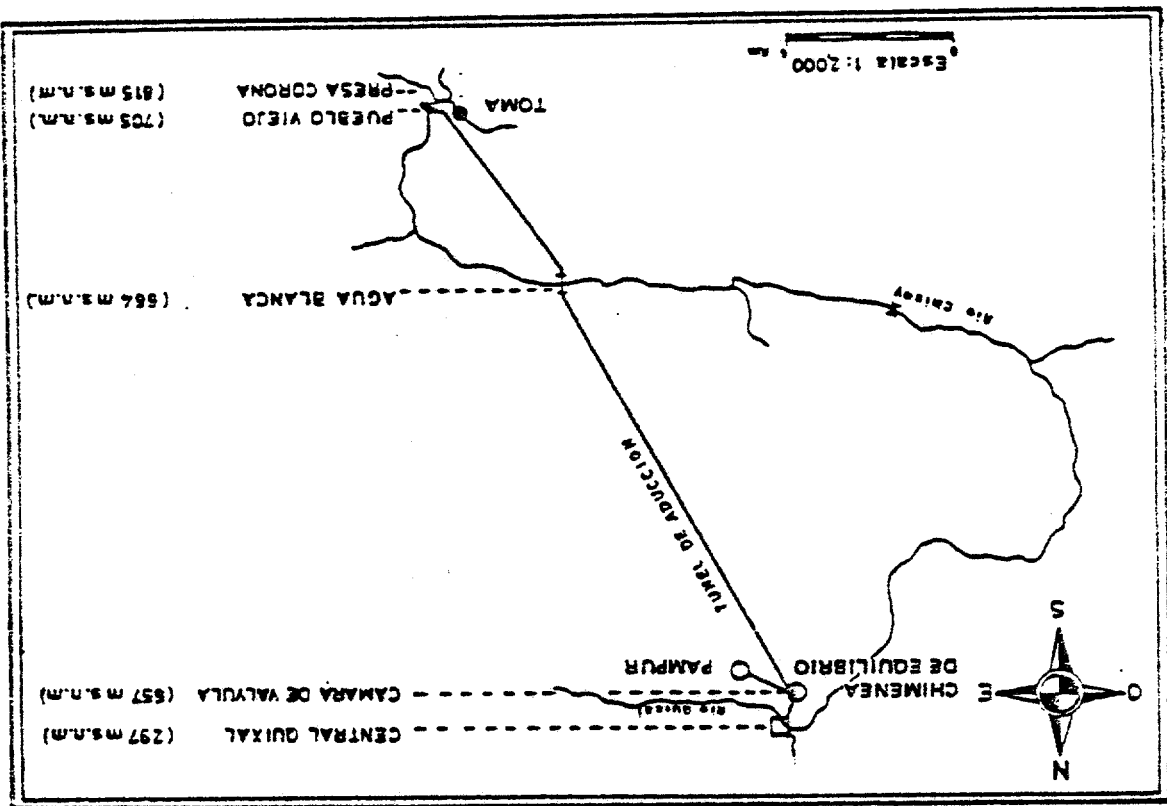
PRESA :
 Altura max. : apr. 109 m
 Longitud : apr. 250 m
 Volumen total : apr. $1.2 \times 10^6 \text{ m}^3$

EMBALSE
 Volumen max. : apr. $4.50 \times 10^6 \text{ m}^3$

TUNEL DE ADUCCION
 Longitud : apr. 26.014 Km
 Diametro interior: 4.93 m
 Caudal maximo: 75 m³/s

CASA DE MAQUINAS
 Caída bruta : apr. 520 m
 Cap. nom. de turbinas: 3x50 MW

LINEA DE TRANSMISION
 Longitud : apr. 123 km



Central Quixal (297 m.s.n.m.)
 Camara de Valvula (657 m.s.n.m.)
 Agua Blanca (666 m.s.n.m.)
 Pueblo Viejo (705 m.s.n.m.)
 Presa Corona (815 m.s.n.m.)

NANG

3716P

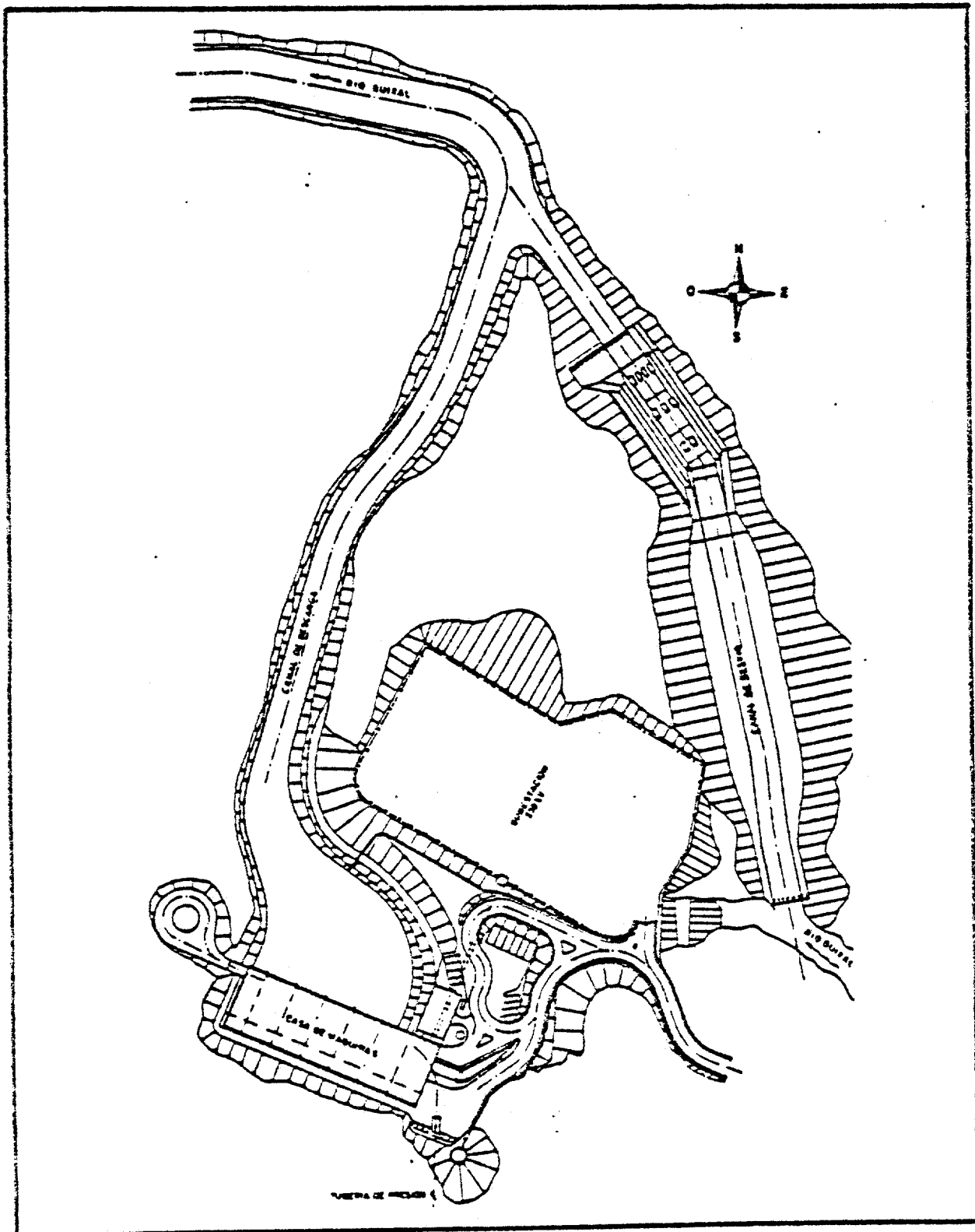
"CLASIFICACION POR CATEGORIAS DE LOS AUMENTOS DE COSTOS"

GUATEMALA: PROYECTO PUEBLO VIEJO - QUIXAL
AUMENTOS DE COSTOS EN MILES DE US\$

Categorías	Aumentos entre estimados de costos totales desde:			Total
	340.874	a 446.547	446.547 a 630.000	
- Cambios de diseño	4.170		15.601	19.771
- Por terremoto 1976	2.709		3.487	6.196
- Dificultades geológicas	4.344		30.986	35.330
- Diferencia de metrajes	6.869		22.643	29.512
- Varios	(2.892)		10.080	7.188
- Imprevistos	24.209		15.930	40.139
- Aceleración	6.961		13.702	20.663
- Sobrecostos escalamiento	24.243		62.254	86.497
- Diferencial cambiario	<u>35.060</u>		<u>8.770</u>	<u>43.830</u>
	105.673		183.453	289.126

CASA DE MAQUINAS QUIXAL, DISEÑO FINAL

APENDICE IV-



CRONOGRAMA DE OBRAS

Items	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
<u>LOTE A</u>							
Carreteras, compuertas							
<u>LOTE B</u>							
Bocatoma							
Túnel de carga							
Almenara							
Tubería de presión							
Casa de máquinas							
Canal de desvío río Quixal							
<u>LOTE C</u>							
Túneles de desvío							
Presa							
Vertedero							
<u>LOTE D1</u>							
Turbinas, válvulas, etc.							
<u>LOTE D2</u>							
Generadores, transforma- dores, etc.							
<u>LOTE D3</u>							
Tubería, válvulas, com- puertas							
<u>LOTE E</u>							
Línea 220 KV							
Subestaciones							
Primera generación							

*

APENDICE VI-1

SEPT.2,1981

PROYECCION ESTADO DE RESULTADOS
EN MILES DE US\$

CHIXOY-GUATEMALA

LINE NO	1980 REAL	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	TOTAL
DATOS DE OPERACION												
306.0 TOTAL GWH VENDIDOS	967	1002	1122	1704	1918	2082	2082	2082	2082	2082	2082	0
INGRESO MEDIO												
319.0 INGRESO MEDIO KWH TOTAL	0.087	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.
INGRESOS DE EXPLOTACION												
338.0 TOTAL INGRESOS EXPLOTACION	83811	95090	106478	161710	182018	197582	197582	197582	197582	197582	197582	1750786
GASTOS DE EXPLOTACION												
341.0 GENERACION Y MANTENIMIENTO	4369	9394	13810	25566	30833	31909	31909	31909	31909	31909	31909	271057
342.0 COMBUSTIBLES	57594	67394	43910	12775	2774	20784	20784	20784	20784	20784	20784	251559
343.0 TRANSMISION	787	2037	2728	4073	4964	5259	5259	5259	5259	5259	5259	45356
344.0 DISTRIBUCION	1353	1589	1863	2161	2480	2552	2552	2552	2552	2552	2552	23405
347.0 DEPRECIACION	5650	6313	10119	22741	32443	34333	34223	34223	34223	34223	34223	287062
352.0 GTOS. GEN. Y ADM.	7225	7500	7700	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	93200
358.0 OTROS GASTOS EXPLOTACION	353	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	4000
359.0 TOTAL GASTOS EXPLOTACION	77331	94629	80530	75716	82394	104237	106627	107127	107627	108127	108627	975639
360.0 INGRESO NETO EXPLOTACION	6480	460	25947	85994	99624	93345	90955	90455	89955	89455	88955	755147
INGRESOS(EGRESOS)AJENOS EXP.												
361.1 OTROS INGRESOS	1321	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	14000
361.2 OTROS EGRESOS	1793	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	18000
361.3 TOTAL ING(EGRES)AJ.EXP.	-472	-400	-400	-400	-400	-400	-400	-400	-400	-400	-400	-4000
362.0 UTILIDAD ANTE GTOS.FINANC.	6008	60	25547	85594	99224	92945	90553	90055	89555	89055	88555	751147
364.0 GTOS.FINANCIEROS(LGD.PLZO)	1862	2600	11777	29633	29751	34425	32999	28933	24709	20494	16695	232016
370.0 UTILIDAD(PERDIDA)NETA	4146	-2540	13770	55961	69473	58520	57554	61122	64846	68561	71860	519131

NOTA:

NO INCLUYE NUEVAS CENTRALES, LINEAS TRANSMISION Y DISTRIBUCION DESPUES DEL PROYECTO EN ESTUDIO E INTERCONEXION

UPREP3

SEP. 9, 1981

PROYECCION ESTADO ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
EN MILES DE US\$

CHIXOY-GUATEMALA

LINE NO	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	TOTAL
ORIGEN											
FUENTES INTERNAS											
360.0 INGRESO NETO EXPLOTACION	460	25947	85994	99624	93345	90955	90455	89955	89455	88955	755147
361.0 TOTAL ING(EGRES)AJ.EXP.	-400	-400	-400	-400	-400	-400	-400	-400	-400	-400	-4000
404.0 DEPREC.Y AMORT.DIFERIDOS	6313	10119	22741	32443	34333	36223	36223	36223	36223	36223	287062
406.0 TOTAL FUENTES INTERNAS	6374	35667	108335	131667	127278	126778	126278	125778	125278	124778	1038209
FUENTES EXTERNAS											
408.0 APORTES DE CAPITAL	125908	0	0	0	0	0	0	0	0	0	125908
412.0 EMISION BONOS	0	89770	25230	0	0	0	0	0	0	0	115000
11.0 PRESTAMO BID	0	6671	5525	7804	0	0	0	0	0	0	20000
12.0 FINANC. COMPLT.	0	25000	25000	0	0	0	0	0	0	0	50000
13.0 PTNO.BCIE.INTERCONEXION	0	7199	2401	1314	0	0	0	0	0	0	10916
414.0 PRESTAMOS OBTENIDOS	80601	5635	0	0	0	0	0	0	0	0	86236
416.0 PRESTAMOS A GESTIONAR	12227	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12227
422.0 TOTAL FUENTES EXTERNAS	218736	134275	58156	9120	0	0	0	0	0	0	420287
426.0 TOTAL ORIGEN	225110	169942	166491	140787	127278	126778	126278	125778	125278	124778	1458496
APLICACIONES											
SERVICIOS DEUDAS											
364.0 OTOS.FINANCIEROS(LGO.PLZO)	2600	11777	29433	29751	34425	32999	28933	24709	20494	16695	232016
429.0 OTOS.FIN.CONSTR.NO FIN.*	14229	11020	8483	1515	0	0	0	0	0	0	35246
430.0 AMORT.PTOS EN ESTUDIO	0	0	0	0	13106	13712	13712	13712	1212	1212	56666
431.0 AMORT.PTOS.VIGENTES	12180	13610	27679	27949	25737	27107	27937	28027	27797	26897	244920
432.0 TOTAL SERVICIO DEUDA	29008	36407	65795	59215	73268	73818	70582	66448	49503	44804	568848
PROGRAMA CONSTRUCCION											
435.0 PROYECTO EN ESTUDIO	133430	140864	73453	0	0	0	0	0	0	0	347747
435.1 INTERCONEXION	933	8963	3178	1746	0	0	0	0	0	0	14820
436.0 GASTOS FINANC.CONSTRUCCION	14229	11020	8483	1515	0	0	0	0	0	0	35246
439.0 EJECUCION PROY.AGUACAPA	53748	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53748
440.0 TOTAL CONSTRUCCION	202339	160847	85114	3261	0	0	0	0	0	0	451561
OTRAS APLICACIONES											
443.0 OTOS.FIN.CONSTR.NO FIN.	(14228)	(11020)	(8483)	(1515)	0	0	0	0	0	0	(35246)
450.0 INCREM(DISMIN)CAP.TRAB.	7991	-1907	13808	5077	3891	0	0	0	0	0	28859
452.0 TOTAL APLICACIONES	225110	184327	156234	66038	77159	73818	70582	66448	49503	44804	1014022
454.0 SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-14385	10257	74749	50119	52960	55696	39330	75775	79974	444474
460.0 SUPERAVIT(DEFICIT)ACUM.	0	-14385	-4128	70621	120740	173700	229395	288725	364500	444474	0

NOTA:
NO INCLUYE NUEVAS CENTRALES, LINEAS TRANSMISION Y DISTRIBUCION DESPUES DEL PROYECTO EN ESTUDIO E INTERCONEXION

CUENTA MEMORIA
JPREP4

SEP. 8, 1981

PROYECCION ESTADO DE SITUACION
EN MILES DE US\$APENDICE VI-3
CHIXOY-GUATEMALA

LINE NO	1980 REAL	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
ACTIVO											
ACTIVO FIJO											
510.0 ACTIVO FIJO EN SERVICIO	164440	218188	395113	983113	983113	1097657	1097657	1097657	1097657	1097657	1097657
511.0 MENOS:DEPREC.ACUNULADA	41062	47375	57495	80236	112678	147011	183234	219456	255679	291902	328124
512.0 ACTIVO FIJO EN SERV.NETO	123378	170813	337618	902877	870435	950646	914423	878201	841978	805755	769533
513.0 ACTIVO FIJO CONSTRUCCION	481656	630247	614169	111283	114544	0	0	0	0	0	0
514.0 ACTIVO FIJO NETO TOTAL	605034	801060	951787	1014160	984979	950646	914423	878201	841978	805755	769533
ACTIVO CORRIENTE											
51.0 CAJA Y BANCOS	7946	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
519.0 CUENTAS A COBRAR NETO	28010	28527	26619	40427	45505	49395	49395	49395	49395	49395	49395
520.0 INVENTARIOS	15959	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
521.0 ACTIVOS CTES. DIVERSOS	28557	29000	29000	29000	29000	29000	29000	29000	29000	29000	29000
522.0 TOTAL ACTIVO CORRIENTE	80472	85527	83619	97427	102505	106395	106395	106395	106395	106395	106395
OTROS ACTIVOS											
523.0 OTRAS DISPONIBILIDADES	0	0	0	0	70421	120740	173700	229395	288725	364500	444474
525.0 ACTIVOS DIVERSOS	51690	51690	51690	51690	51690	51690	51690	51690	51690	51690	51690
526.0 TOTAL ACTIVO	737196	938277	1087097	1163278	1209794	1229471	1246208	1265681	1288789	1328341	1372092
PATRIMONIO Y PASIVO											
PATRIMONIO											
528.0 CAPITAL	431462	557370	557370	557370	557370	557370	557370	557370	557370	557370	557370
531.0 UTILIDAD(PERDIDA)RETENIDA	1925	-615	13156	69117	138590	197110	254666	315788	380635	449196	521056
532.0 TOTAL PATRIMONIO	433387	556755	570526	626487	695960	754480	812036	873158	938005	1006566	1078426
PASIVO											
534.0 DEUDA LARGO PLAZO	198794	277911	384507	414714	384991	344172	302523	260784	231775	203666	175557
PASIVO CORRIENTE											
536.0 PRESTAMOS CORTO PLAZO	0	0	14385	4128	0	0	0	0	0	0	0
538.0 PORCION CTE.LARGO PLAZO	12079	13610	27679	27949	38843	40819	41649	41739	29009	28109	28109
540.0 CUENTAS A PAGAR	92936	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000
545.0 TOTAL PASIVO CORRIENTE	105015	103610	132064	122077	128843	130819	131649	131739	119009	118109	118109
548.0 TOTAL PASIVO	303809	381521	516571	536791	513834	474991	434172	392523	350784	321775	293666
550.0 TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO	737196	938277	1087097	1163278	1209794	1229471	1246208	1265681	1288789	1328341	1372092

NOTA:

NO INCLUYE NUEVAS CENTRALES, LINEAS TRANSMISION Y DISTRIBUCION DESPUES DEL PROYECTO EN ESTUDIO E INTERCONEXION

UPREPS

APENDICE ECONOMICO

Cuadro A

Ajustes Macroeconómicos de la Demanda: 1965-80

Forma de la Ecuación

$\ln De = -12.49 + 3.22 \ln (PIB/POB)$	0.995
$\ln De = -5.87 + 1.62 \ln (PIB)$	0.998
$De = -1\,548.62 + 6.19 (PIB/POB)$	0.980
$De = -437.18 + .54 (PIB)$	0.990
$\ln De = 3.26 + 0.01 (PIB/POB)$	0.995
$\ln De = 4.86 + 7.66 (10^{-4}) (PIB)$	0.985
$De = 9.71 - 1\,158.19 \, 1/\ln(PIB/POB)$	-0.985

De = Demanda de energía

PIB = Producto Interno Bruto

POB = Población.

W-2154a.

CUADRO B

INDICADORES MACROECONOMICOS Y DATOS DEL MERCADO ELECTRICO: 1965-80

AÑOS	<u>PROD. INT. BRUTO</u>		<u>POBLACION</u>		<u>GENERACION</u>		<u>VENTAS ENER.</u>		<u>DEM. MAXIMA</u>		<u>PERDIDA</u>	<u>CARGA</u>
	TOTAL	TASA	TOTAL	TASA	TOTAL	TASA	TOTAL	TASA	TOTAL	TASA	FACTOR	FACTOR
	(US\$ MM)	(%)	(M)	(%)	(GWH)	(%)	(GWH)	(%)	(MW)	(%)	(%)	(%)
1965	1355.2	.0	4580.3	.0	392.0	.0	327.7	.0	83.5	.0	15.4	63.6
1966	1429.9	5.8	4717.6	3.0	450.0	14.8	371.7	13.4	93.1	11.5	17.4	55.2
1967	1488.6	4.1	4859.1	3.0	473.0	5.1	402.0	8.2	97.0	4.2	15.0	53.7
1968	1619.2	8.8	5000.9	3.0	514.0	8.7	438.3	9.0	103.7	6.9	14.7	56.6
1969	1695.9	4.7	5128.8	2.5	578.0	12.5	489.3	11.6	116.2	12.1	15.3	53.8
1970	1792.8	5.7	5298.0	3.3	623.0	7.8	541.0	10.6	116.0	-2.2	13.2	61.3
1971	1892.8	5.6	5430.9	2.5	659.0	5.8	578.3	6.9	132.0	13.8	12.2	57.0
1972	2031.5	7.3	5656.4	4.2	687.0	4.2	649.9	12.4	135.0	2.3	5.4	58.1
1973	2169.4	6.8	5730.1	1.3	778.0	13.2	714.3	9.9	143.0	5.9	8.2	62.1
1974	2307.6	6.4	5985.8	4.5	842.0	8.2	768.0	7.5	163.0	14.0	8.8	59.0
1975	2352.7	2.0	6081.6	1.6	950.0	12.8	828.8	7.9	185.0	13.5	12.8	58.6
1976	2526.5	7.4	6256.2	2.9	1033.0	8.7	892.9	7.7	199.0	7.8	13.8	59.3
1977	2723.8	7.8	6435.7	2.9	1201.0	16.3	1023.5	14.6	237.0	19.1	14.8	57.8
1978	2859.9	5.0	6620.5	2.9	1333.0	11.0	1135.8	11.0	248.0	4.6	14.8	61.4
1979	2987.3	4.5	6610.5	2.9	1414.0	6.1	1264.9	11.4	265.0	6.9	10.5	60.9
1980	3045.8	2.0	7006.0	2.9	1444.0	2.1	1246.5	-1.5	273.0	3.0	13.7	60.4

Cuadro C

**SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: PRONOSTICOS
DE LA DEMANDA DE ENERGIA Y POTENCIA**

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA (GWH)			PERDIDAS		GENERACION BRUTA (GWH)	FACTOR CARGA (%)	DEMANDA DE	
	AJUSTE	CARGAS ESPECIALES	TOTAL	TC (%)	(%)			MW	(T)
1980a/	1 246.5	---	1 246.5		13.60	1 442.7	60.30	273.0	
1981	1 357.2b/	---	1 357.2	8.88	13.60	1 570.8	60.70	295.4	
1982	1 475.7	---	1 475.7	8.7	13.45	1 705.0	60.80	320.1	
1983	1 604.6	99.2	1 703.8	15.46	13.30	1 965.2	61.00	367.8	
1984	1 744.6	246.8	1 991.4	16.88	13.15	2 292.9	61.13	428.2	
1985	1 896.9	430.7	2 327.6	16.88	13.00	2 675.4	61.29	498.3	
1986	2 084.8	635.8	2 720.6	16.88	12.85	3 121.7	61.45	579.9	
1987	2 291.3	760.3	3 051.6	12.17	12.70	3 495.5	61.62	647.6	
1988	2 518.2	904.8	3 423.0	12.17	12.55	3 914.2	61.78	723.3	
1989	2 767.6	1 071.7	3 839.3	12.16	12.40	4 382.8	61.94	807.7	
1990	3 041.6	1 264.7	4 306.3	12.16	12.25	4 907.5	62.10	902.1	
1991	---	---	4 767.6	10.71	12.10	5 423.9	62.26	994.5	
1992	---	---	5 278.2	10.71	12.00	5 998.0	62.42	1 096.9	
1993	---	---	5 843.5	10.71	12.00	6 640.3	62.42	1 214.4	
1994	---	---	6 469.4	10.71	12.00	7 351.6	62.42	1 344.5	
1995	---	---	7 162.3	10.71	12.00	8 139.0	62.42	1 488.5	

a/ Histórico

b/ Con base en la ecuación de regresión: $\ln y = -5.87 + 1.62 \ln (\text{PIB})$.

CUADRO D

PRONOSTICOS DE GENERACION Y DEMANDA MAXIMA: SISTEMA NACIONAL INTERCOMUNICADO

AÑO	B I D		INFORME INDE	
	Generación Bruta (GWH)	Demanda Máxima de Potencia (MW)	Generación Bruta (GWH)	Demanda Máxima de Potencia (MW)
1980	1.442.7	273.0	1.442.7	273.0
1981	1.570.8	295.4	1.570.8	295.4
1982	1.705.0	20.1	1.747.0	324.0
1983	1.965.2	367.8	2.340.0	434.0
1984	2.292.9	428.2	2.661.0	493.0
1985	2.675.4	498.3	3.018.0	558.0
1986	3.121.7	579.9	3.378.0	624.0
1987	3.495.5	647.6	3.845.0	709.0
1988	3.914.2	723.3	4.369.0	808.0
1989	4.382.8	807.7	4.913.0	907.0
1990	4.907.5	902.1	5.473.0	1.009.0
1991	5.423.9	994.5	6.069.6	1.118.0
1992	5.998.0	1.096.9	6.731.1	1.241.0
1993	6.640.3	1.214.4	7.464.13	1.378.0
1994	7.351.6	1.344.5	8.278.5	1.529.0
1995	8.139.0	1.488.5	9.180.9	1.698.0

CUADRO E
ENERGIA DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Central	Fecha Operación	Capacidad Instalada MW	Capacidad Confiable MW	Energía Firme GWH/Año*	Energía Año Medio GW/Año**
I. Centrales Exist.					
Jurún Marinalá		60.0	60	120	160
Los Esclavos		13.0	13	45	55
Michatoyas		11.6	5	12	17
Río Hondo		2.4	2	12	16
Santa María		6.6	5	30	35
El Porvenir		2.3	2	16	20
TOTALES		95.9	87	235	303
II. Centrales Futuras					
Aguacapa	Nov.81	90	90	296	380
Chixoy	Nov.82	120	120	1.234	1.710
	Ago.83	180	180		
Santa María II	Jun.84	68	60	188	254
Chulac	Ene.88	440	440	1.562	1.716
Kalalá	Dic.89	360	360	1.010	1.474
III. Central Geotérmica					
Zunil 1/	Dic.85	33	30	210	210

2/ Tiempo de uso 7.000 horas.

* Energía firme s/INDE: Es aquella que puede producirse considerando una probabilidad de ocurrencia del 80% del caudal medio mensual que pasa por el punto presa.

** Energía Media: Para las centrales existentes se consideró una probabilidad de ocurrencia del 50% del caudal medio mensual que pasa por el punto de presa. Para los nuevos proyectos se utilizaron los datos correspondientes a los respectivos informes de factibilidad.

CUADRO G

Alternativa II: CHIXOY ENTRA EN NOV./82

APENDICE VI-4
(Página 7 de 16)

**BALANCE DE ENERGIA (Energía Firme GWh)
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
DEMANDA	1 247	1 317	1 478	1 704	1 991	2 328	2 721	3 052	3 423	3 839	4 304	4 768	5 278
Pérdidas + Consumo Própio	196	214	227	261	307	347	401	448	491	544	602	656	720
RECAPACIÓ. BRUTA	1 443	1 531	1 705	1 965	2 298	2 675	3 122	3 499	3 914	4 383	4 906	5 424	5 998
HIDROELECTRICAS													
Jurín Marinalé	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Los Esclavos	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Michoacán	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Orizaba	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Santa María 1	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
El Porvenir	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Aguascal	—	45	296	296	296	296	296	296	296	296	296	296	296
Pueblo Viejo-Orizaba	—	—	194	1 234	1 234	1 234	1 234	1 234	1 234	1 234	1 234	1 234	1 234
Santa María 2	—	—	—	—	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Cholac	—	—	—	—	—	—	—	—	1 062	1 062	1 062	1 062	1 062
Saltillo	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30	1 030	1 030
SUBTOTAL HIDRO	236	280	727	1 765	1 865	1 963	1 963	1 963	3 515	3 515	3 515	4 625	4 625
TERMOCENTRALES													
Escuintla Vapor 1	224	224	194	0	17	0	177	224	0	0	224	0	224
Escuintla Vapor 2	371	371	371	0	0	301	371	371	0	347	371	278	371
Laguna Vapor	231	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.
Escuintla Gas 1	0	0	0	F.S.	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Escuintla Gas 2	0	35	0	F.S.	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Escuintla Gas 3	125	125	0	0	0	0	0	125	0	0	70	0	125
Escuintla Gas 4	125	125	0	0	0	0	0	125	0	0	70	0	125
Laguna Gas 1	0	0	0	F.S.	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Laguna Gas 2	90	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.
Laguna Gas 3	48	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.	C.C.
Ciclo Combinado	—	411	411	309	411	411	411	411	309	411	411	411	411
Mosel San Felipe	0	0	0	F.S.	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mosel CENSA	0	0	0	F.S.	—	—	—	—	—	—	—	—	—
SUBTOTAL TERMO	1 208	1 291	978	200	428	712	950	1 256	389	858	1 350	620	1 256
REPTENCIONES													
Unit 1	—	—	—	—	—	75	216	216	216	216	216	216	216
SISTEMA REPTENCIONADO	—	—	—	—	—	75	216	216	216	216	216	216	216
TOTAL	1 443	1 531	1 705	1 965	2 298	2 675	3 122	3 499	3 914	4 383	4 906	5 424	5 998
Pérdida	—	—	—	—	—	—	—	[77]	—	—	—	—	—

0 = Planta en Operación
C.C. = Ciclo Combinado
F.S. = Faltas de Suministro
— = No se ha construido

Energía Térmica: Plantas de Vapor = 9,000 horas anuales
Plantas Combinadas = 7,000 horas anuales
Turbinas de Gas y Diesel = 9,000 horas anuales

CUADRO 1

ALTERNATIVA 11: CHINCHY EN NOVIEMBRE 1982
BALANCE DE POTENCIA - SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
DEMANDA MAXIMA	295.0	320.0	368.0	428.0	498.0	580.0	642.0	723.0	808.0	902.0	994.0
CAPACIDAD DISPONIBLE:											
HIDROELECTRICAS											
Jorda Mariscal	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Los Esclavos	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
Michatoyas	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Rio Mando	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Santa Maria 1	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
El Porvenir	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Aguacapa	15.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
Chinoy	—	20.0	255.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
Santa Maria 2	—	—	—	40.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Chulac	—	—	—	—	—	—	—	440.0	440.0	440.0	440.0
Zalala	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7.0	240.0
SUBTOTAL HIDROELECT.	102.0	197.0	432.0	517.0	537.0	537.0	537.0	97.7	97.7	984.0	1227.0
TERMoeLECTRICAS											
Escuintla Vapor 1	24.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0
Escuintla Vapor 2	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0
Laguna Vapor	33.0	33.0	33.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0
Escuintla Gas 1	10.0	10.0	75PA	—	—	—	—	—	—	—	—
Escuintla Gas 2	10.0	10.0	75PA	—	—	—	—	—	—	—	—
Escuintla Gas 3	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Escuintla Gas 4	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Laguna Gas 1	10.0	10.0	75PA	—	—	—	—	—	—	—	—
Laguna Gas 2	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
Laguna Gas 3	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
Diesel San Felipe	1.0	1.0	75PA	—	—	—	—	—	—	—	—
Diesel ZECOA	5.0	5.0	75PA	—	—	—	—	—	—	—	—
SUBTOTAL TERMoeLECT.	232.0	240.0	204.0	198.0	197.0	197.0	197.0	197.0	197.0	197.0	197.0
GEOTERMICAS											
Sanil 1	—	—	—	—	—	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
SUBTOTAL GEOTERMICAS	—	—	—	—	—	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
TOTAL CAPACIDAD DISP.	334.0	437.0	636.0	715.0	734.0	764.0	764.0	1204.0	1204.0	1211.0	1344.0
Excedente (Deficit)	39.0	117.0	268.0	286.0	236.0	184.0	116.0	481.0	396.0	309.0	370.0
Reserva en 2 de la Demanda Minima	15.2	36.6	72.8	66.8	47.4	31.7	17.9	66.3	49.0	36.0	57.0
Reserva en 7 de la Capacidad Disponible	11.7	26.8	42.1	40.1	32.1	24.1	13.2	40.0	32.9	25.3	34.4

Fuente: Fuerza de servicio p. a. administrativo.

Apéndice VI-4

Cuadro 1

ALTERNATIVA II: CHIKOY EN NOVIEMBRE 1982
 BALANCE DE POTENCIA EN MW - SISTEMA INTERCONECTADO

Año	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
<u>Demanda Máxima de Potencia</u>	265	273	295	320	368	428	498	580	648	723	808	902	994
<u>Disponibilidad (Cap. Efectiva)</u>													
- Hidráulica	88	88	102	197	478	517	537	537	537	977	977	984	1337
- Térmicas													
Incluido Geotérmica Zunil)	252	244	232	240	204	197	197	327	227	227	227	227	227
TOTAL POTENCIA DISPONIBLE	340	332	334	437	636	714	734	764	764	1204	1204	1211	1564
Excedente de Potencia	75	59	39	117	268	286	236	184	116	481	396	309	570
Excedente de Potencia % Demanda Máxima	28.3	21.6	13.2	36.6	72.8	66.8	47.4	31.7	17.9	66.5	49.0	34.3	57.3

Alternativa II: CHIXOY ENTRA EN NOV./82
ENERGIA MEDIA
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (Miles de Barriles)
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

PLANTA	RENDIMIENTO - TIPO DE		AÑOS													
	TO CWH	COMBUSTIBLE	AÑOS													
			1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	
I N D E																
Esc. Vapor 1	0.394	B	569	569	112											
Esc. Vapor 2	0.467	B	794	794	794				39				488			
TOTAL BUNKER INDE		B	1 363	1 363	906				39				488			
Esc. Gas 1	0.297	D														
Esc. Gas 2	0.258	D														
Esc. Gas 3	0.431	D	290	290												
Esc. Gas 4	0.434	D	288	212												
San Felipe	0.504	D														
TOTAL DIESEL INDE		D	578	502												
E E G S A																
Laguna Vapor	0.338	B	683													
TOTAL BUNKER		B	683													
Laguna Gas 1	0.319	C														
Laguna Gas 2	0.381	C	168													
Laguna Gas 3	0.381	C														
Ciclo Combinado	0.388	C	699	699	699			451	699				536			
TOTAL CRUDO			168	699	699			451	699				536			
EEGSA																
TOTAL DIESEL	0.504	D														
EEGSA																
S E C T O R																
TOTAL BUNKER SECTOR		B	2 046	1 363	906				39				488			
TOTAL DIESEL SECTOR		D	578	502												
TOTAL CRUDO SECTOR		C	168	699	699			451	699				536			

B - Bunker "C"
D - Diesel
C - Crudo

**BALANCE DE ENERGIA (Energia Año Medio GWh)
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
DEMANDA	1.247	1.357	1.478	1.704	1.991	2.328	2.721	3.052	3.423	3.839	4.306	4.768
Pérdidas + Consumo Propio	196	214	227	261	302	347	401	444	491	544	602	656
Generación Bruta	1.443	1.571	1.705	1.965	2.293	2.675	3.122	3.496	3.914	4.383	4.908	5.424
HIDROELECTRICAS												
Cuicón Marinalá	160	160	160	160	160	160	160	160	100	160	160	100
Los Esclavos	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Hichatoyas	17	17	17	17	17	17	17	17	10	17	17	17
Río Hondo	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Santa María 1	35	35	35	35	15	35	35	35	13	35	35	12
El Porvenir	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Aguacapa	-	45	380	380	300	380	380	380	200	380	380	200
Pueblo Viejo-Quixal	-	400	1.022	1.282	1.610	1.710	1.710	1.710	1.530	1.710	1.710	1.560
Santa María 2	-	-	-	-	100	254	254	254	254	254	254	254
Chulac	-	-	-	-	-	-	-	-	1.716	1.716	1.716	1.716
Xalalá	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	1.474
SUBTOTAL HIDRO	303	748	1.705	1.965	2.293	2.647	2.647	2.647	3.914	4.363	4.383	5.424
TERMoeLECTRICAS												
Escuintla Vapor 1	224	41	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Escuintla Vapor 2	371	371	R	R	R	18	R	228	R	R	R	R
Laguna Vapor	231	C.C.	R	R	R	R	C.C.	C.C.	R	R.	C.C.	R.
Escuintla Gas 1	R	R	R	F.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Escuintla Gas 2	R	R	R	F.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Escuintla Gas 3	125	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Escuintla Gas 4	125	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Laguna Gas 1	R	R	R	F.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Laguna Gas 2	R	R	R	F.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Laguna Gas 3	125	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Laguna Gas 4	125	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Laguna Gas 1	R	R	R	F.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Laguna Gas 2	64	C.C.	R	R	R	R	C.C.	C.C.	R	R	C.C.	R.
Laguna Gas 3	R	C.C.	R	R	R	R	C.C.	C.C.	R	R	C.C.	R
Ciclo Combinado	-	411	-	-	-	-	265	411	-	-	315	-
Ciesel San Felipe	R	R	R	F.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Ciesel EEGSA	R	R	R	F.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
SUBTOTAL TERMO	1.140	823	-	-	-	18	265	639	-	-	315	-
GEOTERMICAS												
Zunil I	-	-	-	-	-	10	210	210	R	20	210	R
SUBTOTAL GEOTERMICO	-	-	-	-	-	10	210	210	R	20	210	R
T O T A L	1.443	1.571	1.705	1.965	2.293	2.675	3.122	3.496	3.914	4.383	4.908	5.424
Deficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

* = Planta de Reserva
CC = Ciclo Combinado
FS = Fuera de Servicio
DE = Deficit de Energía.

Energía Térmica: Plantas de Vapor = 7.000 horas Anuales
Plantas Geotérmicas = 7.000 horas Anuales.
Turbinas de Gas y Diesel = 5.000 horas Anuales.

Cuadro L

Alternativa III: CHIRIY ENTRA EN ABRIL 1983
BALANCE DE ENERGIA (Energía Año Medio GWh)
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
DEMANDA	1 247	1 357	1 478	1 704	1 991	2 328	2 721	3 052	3 423	3 839	4 306	4 768	5 278
Pérdidas + Consumo Propio	196	214	227	261	302	347	401	444	491	544	602	656	720
GENERACION BRUTA	1 443	1 571	1 705	1 965	2 293	2 675	3 122	3 496	3 914	4 383	4 908	5 424	5 998
HIDROELECTRICAS													
Jurón Marinaid	160	160	160	160	160	160	160	160	100	160	160	100	160
Los Enclavos	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Michatoyas	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Rio Hondo	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
San María 1	35	35	35	35	15	35	35	35	13	35	35	12	35
El Porvenir	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Aquacapa	--	45	380	380	300	380	380	380	200	380	380	200	380
Pueblo Viejo - Quixal	--	--	--	1 282	1 610	1 710	1 710	1 710	1 530	1 710	1 710	1 560	1 710
Santa María 2	--	--	--	--	100	254	254	254	254	254	254	254	254
Chulac	--	--	--	--	--	--	--	--	1 716	1 716	1 716	1 716	1 716
Xalala	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	20	1 474	1 474
SUBTOTAL HIDRO	303	348	683	1 965	2 293	2 647	2 647	2 647	3 914	4 363	4 383	5 424	5 837
TERMoeLECTRICAS													
Escuintla Vapor 1	224	224	224	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Escuintla Vapor 2	371	371	371	R	R	18	R	228	R	R	R	R	R
Laguna Vapor	231	C.C	C.C	R	R	R	C.C	C.C	R	R	C.C	R	R
Escuintla Gas 1	R	R	R	P.B	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Escuintla Gas 2	R	R	R	P.B	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Escuintla Gas 3	125	125	16	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Escuintla Gas 4	125	92	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Laguna Gas 1	R	R	R	P.B	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Laguna Gas 2	64	C.C	C.C	R	R	R	C.C	C.C	R	R	C.C	R	R
Laguna Gas 3	R	C.C	C.C	R	R	R	C.C	C.C	R	R	C.C	R	R
Ciclo Combinado	--	411	411	--	--	--	265	411	--	--	315	--	--
Diesel San Felipe	R	R	R	P.B	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Diesel EEGSA	R	R	R	P.B	--	--	--	--	--	--	--	--	--
SUBTOTAL TERMO	1 140	1 223	1 072	--	--	18	265	639	--	--	315	--	--
GEOTERMICAS													
Zunil	--	--	--	--	--	10	210	210	R	20	210	R	161
SUBTOTAL GEOTERMICO	--	--	--	--	--	10	210	210	R	20	210	R	161
TOTAL	1 443	1 571	1 705	1 965	2 293	2 665	3 123	3 496	3 914	4 383	4 908	5 424	5 998

. Plantas de Vapor. C. Ciclo Combinado. R. Poca de Servicio. D. Dificultad de Energía. Energía Térmica.
Plantas de Vapor: 7.000 Horas Anuales. Plantas Combinadas: 7.000 Horas Anuales. Turbinas de Gas y Diesel.
5.000 Horas Anuales.

Cuadro M

Flujos de Costos
(US \$ M de enero 1981)

Año	Inversión	Combustibles	Operación y Mantenimiento	Total
1	52572.00	0.00	0.00	52572.00
2	63087.00	0.00	0.00	63087.00
3	68344.00	0.00	0.00	68344.00
4	131431.00	0.00	0.00	131431.00
5	131431.00	54205.00	6329.00	191965.00
6	78858.00	0.00	7102.00	85 960.00
7	0.00	0.00	8289.00	8289.00
8	0.00	0.00	9190.00	9190.00
9	0.00	1289.00	10122.00	11411.00
10	0.00	15605.00	11613.00	27218.00
11	0.00	40499.00	12735.00	43234.00
12	0.00	0.00	15802.00	15802.00
13	0.00	0.00	16760.00	16760.00
14	0.00	18546.00	18364.00	36910.00
15	0.00	0.00	21342.00	21342.00
16	0.00	0.00	22651.00	22651.00

Nota: Año 1 corresponde a 1977

Cuadro N

(Pág. 14 de 16)

Alternativa II

Flujo de Costos
(US \$ M de enero 1981)

Año	Inversión	Combustibles	Operación y Mantenimiento	Total
1	54807.00	0.00	0.00	54807.00
2	54174.00	0.00	0.00	54174.00
3	47706.00	0.00	0.00	47706.00
4	78848.00	0.00	0.00	78848.00
5	111345.00	91386.00	6239.00	208970.00
6	117548.00	54473.00	6315.00	178836.00
7	61295.00	0.00	7974.00	69269.00
8	0.00	0.00	9190.00	9190.00
9	0.00	1289.00	10122.00	11411.00
10	0.00	15605.00	11613.00	27218.00
11	0.00	40499.00	12735.00	53234.00
12	0.00	0.00	15802.00	15802.00
13	0.00	0.00	16760.00	16760.00
14	0.00	18546.00	18364.00	36910.00
15	0.00	0.00	21342.00	21342.00
16	0.00	0.00	22651.00	22651.00

Nota: Año 1 corresponde a 1977.

Alternativa III
Flujos de Costos
(US \$ M de enero 1981)

(Pág. 15 de 16)

<u>Año</u>	<u>Inversión</u>	<u>Combustibles</u>	<u>Operación y Mantenimiento</u>	<u>Total</u>
1	54807.00	0.00	0.00	54807.00
2	54174.00	0.00	0.00	54174.00
3	47706.00	0.00	0.00	47706.00
4	78848.00	0.00	0.00	78848.00
5	105145.00	91386.00	6239.00	202770.00
6	105145.00	71345.00	6871.00	183361.00
7	52572.00	0.00	7974.00	60546.00
8	27326.00	0.00	9190.00	36516.00
9	0.00	1289.00	10122.00	11411.00
10	0.00	15605.00	11613.00	27218.00
11	0.00	40499.00	12735.00	53234.00
12	0.00	0.00	15802.00	15802.00
13	0.00	0.00	16760.00	16760.00
14	0.00	18546.00	18364.00	36910.00
15	0.00	0.00	21342.00	21342.00
16	0.00	0.00	22651.00	22651.00

Nota: Año 1 corresponde a 1977

Cuadro 2

Alternativa IV

Flujos de Costos
(US \$ M de enero 1981)

<u>Año</u>	<u>Inversión</u>	<u>Combustibles</u>	<u>Operación y Mantenimiento</u>	<u>Total</u>
1	54113.00	0.00	0.00	54113.00
2	53488.00	0.00	0.00	53488.00
3	47102.00	0.00	0.00	47102.00
4	77850.00	0.00	0.00	77850.00
5	109935.00	91386.00	5239.00	207560.00
6	116060.00	55056.00	6815.00	177931.00
7	60519.00	0.00	7918.00	68437.00
8	0.00	0.00	9120.00	9120.00
9	0.00	5584.00	10652.00	16236.00
10	0.00	19124.00	12143.00	31267.00
11	0.00	44801.00	13265.00	58066.00
12	0.00	0.00	15732.00	15732.00
13	0.00	0.00	16750.00	16750.00
14	0.00	22066.00	18354.00	40420.00
15	0.00	0.00	21272.00	21272.00
16	0.00	0.00	22641.00	22641.00

Nota: Año 1 corresponde a 1977.