

PÚBLICO

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

**COLOMBIA**

**CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS, S.A.**

**(CO0103; 125/OC-CO)**

**PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

**1965**

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S. A.

I N D I C E

	<u>Página</u>
Resumen	1-4
I - Introducción	5-6
II - El Prestatario	7-15
A - Identidad	7
B - Objeto	7
C - Organización	7-9
D - Régimen Económico y Financiero	9
E - Tarifas	9-11
F - Situación Financiera	11-13
G - Reputación de la Empresa	13-14
H - Capacidad Legal	14
I - Garantía	14
J - Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS)	14-15
III - El Proyecto	16-22
A - Programa	16
B - Descripción del Proyecto	16
C - Descripción de Obras	16-18
D - Asistencia Técnica	18
E - Costo Total del Proyecto	18-19
F - Plan de Financiamiento	19-20
G - Localización de la Planta y Planes de Ingeniería	21
H - Ejecución del Proyecto	21-22
I - Calendario de Trabajo y Programa de Adquisiciones	22
J - Procedimiento para la compra de bienes y contratación de servicios	22
IV - Justificación del Proyecto	23-34
A - Factibilidad Técnica	23
B - Pronóstico de la Situación Financiera	23-24
C - Disponibilidad de Factores	24
D - Justificación Económica del Proyecto	25
E - Resumen de la Situación Económica de Colombia	25-28
F - Relación del Proyecto con el Desarrollo Económico del País	28
G - Relación del Proyecto con el Desarrollo Económico de la Región	28-31
H - Capacidad de Endeudamiento del País	31-34
1. La Deuda Pública Externa	31-32
2. Evaluación de la Capacidad del País para atender al servicio de la Deuda Exterior	33-34

## I N D I C E (Cont.)

	<u>Pagina</u>
V - Conclusiones y Recomendaciones	35-36

## A N E X O S

ANEXO A - COLOMBIA: Préstamos aprobados por el BID al 31 de Agosto de 1965

ANEXO B - Informe Técnico

ANEXO C - Informe Financiero

ANEXO D - Informe Jurídico

RESUMEN DE LA PROPUESTA DE PRESTAMO

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S. A.

COLOMBIA

1. Prestatario:

Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A. (CHEC), entidad de carácter comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propio y con domicilio en la ciudad de Manizales, Departamento de Caldas. Sus acciones han sido suscritas y pagadas en un 75% por el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico de Colombia (ELECTRAGUAS) y en un 25% por el Departamento de Caldas y 12 municipalidades.

2. Cantidad y tipo de moneda: 1/

Hasta el equivalente de US\$8,1 millones, que serán destinados íntegramente a financiar los costos en divisas por concepto de adquisición de bienes y servicios del exterior.

3. Fuente de Fondos:

Los recursos ordinarios de capital del Banco.

4. Garantía:

La fianza solidaria de la República de Colombia.

5. Descripción del Proyecto:

Consiste en la construcción de la Central Hidroeléctrica de San Francisco, cerca de la ciudad de Manizales, en el Departamento de Caldas, la que en su primera etapa comprendería la instalación de 90,000 KW de capacidad generadora, mediante dos unidades de 45,000 KW cada una. Las principales obras que se realizarían en dicha primera etapa, son las siguientes: embalse y presa, canal de aducción, bocatoma, dos tuberías de presión, casa de máquinas, sistema de transmisión de San Francisco-La Esmeralda, obras de distribución primaria en Manizales, distribución en baja tensión y obras menores complementarias.

6. Plazo, amortización, intereses y desembolsos:

El préstamo sería amortizado en las monedas desembolsadas en el plazo de 16 años contados a partir de la fecha del contrato, mediante 24 cuotas semestrales, iguales y consecutivas, la primera de las cuales se pagaría 4-1/2 años después de la fecha de la firma del contrato. Cada cuota

1/ Se utilizó el tipo de cambio de Col.\$10.00 = US\$1.00, tipo representativo al momento que CHEC confeccionó su proyecto. Se consideraron valores constantes en términos de dólares.

incluiría las cantidades necesarias para la amortización del capital y el pago de los intereses. El interés sería de 6% anual sobre saldos deudores y pagadero en las monedas desembolsadas. Los intereses correspondientes a los primeros 8 semestres a partir de la fecha del contrato, podrían ser cargados, a solicitud del deudor, al monto del préstamo. La comisión de compromiso, pagadera en dólares, sería del 1% anual sobre los saldos no desembolsados y se comenzaría a devengar a los 60 días de la fecha del contrato. Los desembolsos se realizarían dentro de un plazo de 4 años contados a partir de la firma del contrato.

## 7. Costo del Proyecto:

El costo total del proyecto se estima en el equivalente de US\$16,9 millones, de los cuales US\$8,4 millones representarían aproximadamente costos en divisas. A continuación, se presenta un cuadro resumen del costo total del proyecto.

(Equivalente en miles de dólares)

	Costos Divisas	Costos Locales	Total	%
A. <u>Central Generadora de San Francisco</u>	<u>5.809</u>	<u>6.459</u>	<u>12.268</u>	<u>72,7</u>
i) Terrenos y servidumbres	-	74	74	0,4
ii) Obras civiles	-	5.004	5.004	29,7
iii) Maquinaria y equipos	5.359	486	5.845	34,6
iv) Ingeniería (estudios y dirección de obras)	450	-	450	2,7
v) Campamento y otros gastos	-	895	895	5,3
B. <u>Transmisión y Distribución</u>	<u>1.524</u>	<u>2.001</u>	<u>3.525</u>	<u>20,8</u>
i) Línea de transmisión 115 KV	113	92	205	1,2
ii) Subestaciones de 115 KV	413	127	540	3,2
iii) Distribución primaria Manizales	261	201	462	2,7
iv) Líneas y subestaciones de 33 KV fuera de Manizales	240	173	413	2,4
v) Instalaciones de 13,2 KV y baja tensión	355	1.052	1,407	8,4
vi) Edificios Generales (bodegas, talleres, garages, etc.) en Manizales	-	170	170	1,0
vii) Costos indirectos y generales	<u>142</u>	<u>186</u>	<u>328</u>	<u>1,9</u>
C. <u>Otros Costos</u>	<u>1.097</u>	<u>-</u>	<u>1.097</u>	<u>6,5</u>
i) Intereses durante construcción	865	-	865	5,1
ii) Comisión de compromiso	132	-	132	0,8
iii) Asistencia Técnica (Reorganización Administrativa)	80	-	80	0,5
iv) Gastos de Inspección y Vigilancia	<u>20</u>	<u>-</u>	<u>20</u>	<u>0,1</u>
Total (A + B + C)	<u>8.430</u>	<u>8.460</u>	<u>16.890</u>	<u>100.0</u>

8. Plan de Financiamiento:

El proyecto sería financiado como sigue:

(Equivalente en miles de dólares)

	Monedas de Origen		Monedas de Uso		Total	%
	Externo	Local	Externo	Local	(1+2=3+4)	
	(1)	(2)	(3)	(4)		
A. Préstamo del BID	8.100	-	8.100	-	8.100	48,0
B. Recursos Locales	330	8.460	330	8.460	8.790	52,0
1. Aporte de ELECTRAGUAS	-	3.500	-	3.500	3.500	20,7
2. Aporte de CHEC	330	4.960	330	4.960	5.290	31,3
Total A + B	8.430	8.460	8.430	8.460	16.890	100.0
%	49.9	50.1	49.9	50.1	100.0	

9. Justificación Económica del Proyecto:

El Proyecto de San Francisco está contemplado en el Plan General de Desarrollo Económico y Social de Colombia, y figura en la "Lista de Proyectos" de realización inmediata del Grupo Consultivo para Colombia que encabeza el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento. El proyecto forma parte del Plan Quinquenal de Desarrollo y Diversificación Económica 1964/1968 que el Departamento de Caldas ha emprendido con objeto de reducir la dependencia de la economía departamental de la producción cafetera y contribuir, de ese modo, a la diversificación de la economía nacional. El Departamento Administrativo de Planeación y Servicios Técnicos de Colombia lo ha clasificado como de altísima prioridad.

El proyecto contribuirá a un mayor desarrollo industrial del Departamento de Caldas y coadyuvará al desarrollo equilibrado de la economía del país, mediante el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos de la región y la ocupación de mano de obra que, de otro modo, emigraría a los centros industriales de Bogotá, Medellín y Cali. Se estima que la instalación de la planta de San Francisco permitirá al sistema de la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC) incrementar su producción de energía de un total estimado en 1965 en aproximadamente 208 millones de KWH, a cerca de 515 millones de KWH. Las ventas directas a los consumidores por parte de CHEC subirán de 113 millones de KWH en 1965 a 176 millones de KWH en 1969, previéndose que continúen aumentando a una tasa anual de 9% aproximadamente. Las ventas en bloque, que se estiman para 1965 en 95 millones de KWH, ascenderían a 339 millones de KWH en 1969.

En comparación con una alternativa termoeléctrica, la ganancia bruta de divisas a obtenerse en este proyecto como consecuencia de la no utilización de combustible, podría llegar a US\$800.000 anuales aproximadamente en la primera etapa.

La construcción de la Central Hidroeléctrica de San Francisco es la solución más conveniente para hacer frente a la demanda de energía eléctrica prevista a partir del año 1969. Se estima que los ingresos por venta de energía serán suficientes para cubrir los gastos de explotación, proporcionar a la Empresa una adecuada rentabilidad y cumplir oportunamente con el servicio del préstamo del BID.

10. Préstamos otorgados a Colombia:

Hasta el 31 de agosto de 1965, el BID había otorgado a Colombia 26 préstamos por un total equivalente a US\$119,5 millones, como sigue:

(En millones de dólares)

<u>Fuente de Recursos</u>	<u>No. de Préstamos</u>	<u>Monto 1/ Aprobado</u>	<u>Importe Desembolsado</u>
Capital Ordinario	14	61,7	23,4 <u>2/</u>
Fondo para Operaciones Especiales	3	7,9	0,8
Fondo Fiduciario de Progreso Social	<u>9</u>	<u>49,9</u>	<u>22,8</u>
Total	<u>26</u>	<u>119,5</u>	<u>47,0</u>

11. Conclusión:

El Departamento de Operaciones, con base a los estudios del Comité de Proyecto, eleva este documento de préstamo al Presidente del Banco a fin de que, si lo tiene a bien, someta a la aprobación del Directorio Ejecutivo el proyecto de resolución que se presenta separadamente.

---

1/ Ver Anexo A  
2/ Además existen cartas de crédito vigentes por US\$583.066.

## ANALISIS DEL PROYECTO

### I. INTRODUCCION

- 1.01 Con fecha 26 de octubre de 1964, la Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A. (CHEC), previa autorización del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS) - propietaria del 75,2% de sus acciones -, presentó al Banco una solicitud de préstamo por US\$7,7 millones, que utilizaría para cubrir parte del costo de erección de la Central Hidroeléctrica de San Francisco. Esta solicitud se incrementó a US\$8,1 millones, al incluirse US\$100.000 para asistencia técnica y gastos de inspección y ajustarse algunas partidas del proyecto.
- 1.02 CHEC ha venido desarrollando un vasto programa de expansión de los servicios eléctricos del Departamento de Caldas. Este programa contempla de manera especial la ejecución del proyecto hidroeléctrico de San Francisco, a que se refiere el presente documento de préstamo.
- 1.03 Este proyecto fue incluido en la lista de proyectos de realización inmediata del Grupo Consultivo para Colombia, que encabeza el Banco Mundial, en la reunión que celebró en mayo de 1964.
- 1.04 Los estudios técnicos y económicos del proyecto fueron revisados por el Departamento Administrativo de Planeación y Servicios Técnicos de Colombia. Con fecha 30 de octubre de 1964, dicho Departamento expresó que el citado proyecto estaba de acuerdo con las metas del Plan de Desarrollo Económico y Social de Colombia, y que recomendaba su consideración favorable por parte del BID. Recientemente, con fecha 23 de agosto de 1965, el propio Departamento clasificó a este proyecto como de altísima prioridad.
- 1.05 Con anterioridad al 26 de octubre de 1964, CHEC había solicitado al BIRF un financiamiento por US\$7,7 millones para el proyecto de San Francisco. Al expresar esta última institución que no podría considerar esa solicitud hasta tanto se terminara el estudio sobre interconexión eléctrica, que estaba llevando a cabo la firma inglesa "Mertz-McClellan", CHEC optó por retirarla ya que estimó que esa demora atrasaría la ejecución del proyecto "San Francisco".
- 1.06 Se hace notar que el sistema eléctrico de CHEC está interconectado con el sistema eléctrico de la Corporación del Valle del Cauca (CVC), lo que permite suministrar a esta última una cuota apreciable de energía excedente, según se explica ampliamente en el Informe Técnico.
- 1.07 Además del estudio citado en el párrafo 1.05, se están llevando a cabo otros por la Middle West Service Corp. de carácter administrativo y financiero sobre la interconexión eléctrica de Colombia.
- 1.08 Posteriormente, el 24 de febrero de 1965, el BIRF notificó por escrito a CHEC que no tenía objeciones a que CHEC negociara directamente con el BID, el financiamiento requerido para llevar adelante las obras de construcción e instalación de la Central Hidroeléctrica San Francisco.



- 1.09 El BIRF ha otorgado dos préstamos a CHEC. El primero, en 1950, por US\$2,6 millones, al 4% de interés anual y a un plazo de 20 años; y el segundo, en 1959, por US\$4,6 millones, al 5-3/4% de interés anual y a un plazo de 20 años. Ambos préstamos han sido desembolsados totalmente, y la Empresa está atendiendo normalmente el servicio de la deuda de los mismos.
- 1.10 Una Misión del BID visitó la planta y oficinas del solicitante durante el mes de junio último, con objeto de evaluar aspectos técnicos y financieros del prestatario y del proyecto.

## II. EL PRESTATARIO

### A. Identidad

- 2.01 Originalmente, en 1944, la Empresa se organizó como una sociedad de responsabilidad limitada con la participación del Gobierno Nacional, el Departamento de Caldas y 5 Municipalidades.
- 2.02 El 9 de septiembre de 1950, esta entidad fue disuelta, constituyéndose para reemplazarla la sociedad denominada "Central Hidroeléctrica de Caldas, Ltda.", con la participación del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, el Departamento de Caldas y 8 Municipalidades, que después se elevaron hasta el número de 12.
- 2.03 El 2 de diciembre de 1963, mediante acuerdo de los socios de la "Central Hidroeléctrica de Caldas, Ltda.", se decidió la transformación de la misma en sociedad comercial anónima, denominándose a partir de ese momento "Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A." Se trata pues de una entidad de carácter comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propio, y con domicilio en la ciudad de Manizales, Departamento de Caldas.
- 2.04 De ese modo CHEC pasó a ser una filial del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, ya que éste posee el 75,2% de las acciones emitidas y pagadas de aquella.

### B. Objeto

- 2.05 El objeto de la sociedad es: a) beneficiar las aguas de los ríos Chinchiná, Campoalegre, San Francisco y demás que fuere necesario o conveniente, del Departamento de Caldas, atendiendo a la reforestación de las hoyas hidrográficas aludidas y en general a la conservación de las aguas, para la producción de luz, calor y fuerza eléctrica, y otros, y la prestación de los respectivos servicios; b) beneficiar y explotar cualquier otra fuente o forma de energía para los mismos fines con el objeto de prestar este servicio a las ciudades del Departamento de Caldas o fuera de él; prefiriéndose, en este caso, como en el anterior, para la prestación del servicio de suministro de energía, a los Municipios accionistas; c) establecer líneas de transmisión y subestaciones elevadoras o rebajadoras de voltaje para transporte y uso de energía eléctrica; d) explotar plantas generadoras de energía eléctrica para usos públicos, industriales y domésticos; e) comprar y vender toda clase de bienes muebles o inmuebles con destino a la realización o al incremento del objeto de la Sociedad; f) producir, distribuir y vender toda clase de artículos eléctricos; g) hacer inversiones en corporaciones o entidades de crédito, con el fin de utilizar los servicios de éstas.

### C. Organización y Administración

- 2.06 La dirección, administración y control de los negocios de la sociedad están a cargo de los siguientes órganos: a) Asamblea General de Accionistas; b) Junta Directiva y c) Gerente.

- 2.07 La dirección suprema de los negocios sociales corresponde a la Asamblea General, la que está integrada por todos los accionistas y presidida por el Gerente de la sociedad.
- 2.08 La Asamblea General de Accionistas tiene, entre otras, las funciones siguientes: a) ejercer la dirección suprema de los negocios sociales; b) nombrar y remover libremente al Gerente, al Sub-Gerente, al Revisor Fiscal y su suplente (éstos dos últimos se nombran de una terna que somete la Contraloría General de la República) y a cinco Consejeros principales y sus suplentes, y en general a todos los empleados cuya provisión le corresponda, señalando las respectivas remuneraciones; c) examinar, fenecer definitivamente o glosar las cuentas y balances, y el inventario general que le presenten los administradores; d) disponer de las utilidades que resulten establecidas por el Balance General, una vez deducidas las sumas que deben llevarse a la reserva legal, a las estatutarias, o a las que la misma Asamblea establezca.
- 2.09 La Junta Directiva está compuesta por 5 directores principales quienes, en su orden, son los suplentes del Gerente o del Sub-Gerente cuando éste esté llenando las funciones de aquél. La preside el Gerente o quien haga sus veces, y actúa de secretario el que lo sea de la sociedad.
- 2.10 Los directores duran en sus puestos por el término de un año y pueden ser reelegidos indefinidamente, o removidos libremente por la Asamblea General de Accionistas antes del vencimiento de su período.
- 2.11 Son funciones de la Junta Directiva, entre otras, las siguientes: 1) nombrar y remover libremente a los empleados cuyo nombramiento y remoción no corresponden a la Asamblea General de Accionistas; 2) dictar los reglamentos que regulen la marcha de la Sociedad; 3) autorizar o aprobar contratos hasta por el 10% del fondo social, considerada su cuantía globalmente; 4) presentar a la Asamblea en sus reuniones ordinarias un informe relacionado con la marcha de los negocios sociales; 5) intervenir en todas las actuaciones que no estén prohibidas a la sociedad y que tengan por objeto adquirir, enajenar, hipotecar, gravar o limitar bienes raíces, recibir dinero en mutuo y celebrar actos y contratos cuya cuantía exceda a \$50.000 moneda legal; 6) autorizar la compra en el exterior o en el interior del país, de maquinaria, elementos, y equipo de trabajo, sin limitación de cuantía y de acuerdo con el Gerente; 7) aprobar contratos de construcción de parte o la totalidad de las obras de ensanche de los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica; y, 8) fijar y modificar las tarifas para la prestación de los servicios de energía.
- 2.12 La gestión, dirección y administración inmediata de los negocios sociales están a cargo del Gerente, quien es el representante legal y extrajudicial de la sociedad, y dura en sus funciones por el término de un año, pudiendo ser reelegido indefinidamente y removido libremente antes del vencimiento de su período.
- 2.13 El Gerente, además, preside las reuniones de la Asamblea General y de la Junta Directiva, celebra los contratos que tiendan a la realización de los fines sociales, cuando la cuantía no exceda de Col.\$50.000, y

vela porque la recaudación e inversión de los fondos de la sociedad se haga de manera oportuna y escrupulosa.

- 2.14 El Revisor Fiscal es nombrado por la Asamblea General de Accionistas, por un período de un año, pudiendo ser reelegido indefinidamente, y reúne las condiciones que para tales funcionarios determinen las leyes.
- 2.15 CHEC cuenta actualmente con 550 empleados y obreros.

D. Régimen Económico y Financiero

- 2.16 A pesar de que CHEC es una sociedad comercial anónima, sujeta a las regulaciones y supervisión de la Superintendencia Nacional de Sociedades Anónimas, está exenta de impuestos en atención a la naturaleza de sus funciones (entidad de servicio público) y de sus accionistas (ELECTRAGUAS, gobierno departamental y municipios).
- 2.17 El control técnico y financiero de CHEC, es ejercido por ELECTRAGUAS, su principal accionista, a través de la Junta Directiva y de la Asamblea General de Accionistas.
- 2.18 La principal fuente de ingresos de explotación de CHEC es la proveniente de la venta de energía eléctrica. Cuenta, además, con recursos que le transfiere el Departamento de Caldas y que se derivan de un impuesto a los licores, de aportes de capital y otras contribuciones.

E. Tarifas

- 2.19 La Empresa fue autorizada en octubre de 1963, a incrementar en un 100% las tarifas que venía aplicando a los consumidores por el suministro de energía eléctrica.
- 2.20 No obstante la autorización anterior, la Junta Directiva de CHEC estimó suficiente elevar sus tarifas en sólo un 50%, a partir de octubre de 1963 y hasta tanto experimentare un aumento sustancial en sus gastos de explotación que trajera como consecuencia una apreciable disminución en la rentabilidad sobre su inversión inmovilizada, lo que no ha ocurrido hasta el presente.
- 2.21 Seguidamente se presenta un detalle estimado de la venta de energía para 1965:

<u>Clase de Consumidor</u>	<u>No. de Consumidores</u>	<u>KWH Millones</u>	<u>Ingreso en Col.\$ Millones</u>	<u>Ingreso Medio cts./KWH</u>
<u>Distribución Directa CHEC</u>				
Residencial	36.200	53,8	8,62	16,1
Comercial	4.150	14,5	2,44	16,8
Industrial (Exc. Cemento)	455	24,0	2,54	10,6
Fábrica Cemento, Caldas	1	9,0	0,87	9,7
Alumbrado Público	20	4,2	0,08	1,9
Oficiales y otros	1,040	7,2	0,46	6,1
	<u>41.866</u>	<u>112,7</u>	<u>15,01</u>	<u>13,3</u>
<u>Ventas en bloque</u>				
Otras Empresas (Depto. Caldas)	16	35,0	3,46	9,9
CVC (Depto. del Valle)	1	60,0	3,00	5,0
Total	<u>41.883</u>	<u>207,7</u>	<u>21,47</u>	<u>10,3</u>

- 2.22 Debe señalarse que la venta en bloque de energía a la CVC, se factura a base de 5 centavos de peso colombiano por KWH, debido a que se trata de sobrante de energía, no habiendo obligación de suministrarla en aquellas oportunidades en las cuales CHEC no tuviera disponibilidades.
- 2.23 La estructura de las tarifas vigentes de CHEC, para los consumidores de energía, es como sigue:
- i) Residencial sin contador: 2,5 cts. por vatio instalado/mes, con un cargo mínimo mensual de Col.\$4,20.
  - ii) Comercial sin contador: 3 cts. por vatio instalado/mes, con un cargo mínimo mensual de Col.\$5,20.
  - iii) Residencial con contador: Los primeros 100 KWH a 15,5 cts. por KWH, incrementándose progresivamente dicho precio unitario hasta un máximo de 16,25 cts. por KWH para consumos de 1.001 KWH en adelante; cargo mínimo mensual Col.\$4,20.
  - iv) Comercial con contador: Los primeros 100 KWH a 16 cts. por KWH, incrementándose dicho precio unitario hasta un máximo de 17,75 cts. por KWH para consumos de 501 KWH en adelante.
  - v) Industrial, a) con carga conectada hasta 20 KW: consumo, KWH 7,75 cts. y un cargo fijo mensual por HP o fracción de carga conectada: de Col.\$ 2,50.

- b) con carga conectada superior a 20 KW: consumos que se realicen entre las 17 y las 21 horas, 14 cts. por KWH; consumos que se realicen entre las 21 y las 17 hs., 7,75 cts. por KWH. Cargo fijo mensual por HP o fracción de carga conectada o de demanda máxima mensual, Col.\$ 2,50.

vi) Oficial y alumbrado público,

- a) por vatio instalado 1,5 cts. por mes;
- b) por contador 6,75 cts. por KWH.

- vii) En bloque: a) consumo: 8,5 cts. por KWH, cargo por demanda máxima, por KW Col.\$4,00;
- b) a CVC se le vende, si hay energía sobrante, a 5 cts. el KWH.

2.24 De esta estructura tarifaria resultan los siguientes precios medios de venta, estimados para 1965, según la clase de consumidor:

<u>Clase de Consumidor</u>	<u>Cts. de Col.\$/KWH</u>
Doméstico	16
Industrial	10
Alumbrado Público	4,5
Todos los consumidores	13,3

2.25 A continuación se comparan los ingresos promedios por KWH obtenidos durante 1964, por CHEC y otras empresas de energía eléctrica:

	<u>Ctvs. por KWH</u>
Centrales Eléctricas del Tolima, S. A.	14,6
Centrales Eléctricas del Huila, S. A.	14,6
Centrales Eléctricas del Norte de Santander, S. A.	14,8
Empresas Públicas de EMCALI (en 1965-15.6)	10,4
Lima, Perú	16,0
<u>CHEC</u>	
Distribuido directamente (exc. venta bloques)	12,6
Incluyendo venta en bloques	11,1

#### F. Situación Financiera

2.26 El capital autorizado está representado por 100.000 acciones nominativas, con un valor nominal de Col.\$1.000 cada una, ascendiendo en total a Col.\$100 millones.

- 2.27 El capital suscrito, emitido y pagado, asciende a Col.\$76.342.000 y se descompone como sigue:

<u>Accionistas</u>	<u>(Miles de Col.\$)</u>	<u>%</u>
Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico	57.379	75,2
Departamento de Caldas y 12 Municipidades	<u>18.963</u>	<u>24,8</u>
Total	<u>76.342</u>	<u>100,0</u>

- 2.28 La situación financiera de la Empresa se resume en el Balance que se consigna seguidamente, expresado en términos de dólares. Para el efecto, el activo fijo fue revaluado y se convirtió a la tasa de cambio que regía en la fecha de su adquisición y el pasivo corriente y la deuda a largo plazo en moneda extranjera se consignan de conformidad con los compromisos contraídos. 1/

(en miles de US\$)

Activo

<u>Activo Fijo</u> , en uso, deducida depreciación acumulada	17.300
Construcciones en proceso	<u>314</u>
	17.614
<u>Activo Corriente</u>	934
<u>Otros Activos</u>	<u>545</u>
Total del Activo	<u>19.093</u>

Pasivo y Capital

Capital Neto	12.559
Deuda a Largo Plazo	5.166
Pasivo Corriente	1.217
Otros Pasivos	<u>151</u>
Total Pasivo y Capital	<u>19.093</u>

- 1/ Si bien, los estados financieros presentados por CHEC no se hallan dictaminados por auditores independientes, ellos han sido estudiados y ajustados en el terreno por una misión del BID. Se establecería como condición que CHEC presente sus estados financieros certificados a partir del correspondiente a 1965.

- 2.29 El índice del activo corriente al pasivo corriente que se determina con vistas al anterior balance, resulta ser de 0,8 a 1. No obstante ser dicho índice desfavorable, debe destacarse que CHEC ha obtenido préstamos

a largo plazo que le han permitido cumplir con sus obligaciones a corto plazo.

- 2.30 Las cuentas a cobrar, menos la provisión para cuentas dudosas, que por un importe equivalente de US\$261.000 se incluyen en el activo corriente, representan el total facturado por el suministro de energía eléctrica durante 2 meses aproximadamente, lo que se considera normal.
- 2.31 La relación de la deuda total a capital neto es de 0,5 a 1, la que es financieramente satisfactoria.
- 2.32 Seguidamente se presenta un extracto del Estado de Pérdidas y Ganancias, de los años terminados en 31 de diciembre de 1963 y 1964, respectivamente:

(Equivalente en miles de dólares)

	1 9 6 4		1 9 6 3	
	Importe	%	Importe	%
Venta de Electricidad	1.763	95,1	1.103	95,8
Otros Ingresos	<u>90</u>	<u>4,9</u>	<u>48</u>	<u>4,2</u>
Total Ingresos de Explotación	1.853	100,0	1.151	100,0
<u>Menos:</u>				
Gastos de Explotación	<u>1.151</u>	<u>62,1</u>	<u>775</u>	<u>67,3</u>
Ingreso Neto de Explotación	702	37,9	376	32,7
<u>Menos:</u>				
Gastos de intereses y Pérdidas en Cambio Extranjero	<u>510</u>	<u>27,5</u>	<u>219</u>	<u>19,0</u>
<u>Utilidad Neta del Año</u>	<u>192</u>	<u>10,4</u>	<u>157</u>	<u>13,7</u>

- 2.33 CHEC ha tenido un desenvolvimiento satisfactorio, ya que obtuvo utilidades netas por poco más de 12 millones de pesos colombianos, durante el período comprendido entre 1959 y 1963. En igual período de tiempo, el capital neto se elevó de 37,7 millones a 73,3 millones de pesos colombianos, tanto por retención de utilidades netas como por ventas de nuevas acciones.
- 2.34 Los ingresos netos de explotación representaron en 1964 el 4% de la inversión inmovilizada.
- G. Reputación de la Empresa
- 2.35 CHEC tiene buena reputación y cuenta con personal técnico competente, lo que pudo confirmarse por la misión del Banco que recientemente visitó la Empresa mencionada. Las referencias obtenidas por el Ingeniero



Residente del BID fueron favorables. Sin embargo, se ha encontrado que la organización administrativa de CHEC es deficiente y que no se utiliza un sistema de contabilidad satisfactorio. Para el efecto se recomienda el otorgamiento de asistencia técnica (ver párrafo 3.17).

H. Capacidad Legal

- 2.36 Según escritura constitutiva, la sociedad puede adquirir, conservar, gravar y enajenar toda clase de bienes raíces o muebles que sean necesarios para el logro de sus fines principales; girar, aceptar, negociar, descontar, etc. toda clase de instrumentos negociables y demás documentos civiles y comerciales; tomar dinero en mutuo, con garantías reales o personales o sin ellas, siendo la anterior enumeración enunciativa.
- 2.37 Son funciones de la Junta Directiva, además de las citadas anteriormente, tomar dinero en préstamo en el interior o en el exterior del país, a menos que tales operaciones comprometan más del 20% del capital social, en cuyo caso se requerirá la aprobación previa de la Asamblea General. (Véase Informe Legal).

I. Garantía

- 2.38 Se ha ofrecido la fianza solidaria de la República de Colombia. Se encuentra pendiente de promulgación la ley que facultará al Poder Ejecutivo para otorgar garantías por US\$400 millones, ya que ha sido totalmente utilizada la cantidad que le fue autorizada por la Ley 129 de 1959, incluyendo la ampliación de 1962.

J. Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS)

- 2.39 ELECTRAGUAS fue creado en 1946 por Ley No. 80; en 1955 pasó a integrar la Corporación Nacional de Servicios Públicos. En 1957, según Decreto No. 1368, el Instituto recuperó su personalidad jurídica original de entidad autónoma, al disolverse la Corporación.
- 2.40 ELECTRAGUAS es una entidad de servicio público, descentralizada, con autonomía administrativa, personalidad jurídica y patrimonio independiente aportado, directa o indirectamente, por el Estado. Su domicilio principal está en la ciudad de Bogotá, D. E.
- 2.41 ELECTRAGUAS funciona principalmente como compañía tenedora de acciones (holding company) y su capital está mayormente invertido en 15 sociedades (filiales departamentales), dedicadas a la producción y venta de energía eléctrica, entre las cuales se encuentra CHEC.
- 2.42 Entre otros figura como objetivo de ELECTRAGUAS la financiación de empresas electrificadoras filiales, bien sea en forma de aportes de capital o de préstamos directos o como garante de los préstamos obtenidos por ellas.
- 2.43 ELECTRAGUAS recibe actualmente del Gobierno el importe de las asignaciones que son aprobadas por el Congreso para propender el fomento eléctrico. Con cargo a esos fondos es que ELECTRAGUAS se ha comprometido

a financiar parte del costo total del proyecto de San Francisco, o sea, hasta Col.\$35 millones que, en su totalidad, se destinarían a cubrir costos locales.

- 2.44 El BID ha concedido hasta el presente, préstamos en favor del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, principal accionista de CHEC, por un total de US\$11,2 millones, con la finalidad de financiar los proyectos hidroeléctricos de Río Prado (hasta por US\$8,0 millones) y de ampliación de la Central Termoeléctrica de Tibú (integración Colombo-Venezolana) hasta por US\$3,2 millones.

### III. EL PROYECTO

#### A. Programa

- 3.01 El programa de CHEC está contemplado dentro del Plan de Desarrollo y Diversificación económica del Departamento de Caldas, y en la ejecución del mismo la empresa ha construido las Centrales de la Esmeralda y La Insula. La etapa siguiente de dicho programa es el proyecto de la Central Hidroeléctrica de San Francisco que aprovecharía las aguas de los ríos Campoalegre y Chinchiná, y que más adelante se ampliaría desviándose para ello las aguas del Río San Francisco.

#### B. Descripción del Proyecto

- 3.02 El proyecto consiste en la construcción de la Central Hidroeléctrica San Francisco, cerca de la ciudad de Manizales, en el Departamento de Caldas, con una capacidad generadora de 90.000 KW, instalándose para ello dos grupos de generadores de 45.000 KW cada uno y dos tuberías de presión, incluyendo una serie de obras complementarias a 115 KV, de subtransmisión y alimentación a 33 KV y 13,2 KV, y de distribución en Manizales y otras localidades del Departamento. Se contempla la ampliación de la planta, en una segunda etapa no incluida en el proyecto, en 45.000 KW adicionales, mediante la instalación de un tercer grupo generador y su correspondiente tubería de presión. La Central de San Francisco trabajaría en serie hidráulica con las centrales La Insula y La Esmeralda, propiedad ambas de CHEC, y constituiría el último paso de un aprovechamiento escalonado que terminaría en el Río Cauca.

#### C. Descripción de Obras

- 3.03 Este proyecto comprendería las obras básicas esenciales siguientes: a) en la central generadora: presa y embalse, aducción y bocatoma, tuberías de presión, casa de máquinas, maquinaria y equipo, subestación elevadora, y otras obras varias; b) líneas y subestaciones de 115 KV; c) obras de subtransmisión y distribución: distribución primaria en Manizales, líneas de 33 KV fuera de Manizales, subestaciones de 33 KV fuera de Manizales, instalaciones de 13,2 KV y baja tensión y otras obras.
- 3.04 Se crearía un embalse de aproximadamente 85 has. de superficie que almacenaría 9 millones de m<sup>3</sup>, con un volumen máximo utilizable de 4,9 millones de m<sup>3</sup>, en una terraza que se extiende al pie de la Central La Esmeralda, a unos 200 m. por encima del nivel del Río Cauca. Para formar el embalse se cerraría con una presa de tierra la quebrada que desciende desde la terraza al Río Cauca. La presa tendría una altura máxima de 40 m. con una longitud de cresta de 372 m. El volumen total de la presa se calcula en 650.000 m<sup>3</sup>.
- 3.05 Se construiría un canal de aducción de 700 m. de largo con capacidad de 90 m<sup>3</sup>/seg., revestido de hormigón en la sección mojada, con objeto de llevar el agua desde el embalse hasta las tuberías de presión. El canal terminaría en una cámara de carga, donde se ubicaría una estructura de hormigón con las bocatomas para tres tuberías de presión.

- 3.06 A partir de las bocatomas arrancarían 3 tuberías de presión de 3.10 m. de diámetro, construídas de acero, que serían enterradas en su tramo superior de 68 m. de longitud hasta el primer macizo de anclaje. En el tramo al aire libre se instalarían sólo dos tuberías. La longitud total de cada tubería sería de 475 m.
- 3.07 La casa de máquinas se construiría con capacidad para instalar 3 grupos generadores y acomodar las labores de montaje, salas de control y de tableros auxiliares, oficina taller y servicios para el personal. La superficie total que se edificaría sería de 1.200 m<sup>2</sup>. Las aguas se vaciarían en el Río Cauca mediante un canal de descarga de 20 m. de ancho.
- 3.08 Se instalarían dos grupos generadores, dejándose todo dispuesto para la ulterior instalación de un tercer grupo. Cada grupo constaría de una turbina Francis de eje vertical de 360 rpm. y equipos complementarios.
- 3.09 La subestación elevadora se ubicaría adyacente a la casa de máquinas, y sería equipada con 7 transformadores monofásicos de 13.8/115 KV, de 17,7 MVA; 3 por cada unidad más 1 de reserva. Existiría un simple sistema de barras de 115 KV.
- 3.10 Además, como obras complementarias de la central, se construirían los caminos de acceso a la presa, bocatoma y casa de máquinas, así como los empalmes con la carretera pública existente y un desvío del ferrocarril, y casas para los operadores.
- 3.11 Se instalaría una línea de 115 KV, de doble circuito, de 2,8 km. de longitud, que conectaría a la central San Francisco, en la subestación La Esmeralda, al sistema de alta tensión existente, y otra línea de 115 KV, de un circuito, de 18 km. de longitud, desde La Insula a Manizales, reforzándose la actual alimentación a 33 KV. A la entrada de la ciudad de Manizales se montaría una subestación transformadora de 115 KV a 33 KV. En la subestación La Rosa, se instalaría un nuevo banco transformador de 115/33 KV, de 15 MVA.
- 3.12 Se construiría un semianillo de doble circuito, de 33 KV, en torres de acero con una longitud de 10 Km., desde el cual se abastecerían 3 nuevas subestaciones ubicadas en los contornos de Manizales.
- 3.13 Se instalaría una nueva línea de 33 KV entre La Insula y Quinchía, con una longitud de 40 Km.
- 3.14 Fuera de Manizales se construirían dos nuevas subestaciones, y se ampliarían 6 subestaciones existentes de 33/13,2 KV.
- 3.15 Se construirían 200 Km. de línea trifásica de 13,2 KV, de un circuito en puntos extremos del sistema o como extensiones sub-urbanas de diversas redes de distribución. Además se instalarían 300 transformadores de distribución de 13,2 a baja tensión.

- 3.16 Por último, en el terreno de la futura subestación de 115 KV en Manizales se construirían varios edificios para bodegas, talleres, laboratorios, garages y otros servicios generales, con una superficie total de más de 4.000 m<sup>2</sup>.

D. Asistencia Técnica

- 3.17 Como se requiere una mejora sustancial de la organización administrativa y de los sistemas de contabilidad e información financiera, se recomienda la contratación de expertos a fin de que estudien esos aspectos, hagan las recomendaciones que fueren pertinentes para su implantación y asesoren al personal de la Empresa hasta que el mismo se familiarice con las mismas. Se ha incluido en el proyecto la cantidad equivalente a US\$80.000 para sufragar los gastos en que se incurra por la contratación de los mencionados expertos. Además, se contempla la cantidad de US\$450.000 para la contratación de una firma consultora de ingeniería que asesore a CHEC durante el período de construcción. (Véase 3.34).

E. Costo Total del Proyecto

- 3.18 El costo total del proyecto, incluyendo asistencia técnica, intereses y otros cargos financieros del préstamo durante el período de construcción, se estima ascendería a un equivalente de US\$16,9 millones, de los cuales US\$8,4 millones representarían, aproximadamente, costos en divisas de bienes y servicios del exterior. A continuación se presentan resumidos los rubros en los cuales se puede agrupar el costo del proyecto.

(Equivalente en miles de dólares)

	Costos Divisas	Costos Locales	Total	%
A. <u>Central Generadora de San Francisco</u>	<u>5.809</u>	<u>6.459</u>	<u>12.268</u>	<u>72,7</u>
i) Terrenos y servidumbres	-	74	74	0,4
ii) Obras civiles	-	5.004	5.004	29,7
iii) Maquinaria y equipos	5.359	486	5.845	34,6
iv) Ingeniería (estudios y dirección de obras)	450	-	450	2,7
v) Campamento y otros gastos	-	895	895	5,3
B. <u>Transmisión y Distribución</u>	<u>1.524</u>	<u>2.001</u>	<u>3.525</u>	<u>20,8</u>
i) Línea de transmisión 115 KV	113	92	205	1,2
ii) Subestaciones de 115 KV	413	127	540	3,2
iii) Distribución primaria Manizales	261	201	462	2,7
iv) Líneas y subestaciones de 33 KV fuera de Manizales	240	173	413	2,4
v) Instalaciones de 13.2 KV y baja tensión	355	1.052	1.407	8,4
vi) Edificios Generales (bodegas, talleres, garages, etc.) en Manizales	-	170	170	1,0
vii) Costos indirectos y generales	<u>142</u>	<u>186</u>	<u>328</u>	<u>1,9</u>

(Equivalente en miles de dólares)

	Costos Divisas	Costos Locales	Total	%
C. <u>Otros Costos</u>	<u>1.097</u>	<u>-</u>	<u>1.097</u>	<u>6,5</u>
i) Intereses durante construcción	865	-	865	5,1
ii) Comisión de compromiso	132	-	132	0,8
iii) Asistencia Técnica (Reorganización Administrativa)	80	-	80	0,5
iv) Gastos de Inspección y Vigilancia	<u>20</u>	<u>-</u>	<u>20</u>	<u>0,1</u>
Total (A + B + C)	<u>8.430</u>	<u>8.460</u>	<u>16.890</u>	<u>100,0</u>
%	<u>49,9</u>	<u>50,1</u>	<u>100,0</u>	

- 3.19 Los costos en divisas estimados para el proyecto se han basado en precios internacionales vigentes, incluyendo un margen de 10% para imprevistos.
- 3.20 Los costos en moneda local incluyen un margen de 25% para imprevistos y eventuales fluctuaciones de los precios.

F. Plan de Financiamiento

- 3.21 Los recursos del préstamo se destinarían a financiar el 48% del costo total del proyecto, que equivale al 96,1% de los requerimientos totales en divisas. El aporte local representaría el 52% del costo total del proyecto y se destinaría a financiar el 3,9% de los costos externos y el 100% de los costos locales. A continuación se presenta un resumen del plan de financiamiento.

(Equivalente en miles de dólares)

	Monedas de Origen		Monedas de Uso		Total	%
	Externo (1)	Local (2)	Externo (3)	Local (4)	(1+2=3+4)	
A. Préstamo del BID	<u>8.100</u>	<u>-</u>	<u>8.100</u>	<u>-</u>	<u>8.100</u>	<u>48,0</u>
B. Recursos Locales	<u>330</u>	<u>8.460</u>	<u>330</u>	<u>8.460</u>	<u>8.790</u>	<u>52,0</u>
1. Aporte de ELECTRAGUAS	-	3.500	-	3.500	3.500	20,7
2. Aporte de CHEC	<u>330</u>	<u>4.960</u>	<u>330</u>	<u>4.960</u>	<u>5.290</u>	<u>31,3</u>
Total (A+B)	<u>8.430</u>	<u>8.460</u>	<u>8.430</u>	<u>8.460</u>	<u>16.890</u>	<u>100,0</u>
%	49,9	50,1	49,9	50,1	100,0	

- 3.22 El préstamo del BID por un total de US\$8,1 millones, para cubrir los costos externos, se utilizaría aproximadamente como sigue:

(Equivalente en miles de dólares)

i)	Obras	6.685
ii)	Intereses durante construcción	865
iii)	Asistencia Técnica (reorganización administrativa; etc.)	80
iv)	Gastos de Inspección y Vigilancia	20
v)	Asistencia Técnica (Syndibel)	<u>450</u>
	Total	<u>8.100</u>

3.23 En el aporte de CHEC se incluye la cantidad de US\$198.000 correspondientes a: a) materiales importados para líneas de 115 KV y dos subestaciones de 33 KV por valor de US\$114.000; b) un pago por US\$84.000 realizado a la firma de consultores Syndibel por estudios preliminares ya efectuados. Los US\$132.000 restantes se destinarían al pago de la comisión de compromiso.

3.24 En el aporte en moneda local se incluye además del proveniente de las utilidades netas de CHEC y depreciaciones, entregas del Departamento de Caldas por Col.\$4 millones que se estima rendirá el impuesto a los licores durante los años 1966 a 1969, y de ELECTRAGUAS por Col.\$35.000.000, en calidad de nuevo aporte de capital.

3.25 Se ha previsto la necesidad de que CHEC tome un préstamo de ELECTRAGUAS por Col.\$12 millones, para cumplir con su aporte al proyecto, debido a la deficiencia de efectivo que experimentará durante el período de construcción, especialmente en 1967 y 1968. Dicho préstamo le sería devuelto a ELECTRAGUAS por CHEC durante los dos años subsiguientes al de la puesta en marcha de la Central Hidroeléctrica de San Francisco.

ELECTRAGUAS ha hecho conocer al Banco su decisión de realizar los aportes a que se refieren este párrafo y el anterior.

3.26 Se estima que los desembolsos del préstamo del BID y de los recursos que aportaría CHEC al proyecto, se harían como sigue:

(Equivalente en miles de dólares)

<u>AÑO</u>	<u>BID</u>	<u>CHEC ELECTRAGUAS</u>	<u>TOTAL</u>	<u>%</u>
1965	-	793	793	4,7
1966	2,383	2.911	5.294	31,3
1967	3.147	2.677	5.824	34,5
1968	1.853	1.730	3.583	21,2
1969 (primer semestre)	<u>717</u>	<u>679</u>	<u>1.396</u>	<u>8,3</u>
	<u>8.100</u>	<u>8.790</u>	<u>16.890</u>	<u>100,0</u>

G. Localización de la Planta y Planes de Ingeniería

- 3.27 El proyecto sería localizado sobre la terraza de La Esmeralda, en el banco derecho del Río Cauca, en el Departamento de Caldas. La selección de lugar fue hecha, en atención a que los consultores KTAM-OLAP llegaron a la conclusión en 1954 de que era la mejor localización para la natural expansión de la capacidad generadora provista por las centrales hidroeléctricas "La Insula" y "La Esmeralda".
- 3.28 La firma de consultores "Syndibel" de Bruselas, tras haber realizado investigaciones geológicas e hidrológicas en el mismo sitio, mantuvo la selección de lugar calificándola como la mejor entre las otras posibles localizaciones del área, añadiendo que era ideal con vistas a una futura interconexión con los sistemas de Medellín, C.V.C. y Bogotá.
- 3.29 Igualmente, el Ingeniero Consultor, Sr. Carlos Vásquez, en su estudio sobre Factibilidad Económica del Proyecto San Francisco, apoyó desde el punto de vista económico la selección hecha para ubicar el proyecto en las proximidades del Río Cauca, cerca de la ciudad de Manizales.
- 3.30 Originalmente este proyecto fue estudiado y recomendado por la firma de consultores KTAM-OLAP en 1954, para ser ejecutado conjuntamente con el proyecto La Esmeralda. Posteriormente, esto es, cuando tocaba a su fin la erección de la planta La Esmeralda, CHEC encargó a la firma de consultores Syndibel de Bruselas el estudio de factibilidad, que comprendiera diseños, sobre el citado proyecto de San Francisco.
- 3.31 La firma Syndibel rindió su informe en noviembre de 1963, el que estaba dividido en tres partes: Informe General, Anteproyecto detallado y Especificaciones, y preveía la construcción de una planta de 4 grupos de 22.500 KW en dos etapas.
- 3.32 A consecuencia de nuevos proyectos de interconexión del sistema de la CHEC, ésta encargó a Syndibel estudiar una variante con dos grupos de 45 MW, que abarcara tanto los aspectos de ingeniería civil como el de los equipos hasta la puesta en servicio de la planta.
- 3.33 En febrero de 1965, Syndibel rindió su informe recomendando la solución a base de dos unidades de 45 MW y un ensanche con una tercera unidad de 45 MW solución que calificaron de satisfactoria desde los puntos de vista económico y técnico.

H. Ejecución del Proyecto

- 3.34 Según el contrato celebrado entre CHEC y Syndibel, en noviembre de 1964, esta firma de consultores asesoraría a CHEC en la preparación de documentos de licitación, haría el estudio de las ofertas y tendría a su cargo la dirección de las obras, incluyendo la inspección en fábrica, así como la ingeniería de diseño y supervisión durante la construcción.



- 3.35 No se justificaría la designación de un ingeniero de proyecto por parte del BID, habida cuenta de la experiencia y seriedad de Syndibel que, como queda dicho, velaría por la correcta ejecución de los trabajos y obras, como representante de CHEC ante contratistas y proveedores.
- 3.36 La ejecución del proyecto la haría CHEC con el asesoramiento de la firma de consultores Syndibel y de ELECTRAGUAS, su principal accionista.

I. Calendario de Trabajo y Programa de Adquisiciones

- 3.37 El plazo requerido para hacer las licitaciones, construir la presa, efectuar los trabajos de instalación y montaje que conduzcan a la puesta en servicio de los dos grupos turbina-alternador de 45 MW y ejecutar las obras de transmisión, subtransmisión y distribución, sería de 3-1/2 años. No obstante, convendría considerar un plazo adicional de 6 meses, previendo cualquier demora o atraso en la ejecución del proyecto.

- 3.38 Oportunamente, la empresa remitiría un calendario de trabajo, un programa de adquisiciones detallado y un plan de inversiones.

J. Procedimiento para la compra de bienes y contratación de servicios

- 3.39 Las obras civiles de la central se dividirían, a los efectos de su licitación, en cuatro secciones principales de conformidad con la ubicación de cada faena y la naturaleza del trabajo a hacer.
- 3.40 La adquisición y montaje de los equipos, se haría mediante licitación, previéndose la adjudicación de 8 contratos principales según se trate de compuertas, tubería de presión, turbinas, alternadores, transformadores de potencia, etc.
- 3.41 Otros equipos y materiales para obras de transmisión y distribución se licitarían atendiendo a su clase: conductores, aisladores, transformadores, etc. Las líneas de transmisión y subtransmisión y el montaje de subestaciones importantes, se harían mediante contratos locales. Las pequeñas obras de montaje y las de distribución en general se harían por administración.
- 3.42 Con la excepción de los trabajos que se harían por administración, principalmente extensiones de redes distribuidoras, las demás obras y adquisiciones se contratarían mediante licitación pública, de conformidad con las disposiciones legales vigentes contenidas en la Ley 4 de 1964.
- 3.43 La adjudicación de obras, equipos y materiales, la haría el deudor no sólo con base en el precio más bajo de los ofrecidos por los participantes en la licitación, sino también con base en la experiencia de los mismos, así como en el plazo de construcción y entrega de los equipos y materiales, y en las condiciones de pago.

#### IV. JUSTIFICACION DEL PROYECTO

##### A. Factibilidad Técnica

- 4.01 En el Informe Técnico que se anexa a este documento, se expresa que del estudio de las informaciones y datos disponibles es posible concluir que el proyecto es técnicamente factible, por lo que desde ese punto de vista se justifica la ayuda financiera por parte del BID.
- 4.02 Las obras civiles que se planea construir, y la maquinaria, equipos y materiales que se adquirirán se consideran adecuados para el propósito a que se destinarán y los presupuestos correspondientes han sido estimados a precios razonables, incluyendo porcentajes adecuados para imprevistos por alza en los precios de adquisición de dichos activos.
- 4.03 Los estudios técnicos y diseños correspondientes fueron elaborados por la firma de consultores Syndibel de Bruselas, firma de gran experiencia y prestigio internacional, que ha cumplido con éxito tareas similares en otros proyectos eléctricos en Colombia.
- 4.04 La citada firma de consultores Syndibel tendrá a su cargo la dirección de las obras, la inspección en fábrica y la ingeniería de diseño y supervisión durante la construcción.
- 4.05 El personal técnico del prestatario está calificado para operar una central hidroeléctrica, ya que ha venido operando con éxito otras centrales hidroeléctricas y demás instalaciones de transmisión y distribución que forman parte del sistema de CHEC.
- 4.06 Los costos locales en el país se calcularon con base en los precios vigentes a mediados de 1965, incluido un margen para imprevistos del 25%.

##### B. Pronóstico de la Situación Financiera

- 4.07 A continuación se extractan los Estados Proforma del Resultado de Operaciones para los dos primeros años completos, en los cuales se estima estaría en operación la Central Hidroeléctrica de San Francisco:

##### Estados Proformas de Pérdidas y Ganancias

	1971	1970
Venta de Electricidad	5.000	4.800
Otros ingresos	170	150
Total de Ingresos de Explotación	5.170	4.950
Menos:		
Gastos de Explotación	2.290	2.240
Ingresos Netos de Explotación	2.880	2.710
Menos:		
Gastos de Intereses	602	653
Utilidad Neta del Año	2.278	2.057

- 4.08 A fin de que se aprecie el impacto que tendrá el proyecto sobre la rentabilidad que obtiene la Empresa sobre su inversión inmovilizada, después de deducir la depreciación, se inserta el cuadro que sigue:

(Equivalente en millones de dólares)

<u>Años</u>	<u>1965</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>
A) Inversión Inmovilizada	17,3	31,5	30,8
B) Ingresos Netos de Explotación	0,8	2,7	2,9
C) Rentabilidad B/A	4,6%	8,6%	9,4%
D) Utilidad Neta del Año	0,5	2,1	2,3

- 4.09 Como se aprecia en el cuadro del No. 4.07, los Ingresos Netos de Explotación previstos para los años de 1970 y 1971 representan el 54,7% y el 55,7%, respectivamente, del Total de Ingresos de Explotación estimados para dichos años.
- 4.10 Igualmente la Utilidad Neta del Año, después de deducir los correspondientes cargos por intereses, prevista para los mismos años 1970 y 1971, representa el 41,6% y 44,1%, respectivamente, del Total de Ingresos de Explotación para dichos años.
- 4.11 Del análisis del cuadro sobre proyección del flujo de los fondos de la Empresa, que figura como Anexo D del Informe Financiero, se desprende que CHEC no acumulará fondos suficientes entre 1965 y 1968, para cumplir su aporte al proyecto, por lo que se verá obligada a tomar un préstamo de ELECTRAGUAS por un total aproximado de Col.\$12.000.000.
- 4.12 Según el citado cuadro sobre proyección del flujo de fondos, CHEC estaría en posición de devolver el mencionado préstamo a ELECTRAGUAS, durante los años 1970 y 1971.
- 4.13 Por último, conforme a la proyección del flujo de fondos citada, se evidencia que la Empresa estaría en condiciones de hacer efectivos sus aportes para la ejecución del proyecto y, posteriormente, de pagar totalmente el préstamo solicitado al BID, incluyendo los correspondientes intereses, en la forma recomendada.

#### C. Disponibilidad de Factores

- 4.14 Se contaría con suficiente disponibilidad de materiales de construcción y mano de obra, en cantidades y calidades satisfactorias, y a precios razonables. Además, para la contratación de las obras civiles, el país cuenta con un número suficiente de empresas contratistas, de las cuales podría hacerse una adecuada selección.

D. Justificación Económica del Proyecto

- 4.15 El proyecto de la Central Hidroeléctrica de San Francisco es de suma importancia para el desarrollo económico del país, especialmente para el Departamento de Caldas, ya que posibilitaría su desarrollo industrial, contribuyendo a la descentralización económica del país.
- 4.16 El proyecto además de propender el aprovechamiento de los recursos potenciales del Departamento de Caldas hará posible la retención en el mismo de la mano de obra disponible, que de otro modo emigraría a los centros industriales en Bogotá, Medellín y Cali.
- 4.17 Es de destacar que este proyecto se halla ubicado en el marco del Plan Quinquenal de Desarrollo y Diversificación Económica para los años 1964-1968, el que ha sido emprendido por el Departamento de Caldas con la finalidad de que la economía de la región dependa cada vez menos de la producción cafetera.

E. Resumen de la Situación Económica de Colombia

- 4.18 La tasa de crecimiento global alcanzada por la economía durante el período 1960-64 fue de 4,6%, menor que la programada para el mismo período, esto es, 5,6% como promedio anual. En 1964 se alcanzó una tasa del 4%. Es así que el crecimiento del producto per cápita llegó al 1,2% (promedio del período 1960-64, 1.8%), comparado con el 2,5% fijado como meta en la Carta de Punta del Este.
- 4.19 El lento incremento operado en el sector agropecuario fue el factor más importante en la baja tasa de crecimiento del PIB obtenida en 1960-64. La actividad agropecuaria mostró una caída en términos absolutos en 1963, para recuperarse en 1964 y alcanzar la tasa más alta del período, esto es, 4,3%. A partir de 1962 el sector de electricidad, gas y agua ha registrado altas tasas de crecimiento, en efecto, éstas han sido en cada uno de los últimos tres años las más altas obtenidas por la economía.
- 4.20 La formación bruta de capital cayó en términos reales en 1963 en comparación con 1962 como consecuencia de la disminución de las inversiones del sector público; en 1964 se recuperó acusando un aumento de 5,9% debido principalmente al aumento de las inversiones públicas, ya que el sector privado mostró una baja en términos constantes en las inversiones correspondientes a este año.
- 4.21 La situación inflacionaria mejoró en términos relativos durante 1964, ya que el aumento de los precios al consumidor disminuyó del 33% en 1963 al 10% en el último año. Durante 1965 el índice aumentó 1,6% en los tres primeros meses, mientras que en los dos meses subsiguientes el incremento alcanzó el 3,2% con lo cual de enero a mayo del presente año el índice mostró un 4,8% de aumento.

- 4.22 Con objeto de obtener recursos adicionales con los cuales enjugar el déficit previsto para 1965, el Ministerio de Hacienda envió al Congreso proyectos que determinarían un ingreso adicional por valor de 405 millones de pesos. Sin embargo, el entonces Ministro de Hacienda estimó que, aun sancionándose estas medidas, el déficit ascendería a 990 millones de pesos equivalente al 22% de los ingresos del Gobierno Nacional. Debido a que el Congreso no aprobó los citados proyectos impositivos, el Poder Ejecutivo, dentro de las facultades que le confiere el estado de sitio vigente, emitió con fecha 4 de septiembre de 1965 decretos-leyes mediante los cuales, a) se sanciona un impuesto adicional a la renta del 15% en 1965 y del 10% en 1966; b) se obliga a los contribuyentes a suscribir bonos de desarrollo por el 5% del total del impuesto a la renta correspondiente a 1964; c) se autoriza al Gobierno a emitir Bonos de Desarrollo por 600 millones de pesos.
- 4.23 En octubre de 1964 el Banco de la República suspendió sus operaciones de apoyo en el mercado libre al valor externo del peso colombiano, como consecuencia de las cuales, a pesar de la inflación, se había mantenido estable la cotización cambiaria de diez pesos por dólar en el mercado libre en los años 1963 y 1964. Como resultado de esta suspensión el tipo de cambio libre del peso colombiano ha experimentado un apreciable deterioro, caracterizándose el mismo por continuas alzas y bajas en la cotización. El valor del dólar libre al 10. de septiembre de 1965 era de 18,87 pesos por dólar, mientras el valor en el mercado de certificados, aplicable a las importaciones, era de 9,00 pesos por dólar. La diferencia entre los dos tipos de cambio es en gran parte el resultado de una demanda exagerada de dólares y la existencia de esa diferencia ha dado lugar a graves distorsiones en el sistema cambiario. Durante el presente mes de septiembre se han creado dos tipos de cambio para importaciones, el preferencial que mantiene la tasa de Col.\$9 por US\$1, y el intermedio de Col.\$13,5 por US\$1.
- 4.24 Es dable aclarar que, además de esos tipos de cambio, existen los siguientes: a) 8,50 pesos por dólar para las exportaciones de café; b) 7,67 pesos por dólar para las exportaciones de petróleo; c) 13,50 pesos por dólar para las exportaciones menores (que comprende el total de las exportaciones excepto café y petróleo) que contengan menos del 50% del contenido importado; d) 9,00 pesos por dólar para el 90% de las divisas obtenidas por exportaciones menores que contengan más del 50% importado, el otro 10% podrá ser liquidado al mercado libre.
- 4.25 Las reservas brutas en divisas del Banco de la República han bajado paulatinamente hasta llegar a la cifra de 113,3 millones de dólares en el mes de junio de 1965 comparado con 124 millones alcanzados en el mes de diciembre de 1964.

El último acuerdo de stand-by con el Fondo Monetario Internacional firmado en febrero de 1964 por 10 millones de dólares fue suspendido en julio del mismo año después de haberse utilizado 7,5 millones de dólares. No existen en este momento negociaciones al respecto.

4.26 Es necesario anotar que el saldo favorable obtenido en la cuenta de mercancías durante 1964 se debió al importante aumento en los precios internacionales del café. Esta situación no se podrá esperar este año, ya que se registró una caída en los precios mundiales y posteriormente se redujeron las cuotas asignadas a cada país, con posibilidades al presente de que exista otra reducción. Teniendo en cuenta esta situación y la disminución de las exportaciones durante este año, ya que de enero a abril se aprobaron registros de exportación por 153 millones de dólares menos que en el mismo período de 1964, es que el Gobierno se vio precisado a restringir la aprobación de los registros de importación. Es así que los registros de importación aprobados en los primeros cuatro meses de este año fueron 31 millones de dólares menos que en el mismo lapso de 1964. El resultado de esta restricción de importaciones se ha reflejado en la falta de materias primas para la industria, de manera que algunas han tenido que cerrar temporalmente y otras han despedido parte de su personal. Existen 36 fábricas en esta situación en Medellín, alrededor de 30 fábricas en Cali, 6 en Barranquilla, 10 en Pereira y una en Cartago, no teniéndose información sobre Bogotá. Con el objeto de no agravar las tensiones sociales que esta circunstancia podría acarrear, el Ministerio de Trabajo ha tenido que ejercer una fuerte presión sobre los industriales para impedir despidos masivos.

4.27 Uno de los índices que muestra más claramente la situación porque atraviesa el país es el concerniente a la ocupación. En una encuesta realizada por la Universidad de los Andes sobre el total de la fuerza de trabajo en Bogotá y el porcentaje de la misma que se encuentra desempleado (personas que no encuentran empleo aún cuando lo buscan activamente), se obtuvieron los siguiente resultados:

	<u>Febrero 1964</u>	<u>Febrero 1965</u>
Número de desocupados (miles)	31,3	49,3
Porcentaje de desocupación	6,6	9,1

Además el Ministerio de Trabajo ha estimado que el total de desocupados en el país alcanza a 500.000; lo cual da un porcentaje de desocupación del 8,9, si tenemos en cuenta que la fuerza de trabajo total es de 5.600.000.

4.28 El Presidente de la República, en su mensaje dirigido al Congreso el 20 de julio, ha pedido autorización para llevar a cabo medidas de emergencia con el objeto de resolver la crítica situación porque atraviesa el país, entre las más importantes están las siguientes:

- 1) Reducir los gastos del Gobierno, incluyendo poderes para reducir el empleo público, eliminar y reorganizar las empresas descentralizadas del Estado.
- 2) Entrar en negociaciones para renegociar la deuda externa tanto pública como privada, así como la deuda pública interna.
- 3) Creación de nuevos impuestos y revisión de los impuestos existentes. El "Ponque", o paquete de medidas impositivas enviadas por el Ejecutivo hace cuatro meses, sería el punto de partida ya que el mismo es insuficiente para cubrir el déficit.

- 4) Modificación del sistema de cambio en cuanto a las importaciones, mediante el cual ciertos productos importantes estarían incluidos en una nueva categoría a los efectos de la cotización cambiaria.
- 5) Promover la repatriación del capital colombiano mediante el uso, entre otras medidas, de una amnistía impositiva.
- 6) Reformas urbanísticas, incluyendo construcción de viviendas de bajo costo, sustitución de viviendas de emergencia y otros programas que creen empleo.

F. Relación del Proyecto con el Desarrollo Económico del País

- 4.29 El Plan de Desarrollo Económico 1960-70, cuyas metas previstas para 1964 no se cumplieron, fijó los lineamientos de la estrategia a realizarse en el sector de energía eléctrica, consistentes en: a) efectuar las instalaciones suficientes de generación, transmisión y distribución para abastecer la demanda de servicio público e industrial en todas las ciudades cuya población excediera de 1,500 habitantes, b) habilitar las correspondientes instalaciones de subtransmisión y distribución para cubrir parte del déficit registrado en el sector rural, y c) comenzar la red de interconexión nacional y algunas otras de carácter interdepartamental.
- 4.30 La tasa de crecimiento registrada por el sector durante 1960-63 fue del 15% incluyendo electricidad, gas y agua, resultó mayor que la prevista en el Plan del 14%, siendo a su vez el sector que obtuvo el más alto crecimiento durante el período. De aquí se infiere que las metas fijadas en el Plan para el sector electricidad se están cumpliendo satisfactoriamente.
- 4.31 La misión técnica francesa, a la cual el Gobierno Colombiano le encargó en 1960 preparar el Plan de Electrificación para el período 1965-1975, determinó los proyectos específicos necesarios para cumplir el Plan y consideró que la capacidad instalada hacia 1970 debería alcanzar 2.900.000 KW, estimándose que en 1965 dicha capacidad alcanzaría a 1.562.000 KW. El proyecto de la Central Hidroeléctrica de San Francisco se encuentra entre los recomendados para ser puestos en funcionamiento durante el período del Plan de Electrificación.

G. Relación del Proyecto con el Desarrollo Económico de la Región

Características Económicas

- 4.32 El proyecto bajo consideración abarca una zona de influencia que representa la mayor parte del territorio del Departamento de Caldas. El sistema operado por CHEC abastece 36 ciudades del Departamento.
- 4.33 Caldas con una superficie de 12.963 Km<sup>2</sup> cuenta con una población según estimación para 1964, de 1.465.000 habitantes, esto es, 9,5% del total nacional. Se estima que el 49% de la población es rural.

- 4.34 La distribución de la población activa es la siguiente: 37% sector agropecuario, 7% industria manufacturera, 8% servicios, 42% comercio, 2% transportes y comunicaciones, 1% industrias extractivas y el resto construcciones y servicios públicos.
- 4.35 La principal actividad económica del Departamento es la agricultura y puede considerarse al mismo como típicamente cafetero. El valor de la producción cafetera alcanza al 60% de la producción agropecuaria, existiendo alrededor de 63.000 fincas con una extensión de 230.000 hectáreas dedicadas a este cultivo, lo cual se refleja en la existencia de fincas pequeñas, la mayoría de las cuales son trabajadas por los mismos propietarios.
- 4.36 Los otros productos agropecuarios explotados en la región son: plátanos, caña de azúcar, cacao, algodón, arroz, cebada y ganado. El sector industrial de Caldas ha estado creciendo en forma acelerada en los últimos años, en particular en las ciudades de Manizales, Pereira y Armenia. El valor de la producción industrial de la zona beneficiada por el proyecto representa el 12% de la producción industrial del país, habiéndose registrado 684 establecimientos en 1964 con un total de 13.000 trabajadores. Las principales industrias son las de textiles, alimentos, cemento y manufacturas de hierro y acero.

#### Plan de Desarrollo y Diversificación Económica de Caldas

- 4.37 Como consecuencia de la estrecha dependencia de la economía del Departamento con respecto a la producción cafetera, fue que el Gobierno Departamental decidió preparar un Plan Quinquenal de Desarrollo y Diversificación Económica, 1964-1968. A grandes rasgos las metas del Plan son las siguientes:
- a) Alcanzar una tasa anual promedio del 6,4% y crear 41.000 nuevos empleos durante el período;
  - b) Reducir la participación relativa de la producción cafetera hasta un 12% del valor agregado departamental, mediante la diversificación hacia la avicultura, industria lechera, plátano, yuca, caña de azúcar y siembra de árboles maderables y otros destinados a la producción de pulpa y papel;
  - c) Expansión del sector industrial tanto en la radicación de industrias nuevas como ampliación de las existentes, contando para este fin principalmente con la ayuda financiera de la Corporación Financiera de Caldas;
  - d) Para la realización del programa, la inversión directa de 1.760 millones de pesos en 1964 estaría distribuida de la siguiente forma: producción agropecuaria 45%, industria 27%, proyectos sociales e infraestructura 28%.
- 4.38 Para coordinar la ejecución del programa quinquenal se ha creado una entidad denominada "Fondo de Desarrollo de Diversificación de Zonas Cafeteras", constituida por la Federación Nacional de Cafeteros y Banco Cafetero, la Corporación Financiera de Caldas, la Caja de Crédito Agrario, y el Instituto Colombiano de Reforma Agraria.



- 4.39 La contribución al producto de los proyectos eléctricos es, en general, muy grande por su implicancia en el desarrollo industrial y en la actividad económica nacional. En el caso específico del Departamento de Caldas este proyecto tendrá una gran incidencia ya que se está llevando a cabo el Plan de Diversificación Económica que considera importante la consecución de proyectos industriales, estando en ello implícito el mayor desarrollo del abastecimiento eléctrico. Por otra parte, con este proyecto se transfieren recursos económicos potenciales al producto bruto de la economía presente, premisa de importancia en el proceso de desarrollo.
- 4.40 Uno de los aspectos interesantes del proyecto es el aumento a obtenerse en la productividad; la relación entre la energía suministrada y el capital fijo pasará de 1.2 KWH/pesos en 1965 a 1.6 en 1970 y 1.8 en 1974.
- 4.41 Con el objeto de estudiar la demanda se ha considerado separadamente, a) consumidores servidos directamente por CHEC, b) ciudades a las cuales CHEC efectúa las ventas en bloque y c) las ventas a la CVC.
- 4.42 En el primer grupo se ha estimado que, de acuerdo con el crecimiento histórico, en 1968 el consumo per cápita de la población urbana sería de 143 KWH (el promedio nacional es de 250 KWH/hab.), considerando que crecería después de 1969 a una tasa del 7% anual como promedio; el crecimiento del consumo total (urbano y rural) de las ventas directas sería del 11% hacia 1970, alcanzando en ese año 193,000 MWH.
- 4.43 En el segundo grupo hay un total de 18 ciudades a las cuales se les vende la energía en bloque, con un total de 26,900 MWH. Además, hay que incluir las ciudades de Pereira y Armenia las cuales crecerán al 11% como promedio a partir de 1965. De esta forma se llega en 1970 a un total de ventas en bloque de 109.000 MWH. Por último, hay que añadirle 10.000 MWH de la fábrica de Cemento de Caldas para obtener un total de 119.000 MWH.
- 4.44 En lo correspondiente a las ventas en bloque a la CVC, se estima que al entrar en operación la Central de San Francisco en 1969, CHEC participará en este mercado al cual podrá vender alrededor de 200,000 MWH.
- 4.45 Consolidando las ventas a los tres grupos se estima que en 1970 alcanzarían a 512.000 MWH. La oferta de energía con la adición de los 270.000 MWH de San Francisco alcanzará a alrededor de 575.000 MWH. Con las consideraciones anteriores se justifica plenamente la puesta en marcha de la Central de San Francisco.
- 4.46 La estructura del consumo de la energía distribuida directamente por CHEC está concentrada en el sector residencial seguida por el industrial, sin embargo, es de señalar que el más alto crecimiento en los últimos tres años se nota en el consumo comercial. Se puede apreciar al mismo tiempo que los consumos actuales tienden a asemejarse a la estructura nacional. El crecimiento anual del consumo por sectores durante 1963-1965, fue como sigue:

<u>Tipos de Consumo</u>	<u>Porcentajes de Crecimiento anual del consumo 1963-65</u>
Residencial	12,9
Comercial	35,3
Industrial	2,2
Alumbrado Público	11,2
Otros	-
Tasa promedio	<u>9,8</u>

4.47 En cuanto al nivel general de tarifas se debe señalar que este ha aumentado en octubre de 1963. El aumento del precio medio de venta de la energía distribuida por CHEC (excluida la venta en bloque a otras empresas eléctricas en Caldas y a la CVC) es de cerca del 50%. Este incremento está de acuerdo con el aumento general de precios de la economía, ya que el índice de costo de vida creció en el mismo período un 51%. El aumento del precio medio de venta por tipo de consumo es el siguiente: residencial, 38,8%; comercial, 41,2%, industrial, 50%. Si comparamos los incrementos en los precios medios de venta con las tasas de crecimiento anual por tipo de consumo, se puede inferir que en el aumento efectuado en 1963 no se tuvo en cuenta una política de aliciente hacia el sector industrial, situación que debería considerarse si se quiere hacer efectiva la realización del Plan de Reactivación Económica de Caldas. Sin embargo, es de señalar que aún así el precio medio de venta por KWH. es menor para el sector industrial que para los sectores domésticos y el comercial.

4.48 La ganancia bruta de divisas a obtenerse por este proyecto como consecuencia del combustible no utilizado y en comparación con una alternativa termoeléctrica podría llegar aproximadamente a US\$0.8 millones, y en el futuro con la expansión prevista que llevaría la generación a 400,000 MWH, el ahorro podría ser de US\$1.1 millones. Es de aclarar que estos cálculos consideran únicamente el combustible ahorrado y no se han tomado en cuenta los otros factores que inciden en los costos de los proyectos alternativos (costos de operación, servicios financieros, etc.) que conducirían al ahorro neto del proyecto.

#### H. Capacidad de Endeudamiento del País

##### 1. La Deuda Pública Externa

4.49 En los últimos diez años la deuda pública externa pagadera en divisas a largo plazo ha estado creciendo a una tasa muy alta, como se puede apreciar en el cuadro siguiente, que alcanza a 14% de crecimiento anual como promedio. Se debe notar que el endeudamiento exterior ha crecido mucho más rápidamente en los últimos años, ya que durante 1960-64 se registró una tasa anual promedio de 25%. Este crecimiento es mucho más alto que el de América Latina en su conjunto.

COLOMBIA: Deuda Pública Externa  
(equivalente en millones de dólares)

1955 - 276,2	1960 - 376,8
1956 - 280,8	1961 - 466,1
1957 - 448,6	1962 - 638,8
1958 - 458,9	1963 - 745,3
1959 - 395,1	1964 - 922,5

Fuente: Avramovic, D.: Economic Growth and External Debt.

- 4.50 La deuda pública externa a largo plazo pagadera en divisas, incluyendo los saldos no utilizados, ascendía al 30 de junio de 1965 a 895.1 millones de dólares, esto es, 70.6 millones de dólares más que la registrada en las estimaciones a junio del año anterior. Aparte de esta suma es de señalar que existe una deuda con el Fondo Monetario Internacional por 95.0 millones de dólares y una deuda privada no garantizada a corto plazo estimada en 168.1 millones. Entonces, la deuda pública y privada suma un total de 1,158.2 millones.
- 4.51 La Deuda Pública Externa a largo plazo pagadera en divisas se muestra en el cuadro siguiente:

COLOMBIA: Deuda Pública Externa  
(equivalente en millones de dólares)

Incluye las partes de préstamos no utilizados al 31 de diciembre de 1964, con las principales obligaciones nuevas contraídas del 1o. de enero al 30 de junio de 1965

<u>Fuente</u>	<u>Total</u>	<u>Sin los fondos pendientes de entregar</u>	<u>Fondos Pendientes de entregar</u>	<u>Principales obligaciones nuevas contraídas del 1ro. de enero al 30 de junio de 1965</u>
<u>Total</u>	<u>895.1</u>	<u>570.8</u>	<u>313.4</u>	<u>10.9</u>
Bonos	37.5	37.5	-	-
Deudas particulares (con garantía del Gobierno)	145.5	92.9	52.6	-
Préstamos del BIRF	322.5	198.1	124.4	-
Préstamos del IDA	19.5	8.4	11.1	-
Préstamos del BID	44.9	16.7	17.3	10.9
Préstamos del Gob. de EE.UU.	313.9	215.4	98.5	-
a) EXIMBANK	100.9	78.5	22.4	-
b) AID	213.0	136.9	76.1	-
Préstamos de otros gobiernos	11.3	1.8	9.5	-

Fuente: BIRF, otras agencias internacionales y gobiernos.

2. Evaluación de la Capacidad del País para atender al servicio de la Deuda Exterior

- 4.52 El servicio de la deuda pública externa a largo plazo pagadera en divisas requerirá en 1965, 102.9 millones de dólares, esto es, alrededor de 15% de las exportaciones de bienes y servicios para este año (teniendo en cuenta las proyecciones de balanza de pagos preparadas por el Banco de la República). Hacia 1970 ese porcentaje disminuirá, de tal manera que alcanzará el 8% del total de exportaciones de bienes y servicios. Sin embargo, es de aclarar que en estas cifras no están incluidos los pagos al Fondo Monetario Internacional, que ascienden a 18 millones de dólares en 1965 y a 77 millones en 1966, y tampoco se incluye la deuda privada no garantizada. En definitiva se puede considerar que existe una fuerte presión en 1965 y 1966, pero que posteriormente el servicio alcanzará porcentajes normales.

Servicio de la Deuda Externa  
Deuda pagadera en moneda extranjera  
(equivalente en millones de dólares)

<u>Rubro</u>	<u>1965</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>
Amortización	79,0	66,1	54,5	50,9	40,3	35,1
Interés	23,9	25,7	27,2	25,1	26,2	21,5
Total	102,9	91,8	81,7	76,0	66,5	56,6
Porcentaje de las exportaciones de bienes y servicios calculados para 1965 (\$700 millones)	15	13	12	11	9	8

Fuente: Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, otros organismos internacionales y agencias del Gobierno de EE.UU.

- 4.53 La situación de la deuda externa es seria si se considera que se tendrá que pagar en concepto de amortizaciones de la deuda externa a corto y largo plazo en los próximos tres años la suma de 462,7 millones de dólares, esto es, 38% del total de la deuda. De esta cifra 199,6 millones de dólares corresponden a la deuda pública a largo plazo, 95 millones al FMI y 168,1 millones a la deuda privada no garantizada a corto plazo; a todo ello hay que agregar el pago de los intereses correspondientes. Además se puede prever un aumento en el déficit en cuenta corriente como consecuencia de la situación de las exportaciones explicada anteriormente, y de la presión ejercida por las importaciones. El valor de las importaciones en el primer trimestre de 1965 fue mayor que en el de 1964 y además existe un gran número de solicitudes de importaciones atrasadas en poder de la Superintendencia de Comercio Exterior.

- 4.54 Como consecuencia de la carga de la deuda externa durante 1965 y 1966 el Gobierno ha señalado la necesidad de refinanciar la misma. Es dable puntualizar que no sólo la situación de balance de pagos se puede agravar en caso de no ingresar capitales suficientes sino que al mismo tiempo se acentuarían las presiones sobre el nivel de actividad económica y empleo. Es por ello que se recomienda la utilización de los Fondos de Operaciones Especiales en aquellos proyectos que no tengan efectos directos en la balanza de pagos, tomándose además en consideración al otorgar los plazos de gracia que las amortizaciones hasta 1968 deberán ser lo más bajas posibles.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 5.01 En atención a que no existen impedimentos técnicos, económicos, financieros ni legales para la ejecución del proyecto, a que la Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A. cuenta con capacidad de pago y capacidad legal para contratar préstamos internacionales, y a que su experiencia y reputación la califican como sujeto de crédito elegible, se recomienda se le otorgue un préstamo por hasta el equivalente de US\$8,1 millones, provenientes del capital ordinario del Banco, para financiar parte del costo de erigir e instalar la Central Hidroeléctrica San Francisco y sus obras complementarias de transmisión y distribución.
- 5.02 Se recomienda igualmente que, en los contratos de préstamo y de garantía, según sea el caso, se incluyan, además de las condiciones que constan en el proyecto de resolución, las siguientes que deberán cumplirse a satisfacción del Banco:
- (a) Que antes del primer desembolso el deudor presente los siguientes documentos:
    - (i) El compromiso de la autoridad competente de Colombia de otorgar las licencias respectivas para la adquisición de bienes y servicios relacionados con el proyecto y pagaderos en divisas;
    - (ii) Una constancia de que el préstamo ha sido registrado en la División de Registro de Cambios de la Superintendencia de Comercio Exterior de Colombia;
    - (iii) Un calendario de trabajo, un plan de inversiones detallado, una lista de bienes y servicios, y un programa de adquisiciones;
    - (iv) Un contrato entre el deudor y el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico de Colombia en que conste lo siguiente:
      - (1) la forma y condiciones en que el citado Instituto hará efectivo su aporte, por una suma de hasta el equivalente de US\$3,5 millones en pesos colombianos, a la Central Hidroeléctrica de Caldas;
      - (2) la forma y condiciones en que el Instituto pondrá a disposición del deudor, en calidad de préstamo, durante el período de ejecución del proyecto, una cantidad de hasta el equivalente de US\$1,2 millones en pesos colombianos.
  - (b) Que antes del primer desembolso el deudor contrate los servicios de consultores que asesoren en el mejoramiento de la organización administrativa y financiera de la empresa y la asistan en la implantación práctica de sus recomendaciones. El procedimiento de

selección de los consultores, la identidad de los consultores seleccionados, los términos de referencia y el proyecto de contrato respectivos deberán ser previamente aprobados por el Banco. Para ese efecto, podrá usarse hasta US\$80.000 de los recursos del préstamo.

- (c) Que el deudor reciba asesoramiento permanente, durante el período de construcción, de una firma consultora de ingeniería. El contrato con dicha firma consultora y sus términos de referencia deberán ser aprobados por el Banco antes del primer desembolso. Para este efecto, podrá usarse hasta US\$450.000 de los recursos del préstamo.
- (d) Que el deudor ponga en vigor las recomendaciones de los consultores y de la firma de ingeniería a que se refieren los literales (b) y (c), que hayan merecido su aceptación y la aprobación del Banco. Dentro de un plazo no superior a 3 meses de la fecha de tales recomendaciones, el deudor deberá iniciar su aplicación práctica. En caso de que las referidas recomendaciones no fueren aceptables para el deudor, éste deberá proponer, dentro del mismo plazo, medidas sustitutivas por las que puedan alcanzarse los mismos fines;
- (e) Que el deudor se obligue a mantener, a partir de enero de 1970, una relación adecuada entre el activo corriente y el pasivo a corto plazo y que la diferencia entre el activo corriente y el pasivo corriente no sea inferior a 2 veces el valor promedio de las facturas mensuales.
- (f) Que el deudor se obligue a no contraer durante la vigencia del préstamo, deudas de un plazo superior de un año sin la previa aprobación del Banco.
- (g) Que las inversiones que haya hecho el deudor en el proyecto con anterioridad a la fecha del contrato pero con posterioridad al 1.º de enero de 1965 y hasta por el equivalente de US\$114.000, así como los costos de los estudios realizados por la firma asesora Syndibel, con anterioridad a la suscripción del contrato de préstamo y hasta por una suma equivalente a US\$84.000, puedan ser considerados como parte de la contribución del deudor al financiamiento del proyecto.
- (h) Que de los recursos del préstamo se destine hasta el equivalente de US\$20.000 para cubrir gastos de inspección y vigilancia.
- (i) Que el deudor pueda realizar directamente por administración ciertos trabajos de montaje y otros que, por su naturaleza, no requieran del uso de contratistas, previa aprobación del Banco en cada caso.

COLOMBIA: Préstamos aprobados por el BID al  
31 de agosto de 1965  
(en millones de dólares)

<u>Prestatario, fecha de aprobación y número del préstamo</u>	<u>Destino</u>	<u>Total</u>	<u>Desembolsos</u>
<u>Total A + B + C</u>		<u>119.5</u>	<u>47.0</u>
<u>A. Capital Ordinario</u>		<u>61.7</u>	<u>23.4</u>
Corporación Financiera Colombiana de Desarrollo Industrial 4/9/61 - 5/OC-CO	Desarrollo de in- dustrias pequeñas y medianas	0.6	0.6
Empresas Públicas de Medellín 4/9/61 - 6/OC-CO	Ampliación y mejo- ramiento de sumi- nistro de agua po- table	5.3	4.5
Empresas Públicas Municipales de Cartagena - 6/15/61 - 9/OC-CO	Ampliación y mejo- ramiento del sis- tema de acueducto y alcantarillado	6.0	4.1
Gobierno de Colombia - Departamento Administrativo de Planeación y Ser- vicios Técnicos - 9/6/61 - 23/OC-CO	Asistencia Técnica - Estudios específicos de factibilidad	0.5	0.03
Celulosa y Papel de Colombia, S. A. 1/18/62 - 41/OC-CO	Adquisición de ma- quinaria y equipo	1.0	0.7
Instituto Nacional de Fomento Muni- cipal - 7/12/62 - 50/OC-CO	Expansión de servi- cios de agua pota- ble y alcantarillado	0.4	0.4
Gobierno de Colombia - Planta de Soda de Cartagena - 4/9/63 - 64/OC-CO	Financiar adquisición maquinaria, equipos y costos de instalación	12.0	10.6
Banco de la República (Fondo de In- versiones Privadas) 10/10/63 - 72/OC-CO	Fomento de pequeñas y medianas empresas industriales y agrí- colas	3.0	0.6
Empresa Puertos de Colombia 12/5/63 - 77/OC-CO	Rehabilitación y ampliación del Puerto de Buenaventura	10.0	1.8
Industrial Agraria "La Palma", S.A. 8/28/64 - 99/OC-CO	Plantación de 5000 hectáreas de palma africana	1.2	-



<u>Prestatario, fecha de aprobación y número del préstamo</u>	<u>Destino</u>	<u>Total</u>	<u>Desembolsos</u>
Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS) 11/19/64 - 106/OC-CO	Proyecto hidroeléc- trico Río Prado	8.0	0.06
Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS) 12/3/64 - 107/OC-CO	Ampliación de la Central Termoeléc- trica de Tibú (in- tegración Colombo- Venezolana)	3.2	-
Empresa Puertos de Colombia 1/28/65 - 111/OC-CO	Ampliación de los Puertos de Barran- quilla, Cartagena y Santa Marta	5.0	-
ENKA de Colombia, S. A. 8/26/65 - 121/OC-CO	Fibras e hilos sin- téticos	5.5	-
<b>B. Fondo para Operaciones Especiales</b>		<b>7.9</b>	<b>0.8</b>
Corporación Autónoma Regional de los Valles del Magdalena y del Sinú - 5/11/62 - 21/SF-CO	Estudios para de- sarrollo regional	0.7	0.2
Instituto Nacional de Fomento Municipal - 7/12/62 - 23/SF-CO	Expansión acueductos y alcantarillado	2.5	0.6
Empresas Públicas de Medellín 4/15/65 - 55/SF-CO	Ampliación de acue- ductos	4.7	-
<b>C. Fondo Fiduciario de Progreso Social</b>		<b>49.9</b>	<b>22.8</b>
Empresas Municipales de Cali 10/26/61 - 9/TF-CO	Ampliación de siste- mas de agua potable	2.4	2.1
Instituto de Crédito Territorial 11/16/61 - 10/TF-CO	Viviendas para fami- lias de bajos ingre- sos	15.2	13.6
Empresas Municipales de Cúcuta 11/22/61 - 11/TF-CO	Ampliación de siste- mas de agua potable y alcantarillado	5.2	3.3
Instituto Nacional de Fomento Municipal - 7/12/62 - 37/TF-CO	Ampliación de siste- mas de agua potable y alcantarillado	8.5	3.0

Prestatario, fecha de aprobación  
y número del préstamo

Destino

Total

Desembolsos

Universidad Nacional  
4/30/64 - 77/TF-CO

Equipo y material de  
laboratorios para la  
unidad de ciencias  
básicas

1.1

0.1

Fondo de Desarrollo y Diversifi-  
cación de Zonas Cafeteras y Fede-  
ración Nacional de Cafeteros  
5/21/64 - 79/TF-CO

Diversificación  
agrícola - Depto.  
de Caldas

7.0

0.7

Instituto de Crédito Territorial  
10/8/64 - 93/TF-CO

Viviendas para fa-  
milias de bajos  
ingresos

7.5

-

Instituto de Crédito Territorial  
12/24/64 - 98/TF-CO

Viviendas para fa-  
milias de bajos in-  
gresos

2.5

-

Universidad del Valle  
6/10/65 - 112/TF-CO

Plano general y pla-  
nos de construcción  
de edificios

0.5

-

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

SOLAMENTE PARA USO OFICIAL

INFORME TECNICO

Proyecto Central Hidroeléctrica San Francisco y Ampliación

del Sistema de Transmisión y Distribución - CHEC

COLOMBIA

- No. 1 - CHEC - Datos Operativos.
- No. 2 - CHEC - Detalle de Ventas de Energía.
- No. 3 - CHEC - Resultados de Explotación.
- No. 4 - CHEC - Costo Estimado Programa de Obras (1966-1969).
- No. 5 - CHEC - Programa de Inversiones y Desembolsos.
- No. 6 - CHEC - Resumen Presupuesto de Inversiones y Plan de Financiamiento (Programa Obras 1966-1969).
- No. 7 - CHEC - Pronóstico de Resultados de Explotación.
- No. 8 - CHEC - Proyección de Disponibilidades y Requerimientos de Caja.
- GRAFICOS: CHEC - Esquema General del Sistema 115 y 33 KV (1965) p. 5a.  
CHEC - Central San Francisco - Disposición General del Proyecto ..... p.10a.

INFORME TECNICOCOLOMBIA

Proyecto Central Hidroeléctrica San Francisco y Ampliación  
del Sistema de Transmisión y Distribución - CHEC

1. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Central Hidroeléctrica de Caldas, S.A. (CHEC), entidad de electrificación del Departamento de Caldas, filial del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS), ha solicitado al BID un préstamo para financiar la construcción de la Central Hidroeléctrica "San Francisco", junto al Río Cauca, y de diversas obras de ampliación del sistema eléctrico operado por dicha Empresa, de acuerdo con un programa que podría cumplirse entre 1966 y mediados de 1969.

La inversión total que representa el programa de obras por ejecutar, incluidos los cargos financieros del préstamo solicitado, se estima en 16.9 millones de dólares equivalentes, de los cuales 8.1 millones de dólares, para gastos en moneda extranjera, serían financiados por el BID. El saldo de la inversión, estimado en 330 mil dólares en moneda extranjera, más 49.6 millones de pesos colombianos, se financiaría en su mayor parte con un aporte de capital de ELECTRAGUAS, principal accionista de CHEC, y el resto con recursos propios de esta Empresa, provenientes de la explotación eléctrica.

El préstamo del BID por 8.1 millones de dólares, que equivale al 48 por ciento de la inversión total, se destinaría a la adquisición de materiales y equipos importados para la central generadora, para líneas de transmisión y distribución y para subestaciones transformadoras de alta y mediana tensión. En la suma indicada se incluyen también los intereses del préstamo durante el período de construcción, los servicios de ingenieros consultores y el costo de una asistencia técnica destinada a mejorar la organización de la Empresa y sus sistemas de control financiero-contable.

En la actualidad, el sistema eléctrico de CHEC abastece a más del 90 por ciento de la población urbana de Caldas, en 36 localidades que incluyen las principales ciudades del Departamento. A través de una interconexión con el sistema eléctrico del Departamento del Valle del Cauca (Sistema CVC), CHEC suministra además una cuota apreciable de energía excedente a este último Departamento.

Incluidas las ventas al Departamento del Valle del Cauca, el consumo de energía abastecido por CHEC ha aumentado de 100 millones KWH en 1961, a unos 208 millones KWH en 1965. Con la tendencia actual en el crecimiento de los consumos dentro del Departamento de Caldas, se calcula que hacia 1968 la capacidad de producción de las centrales generadoras de CHEC quedaría copada; de manera que ya en 1969 deberá contarse con capacidad adicional. Esta capacidad puede desarrollarse en forma muy económica con la construcción de la Central Hidroeléctrica "San Francisco", cuya factibilidad técnica ha quedado debidamente establecida en los detallados estudios de la firma de ingenieros consultores (SYNDIBEL de Bélgica).

Según el estudio de SYNDIBEL aparece justificada la instalación de una capacidad final de 135 MW, con tres unidades de 45 MW cada una, cuando el sistema de CHEC se encuentre, en algunos años más, interconectado con los otros grandes sistemas de la región central del país. En la etapa inicial, materia del financiamiento solicitado, se instalarían en San Francisco 2 grupos, con 90 MW de potencia.

La producción de esta Central se calcula en 270 millones KWH anuales, susceptible de aumentar considerablemente con la captación adicional de dos ríos vecinos, actualmente en estudio.

Al entrar en servicio la Central San Francisco, con 90 MW iniciales, la potencia instalada de CHEC llegaría a unos 140 MW, con una capacidad de producción anual de 575 millones KWH (sin incluir la captación adicional de los Ríos San Francisco y Campoalegre). Esto sería suficiente para atender las demandas de energía y potencia hasta 1973.

Desde los primeros años de operación de la Central San Francisco, toda la energía que pueda producirse en exceso sobre las necesidades del Departamento de Caldas tendría mercado en el sistema vecino del Departamento del Valle, lo que hace aún más atractivo este Proyecto desde el punto de vista económico.

El programa de obras de CHEC incluye, además de la central hidroeléctrica, diversas instalaciones de transmisión y subtransmisión, así como el mejoramiento y la ampliación de las redes distribuidoras de la ciudad de Manizales y de otras poblaciones atendidas por esta Empresa.

Con base en precios constantes de 1965 y con las tarifas de venta actuales, se calcula que los ingresos de explotación de esta Empresa cubrirían ampliamente los gastos de explotación previstos, dejando un margen de rentabilidad que, desde 1967 en adelante, fluctuaría entre 8 y 10 por ciento de la inversión inmovilizada real (con activo fijo revaluado según costo de reposición en 1965, más las inversiones del Proyecto).

Aun cuando CHEC ha operado hasta ahora en forma satisfactoria, tanto en los aspectos técnicos como económicos, el apreciable incremento en inversiones y en el volumen de operaciones que representa la ejecución del Proyecto considerado exige un mejoramiento sustancial de la actual organización de la Empresa, así como de sus métodos de control e información financiera-contable.

### Recomendación

Para asegurar un desenvolvimiento apropiado de esta Empresa, con una administración más efectiva, y para facilitar el control del préstamo en consideración, se recomienda exigir a CHEC la contratación de los expertos necesarios (uno en Administración y otro en Contabilidad de Empresas de Servicio Público) para que examinen la estructura de la organización y el sistema contable existente, implanten las mejoras pertinentes y entrenen al personal responsable de mantener en vigor las normas y procedimientos que se recomienden. En esta materia el BID puede asesorar a CHEC en la preparación de los "términos de referencia" de este trabajo, en la selección de los expertos y en la dirección y control de los mismos durante su desempeño.

## 2. ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EN CALDAS

El Departamento de Caldas, ubicado en la región centro-occidental de Colombia, es el de menor extensión del país (13 400 Km<sup>2</sup>). Sin embargo, con una población de 1.6 millones de habitantes, es el que tiene la más alta densidad demográfica (120 hab/Km<sup>2</sup>).

El cultivo del café constituye la principal actividad económica de Caldas: este Departamento es el mayor productor del país. Hay además cierta producción ganadera y una variedad de cultivos agrícolas, pero de mucho menor importancia que el café.

La actividad industrial, relativamente modesta en el pasado, tiende a adquirir un desarrollo más intenso con la instalación en los últimos años de numerosos establecimientos fabriles, principalmente en las ciudades de Pereira y Manizales. El Departamento de Caldas cuenta con abundantes recursos minerales (mercurio, asbesto, carbón, etc.), que han comenzado a explotarse industrialmente.

Del total de la población urbana de Caldas, estimada en alrededor de 800 mil habitantes, más de un 75 por ciento se concentra en las ciudades de Manizales (capital del Departamento), Pereira, Armenia y Calarcá, y el resto se distribuye en unas 45 localidades menores.

En la zona cafetera central existe una gran densidad de población rural, especialmente en el Municipio de Manizales y áreas vecinas.

Prácticamente todos los centros urbanos y algunos sectores rurales de la zona central cuentan con abastecimiento eléctrico de servicio público. Con excepción de ciertos pueblos aislados en el extremo nor-oriental, todo el resto del Departamento se alimenta a través de un sistema interconectado de líneas de transmisión y subtransmisión, que llega actualmente a cerca de 40 localidades urbanas, entre ellas las principales ciudades, con numerosas extensiones rurales.

La entidad abastecedora más importante es la "Central Hidroeléctrica de Caldas, S.A." (CHEC), empresa filial del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS). A través del sistema departamental de transmisión y subtransmisión, que es de su propiedad, CHEC distribuye energía directamente en 20 poblaciones, incluida la ciudad de Manizales, y vende energía en bloque a otras 16 empresas distribuidoras municipales, algunas de las cuales generan parte de la energía en sus propias centrales.

La capacidad generadora instalada en el Departamento (sistema interconectado) llega a unos 74 MW nominales, de los cuales 51 MW corresponden a las centrales de CHEC, y el resto, a las empresas municipales de Pereira (17 MW), Armenia (3 MW), Calarcá (1 MW) y otras menores. Con excepción de una planta diesel de Pereira (4 MW), todas las centrales interconectadas son hidroeléctricas.

La autoproducción en el Departamento es insignificante: existe sólo una planta de alguna importancia (1 MW) en un establecimiento textil de Manizales, que se justifica porque utiliza el vapor en el proceso industrial.

El consumo de energía eléctrica de Caldas, que se espera pasará de 230 millones KWH en 1965, ha tenido un aumento medio anual del orden del 11 por ciento, con apreciables variaciones en algunos años, según las disponibilidades de capacidad generadora. Desde 1963 en que entró en servicio la Central Hidroeléctrica La Esmeralda de CHEC (30 MW), ha habido suficiente capacidad para satisfacer las necesidades de potencia y energía dentro del Departamento, y para vender excedentes al sistema eléctrico del Departamento del Valle del Cauca (CVC), que está interconectado con CHEC.

Para atender el consumo previsto en Caldas, en 1965 deberán producirse unos 290 millones KWH, de los cuales unas dos terceras partes serían generadas por CHEC y el saldo, por las centrales municipales. Además de esto, se calcula que el sistema de CHEC podrá entregar este año unos 60 millones KWH al de CVC, que soporta un agudo déficit de producción (véase Informe Técnico EMCALI - julio 1965).

El sistema abastecedor primario de CHEC combinado con las centrales municipales interconectadas podrá hacer frente a las necesidades de energía de los próximos 3 años, pero con cierta limitación de potencia en las horas de máxima demanda. Según los planes de ensanche, que CHEC mantiene coordinados con los de las principales empresas municipales (Pereira y Armenia), todos los aumentos futuros de capacidad generadora estarían a cargo de CHEC, limitándose las otras empresas a efectuar sólo las ampliaciones de sus redes de distribución.

En cuanto a la estructura de la industria, existe la tendencia a la consolidación de todas las actividades de suministro eléctrico en una sola entidad departamental. Ya en los últimos años, diversos servicios municipales independientes se han ido integrando en el sistema de CHEC. Se



encuentran ahora muy avanzadas las gestiones para incorporar también a CHEC las instalaciones de la Empresa Municipal de Armenia (18 000 consumidores). Este proceso de integración gradual contribuirá a reforzar el organismo departamental, a unificar la planeación y los métodos operativos y, en definitiva, a hacer más económica y eficiente la prestación del servicio eléctrico.

### 3. CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. (CHEC)

En 1944 el Gobierno Nacional, el Departamento de Caldas y algunas municipalidades, crearon CHEC como una sociedad limitada; en 1950 fue reorganizada con participación de ELECTRAGUAS como socio principal y en sustitución del Gobierno, el Departamento de Caldas, la Municipalidad de Manizales y otros 7 municipios vecinos. Finalmente, a fines de 1963, se decidió transformar a CHEC en sociedad anónima; el permiso definitivo para funcionar como tal le ha sido concedido en marzo de 1965 por la Superintendencia de Sociedades Anónimas.

CHEC tiene su domicilio en la ciudad de Manizales, capital del Departamento. La administración superior está a cargo de una Junta Directiva compuesta de 5 miembros que representan a los accionistas principales, y de un Gerente encargado de la dirección y administración de los negocios sociales.

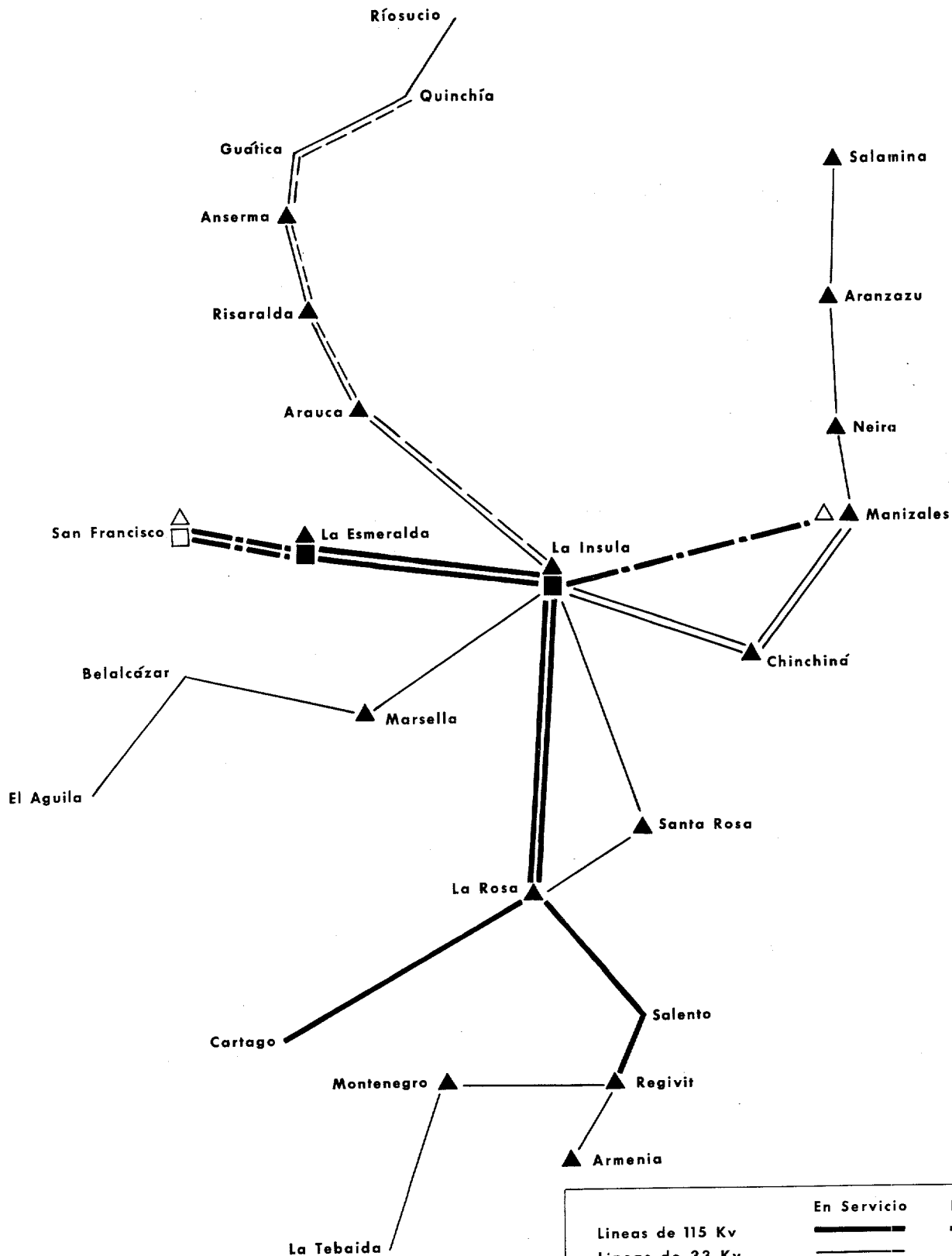
Esta sociedad tiene por funciones desarrollar los recursos de energía del Departamento y ejecutar las obras necesarias para el suministro eléctrico a las ciudades de Caldas o a otros Departamentos vecinos, si éste se justifica.

CHEC ha logrado desarrollar un sistema abastecedor que incluye actualmente 6 centrales hidroeléctricas con 51 MW de capacidad instalada; cerca de 100 Km de líneas de transmisión de 115 KV que interconectan las dos centrales mayores (La Esmeralda y La Insula) con los principales centros de consumo y con el sistema eléctrico de la Corporación del Valle del Cauca (CVC); 220 Km de líneas de subtransmisión de 33 KV y unos 400 Km de líneas alimentadoras a 13.2 KV y 4.16 KV. CHEC tiene además en servicio dos subestaciones transformadoras de 115 KV a 33 KV en Pereira (La Rosa) y Armenia (Regivit), con 40 MVA de capacidad, y 13 subestaciones rebajadoras de 33/13.2 KV y 33/4.16 KV, con alrededor de 45 MVA instalados.

A través de este sistema CHEC suministra energía a 36 localidades urbanas, encargándose de la distribución en 20 de ellas y vendiendo en bloque a las restantes. De este modo CHEC abastece directa o indirectamente a una población de más de 750 000 habitantes, o sea a más del 90 por ciento de la población urbana del Departamento, aparte de ciertos sectores rurales de la zona central.

En los servicios atendidos directamente por CHEC, que incluye la ciudad de Manizales y sus alrededores, esta Empresa cuenta en la actualidad con más de 40 000 consumidores, cuyo consumo total se estima para 1965 en unos

C H E C ESQUEMA GENERAL DEL SISTEMA 115 y 33 Kv  
(1965)



	En Servicio	En proyecto
Lineas de 115 Kv		
Lineas de 33 Kv		
Centrales Generadoras		
Subestaciones de 115 y 33 Kv		

113 millones KWH. Las ventas en bloque a empresas distribuidoras municipales y al sistema de CVC se calcula que llegarán este año a más de 95 millones KWH. O sea que el consumo total abastecido por CHEC en bloque y al detalle llegaría en 1965 a más de 200 millones KWH, de los cuales unos 60 millones KWH se entregarían al sistema CVC, fuera del Departamento.

Si se elimina la venta de excedentes de energía a CVC, el consumo abastecido por CHEC dentro del Departamento de Caldas ha aumentado en casi 50 millones KWH en los últimos 5 años (hasta 1965), es decir a un promedio de 9 por ciento anual. Sin embargo, desde la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica La Esmeralda, en los últimos tres años el incremento del consumo ha sido de más del 11 por ciento anual.

Si bien la capacidad de abastecimiento primario de CHEC, en generación y transmisión, es adecuada para satisfacer las demandas existentes, las instalaciones de distribución de algunas ciudades requieren ser mejoradas y ampliadas. Esto se verifica particularmente en la red de la ciudad de Manizales, en los sectores de alimentación primaria a 4.16 KV que se encuentran sobrecargados, con una caída de voltaje inadmisibles. Se estima que la corrección de estas deficiencias se traduciría en una elevación de un 5 por ciento en la demanda actual de esta ciudad. Según manifiestan los técnicos de CHEC, algo parecido ocurre en Pereira, Armenia y en varias otras localidades abastecidas en bloque por CHEC.

Debido a las deficiencias anotadas en la red de distribución de Manizales y con el fin de contener un crecimiento desmedido de las demandas, CHEC no permite actualmente la conexión de estufas (cocinas). Aparte de esta restricción, no hay otra limitación a los consumos ni hay tampoco solicitudes pendientes de conexión por falta de capacidad.

La red alimentadora en 33 KV y en 13.2 KV continúa extendiéndose para alcanzar hasta localidades menores en los extremos del sistema, al mismo tiempo que se amplía el área rural servida. Tomando en cuenta estas ampliaciones y el crecimiento vegetativo en las localidades ya abastecidas, el número de usuarios de CHEC está aumentando a razón de unos 300 por mes.

En general, la explotación del servicio eléctrico se ha realizado hasta ahora en forma satisfactoria tanto desde el punto de vista técnico como del económico. Los ingresos de explotación, que para 1965 se estiman en más de 22 millones de pesos colombianos, han sido suficientes para cubrir todos los gastos de explotación y producir una rentabilidad moderada en términos reales (referida a la inversión revalorizada según costo de reposición). A pesar del fuerte aumento en las inversiones que significó la construcción de la Central La Esmeralda, el incremento del volumen de ventas sumado a un reajuste apreciable del nivel de tarifas hecho a fines de 1963, han permitido mantener la rentabilidad real de las inversiones sobre un 3 por ciento en 1964, esperándose que llegará a un 4.5 por ciento en el presente año (véase Cuadro No. 3). Los datos de la contabilidad de CHEC muestran resultados más favorables porque las inversiones (y depreciaciones) están registradas con base en el costo original.

Una revaluación prudente del Activo Fijo Neto en servicio, que según el balance al 31 de diciembre 1964 es de 112 millones de pesos col., elevaría esta cifra a más de 170 millones de pesos.

El capital autorizado de CHEC es de 100 millones de pesos col., pero a la fecha el monto suscrito y pagado llega a 78 millones, de los cuales el 75 por ciento corresponde a ELECTRAGUAS, el 15 por ciento al Departamento de Caldas, el 7.5 por ciento a la Municipalidad de Manizales, y el 2.5 por ciento restante, a otros once municipios.

La expansión de las instalaciones de CHEC se ha financiado, en lo que respecta a recursos locales, principalmente con aportes de capital hechos por ELECTRAGUAS y por el Departamento de Caldas. Parte de las contribuciones de este último proviene de un impuesto a la venta de licores, que en la actualidad rinde alrededor de 1 millón de pesos col. por año. CHEC ha contratado además diversos préstamos locales a mediano y largo plazo (Corporación Financiera de Caldas, Banco de la República, Banco Cafetero, etc.) cuyos saldos suman actualmente cerca de 7 millones de pesos colombianos.

Para la ejecución de las centrales hidroeléctricas mayores, La Insula y La Esmeralda, CHEC obtuvo dos préstamos a largo plazo del Banco Mundial por US\$ 7.2 millones, que al 31 de diciembre de 1964 estaban reducidos a US\$ 5.3 millones.

De acuerdo con los Estatutos de la Sociedad, ELECTRAGUAS como accionista mayoritario y en virtud de sus funciones de organismo nacional de electrificación, debe aprobar los planes de desarrollo de CHEC y las decisiones relacionadas con la ejecución de obras mayores, tales como nuevas centrales generadoras, que desde luego requieren importantes contribuciones financieras de ese Instituto.

Para el diseño y la ejecución de las obras de mayor importancia, CHEC ha contratado los servicios de ingenieros consultores independientes, además de contar con la asesoría técnica de ELECTRAGUAS.

En cuanto a la organización administrativa y a los sistemas de control contable y de información financiera, se confirman y acentúan aquí las deficiencias observadas en ELECTRAGUAS y sus sociedades filiales (véase Informe Técnico - Proyecto Río Prado). El sistema de cuentas de CHEC, implantado por ELECTRAGUAS, y los procedimientos de contabilidad existentes requieren una mejora sustancial para que sirvan como instrumento efectivo de control de las operaciones. Se elaboran y acumulan muchos datos innecesarios y, en cambio, faltan ciertas informaciones básicas que muestren en forma clara y oportuna el desenvolvimiento de la Empresa.

En el caso de CHEC las mejoras sugeridas van más allá de los aspectos contables, puesto que deben incluir también una revisión completa de la estructura de la organización existente. El volumen de las operaciones y la extensión geográfica de los servicios que atiende esta Empresa justifican una reagrupación de las actividades, de modo que se distingan las funciones de operación y mantenimiento de las instalaciones (generación,

transmisión y distribución), de las de "Ingeniería" (Estudios, Diseño, Interventoría de Obras y Asesoramiento Técnico a la Explotación). Estos cambios de organización se pueden efectuar sin necesidad de aumentar el personal actual, que llega a unos 550 empleados en total.

Estas materias fueron discutidas con los ejecutivos de CHEC, y hubo acuerdo para incluir en un eventual préstamo del BID una suma para cubrir el costo de la asistencia técnica requerida. El Banco podría asesorar a CHEC en la preparación de los "términos de referencia", en la selección de los expertos necesarios y en la orientación del trabajo de éstos, tanto en la fase de investigación como en la de implantación de las mejoras recomendadas.

En el Cuadro No. 1 se muestran los datos más significativos de la evolución del sistema de CHEC en los últimos 5 años, incluido 1965.

Puede observarse el notable aumento de los consumos abastecidos en el Departamento de Caldas, así como de las ventas al sistema CVC (a contar de 1963). La restricción de capacidad generadora experimentada entre 1961 y mediados de 1963 se refleja en el alto factor de carga del sistema de esos años. Una vez normalizado el abastecimiento, este índice ha bajado a un 44 por ciento anual para el conjunto de los servicios atendidos por CHEC dentro del Departamento. Puede verse, por último que la demanda máxima está ya muy cerca de la capacidad instalada en las centrales, lo que anticipa un déficit de potencia (pero no de energía) en 1966, que sería suplido por el sistema CVC, cuya capacidad aumentará considerablemente a fines del presente año.

El Cuadro No. 2 muestra un detalle de las ventas de energía, por tipo de consumo en los años 1963 y 1964, con una estimación para 1965. Se observa que en los servicios con distribución directa de CHEC, el consumo residencial representa alrededor del 46 por ciento del consumo total, mientras que el industrial ha bajado su proporción de 35 a menos de 30 por ciento del total. El consumo de la Fábrica de Cementos Caldas, que tiene gran influencia en el consumo industrial, tuvo una baja en los primeros meses de 1965; pero deberá recuperarse y aumentar considerablemente en 1966, en que se duplicará la capacidad de producción de esta fábrica.

El suministro en bloque a otras empresas distribuidoras empieza a tener un fuerte aumento, ya que las centrales de estas empresas han llegado al máximo de su utilización y todos los aumentos del consumo tendrán que ser atendidos por CHEC.

Finalmente, la venta de energía excedente al sistema CVC que se inició en 1963 con 7.3 millones KWH, deberá llegar este año a unos 60 millones KWH. Este suministro, que depende de las disponibilidades de CHEC y de las necesidades de CVC, podrá mantenerse al mismo nivel en 1966, pero irá bajando en los años siguientes a medida que aumenta el consumo en Caldas, y mientras CHEC no ponga en servicio la nueva central hidroeléctrica San Francisco.

Puede apreciarse en el Cuadro No. 2 la influencia que ha tenido el alza de tarifas en los ingresos de explotación de CHEC. En efecto, en los servicios con distribución directa de esta Empresa el ingreso medio por KWH vendido ha aumentado en casi 50 por ciento entre 1963 y 1965. En las ventas en bloque a otras empresas de Caldas el precio medio ha aumentado en el mismo período en un 23 por ciento.

En el Cuadro No. 3 se resumen los resultados de explotación de los últimos 5 años.

#### 4. PROGRAMA DE DESARROLLO - PROYECTO HIDROELECTRICO SAN FRANCISCO (1966-1969)

##### 4.1 Antecedentes

CHEC tiene actualmente en operación 6 centrales hidroeléctricas con una capacidad efectiva de unos 49 MW (nominal 51 MW). Las más importantes son La Esmeralda con 30 MW, terminada en 1963, y La Insula con 15.5 MW, en servicio desde 1951.

Según las previsiones, la potencia disponible actual deberá quedar totalmente copada en 1966, en que la demanda máxima del sistema pasaría de 50 MW. Este déficit de potencia, que iría en aumento en los años subsiguientes, podrá ser cubierto con suministros del sistema CVC en horas de máxima demanda. Este sistema contará desde fines de 1965 con capacidad suficiente, una vez que entre en servicio la central hidroeléctrica Calima (Véase Informe Técnico EMCALI).

En cuanto a energía, las plantas existentes de CHEC pueden asegurar una producción anual de unos 300 millones KWH, que es superior a las necesidades de generación previstas hasta 1968. Se estima que CHEC puede colocar en el sistema CVC (en períodos diarios de baja carga) prácticamente toda la energía excedente que es capaz de generar, aun después de entrar en servicio la central Calima de CVC. Esto se debe a que el precio de venta de esta energía secundaria (5 centavos col. por KWH) es inferior al costo incremental de generación de las plantas térmicas del sistema CVC, de modo que convendrá a ésta comprar el máximo de energía de CHEC y reducir en lo posible el consumo de combustible en sus plantas. En todo caso, con base en el pronóstico de consumo, ya en 1969 CHEC no tendría producción suficiente para atender la demanda de energía de su propio sistema, aparte de que tendría un déficit de potencia de más de 35 MW.

De lo anterior se desprende que el problema inmediato de CHEC es aumentar su capacidad de generación para hacer frente a las demandas previstas de 1969 en adelante.

La solución que aparece como más conveniente es la construcción de la central hidroeléctrica San Francisco, que trabajaría en serie hidráulica con las centrales La Insula y La Esmeralda, constituyendo el último paso de un aprovechamiento escalonado que termina en el Río Cauca.

Según el anteproyecto elaborado por los ingenieros consultores (Syndibel de Bélgica), las aguas de la central La Esmeralda vaciarían directamente a un embalse regulador que se formaría en una meseta ubicada en la margen derecha del Río Cauca. Para crear este embalse se cerraría la cañada de evacuación al río con una presa de tierra de 40 m de alto. La capacidad útil de almacenamiento en el embalse es de 4.9 millones m<sup>3</sup>, lo que permitiría una regulación semanal. Un corto canal de aducción conduce a la cámara de presión, de donde arrancan las tuberías forzadas. Con el nivel medio de operación del embalse se desarrolla una caída de unos 180 m hasta la descarga en el Río Cauca. El caudal medio anual utilizable, turbinado por la central La Esmeralda, se calcula en 20.8 m<sup>3</sup>/seg, con el cual se obtendría una generación anual de poco más de 270 millones KWH.

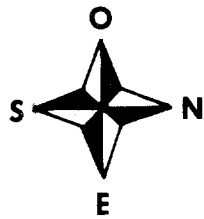
Está prevista una futura desviación desde el Río San Francisco, a través de un túnel, que aumentaría el caudal medio utilizable a 23 m<sup>3</sup>/seg y la producción anual a 300 millones KWH. Por último, se investiga actualmente, y parece justificarse, una captación adicional de excedentes del Río Campoalegre, que se vaciarían también al embalse de San Francisco, lo que permitiría aumentar la producción anual de esta central a más de 400 millones KWH.

De las diversas alternativas examinadas por los consultores respecto a la potencia instalable y al tamaño de los grupos generadores, aparece debidamente justificada la conclusión de instalar inicialmente 90 MW, en dos unidades de 45 MW. Con la producción de 270 millones KWH (antes de la desviación del Río San Francisco), el factor de planta resultante es de 34.5 por ciento, adecuado para una central que operará normalmente en la parte superior de la curva de carga del sistema. Con esta capacidad instalada y esta producción se calcula que el sistema podrá hacer frente a las demandas de potencia y energía previstas hasta 1972-1973 (la potencia de reserva estaría asegurada a través de la interconexión con CVC y, posteriormente, con el sistema nacional de transmisión, actualmente en estudio). Hacia esa época debería estar hecha la desviación del Río San Francisco y, si las actuales estimaciones se confirman, también la del Río Campoalegre, lo que justifica la instalación de un tercer grupo generador de 45 MW para llegar a una capacidad final de 135 MW.

Por las razones expuestas, se ha proyectado la aducción forzada y la casa de máquinas para tres unidades, pero con instalación inicial de dos tuberías de presión y dos grupos generadores.

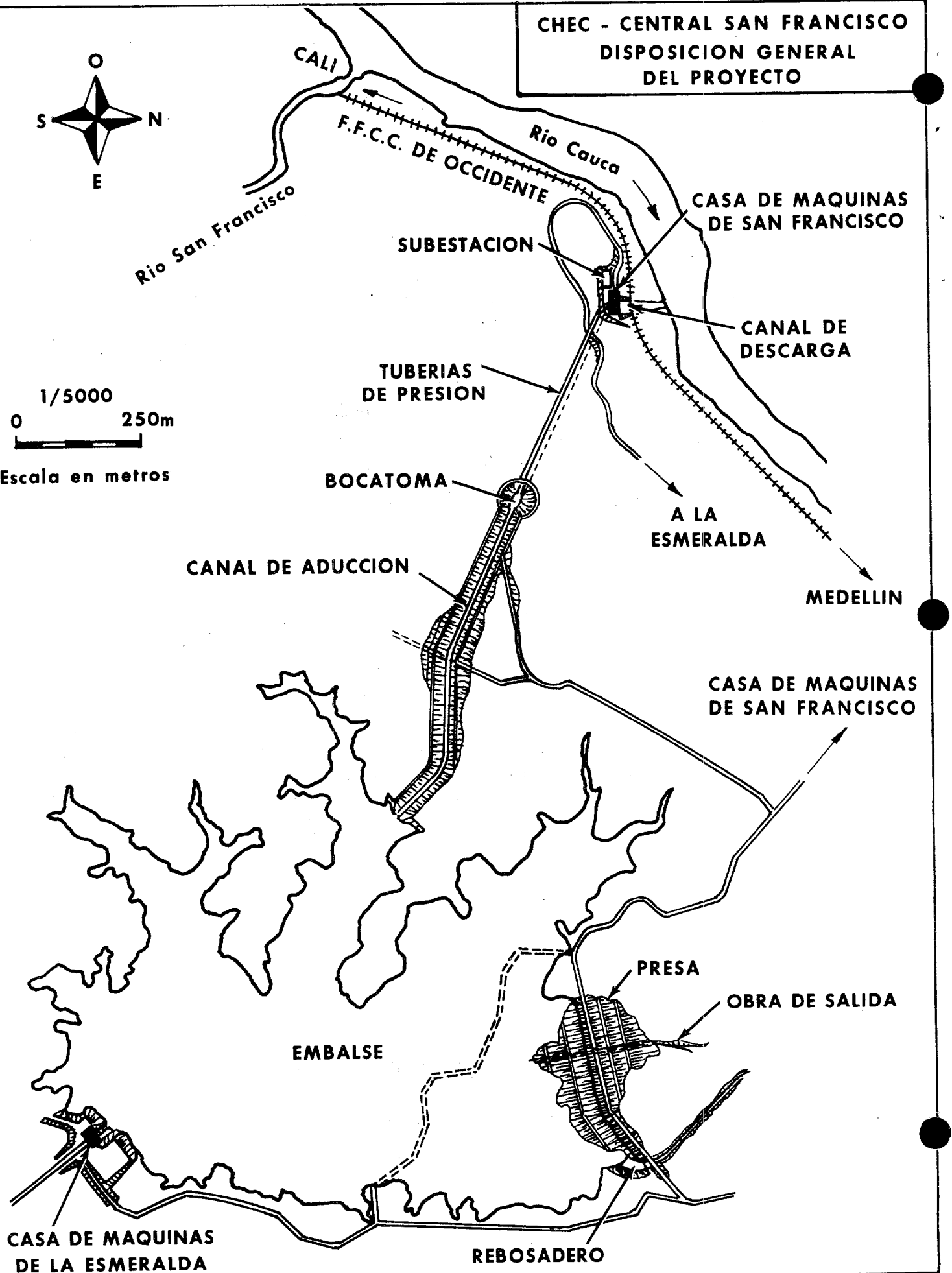
Debido a las características del Proyecto y a las favorables condiciones naturales, el costo estimado de la central hidroeléctrica San Francisco es notablemente bajo, estimándose que para la primera etapa, con 90 MW instalados, la inversión unitaria incluidos intereses durante construcción no llegaría a US\$ 150 equivalentes por KW, y que para 135 MW instalados, sería inferior a US\$ 130 por KW. La

**CHEC - CENTRAL SAN FRANCISCO  
DISPOSICION GENERAL  
DEL PROYECTO**



1/5000  
0 250m

Escala en metros





inversión incremental que representa la adición de la tercera unidad de 45 MW se estima en unos US\$ 78 por KW, lo que conduce a un costo muy favorable para la energía de pico que esta unidad pueda suministrar al sistema.

El programa de ampliación del sistema CHEC, que se realizaría en aproximadamente 3-1/2 años, comprende además de la central generadora una serie de obras complementarias de transmisión a 115 KV, de subtransmisión y alimentación en 33 KV y 13.2 KV, y de distribución en Manizales y otras localidades del Departamento. A continuación se hace una breve descripción de las obras comprendidas en este Programa, para el que se ha solicitado financiamiento al BID.

#### 4.2 Central Generadora San Francisco

Embalse.- En una terraza que se extiende al pie de la central La Esmeralda, unos 200 m por encima del nivel del Río Cauca y al costado derecho de éste, se crearía un embalse de aproximadamente 85 has. de superficie, que almacenaría alrededor de 9 millones m<sup>3</sup>, con un volumen máximo utilizable de 4.9 millones m<sup>3</sup>.

Para formar el embalse se proyecta cerrar con una presa de tierra la quebrada que desciende desde la terraza al Río Cauca, por donde escurre actualmente la descarga de la central La Esmeralda. La estanqueidad del embalse está debidamente verificada y no se requieren otros trabajos de impermeabilización que los de la base de la presa. Esta tendría una altura máxima de 40 m con una longitud de cresta de 372 m, y estaría constituida por un núcleo estanco de ceniza volcánica apoyado por ambos lados en un terraplén de material mixto de conglomerado y arcilla, que a su vez iría protegido en ambos paramentos con una capa de piedras. El volumen total de la presa se calcula en unos 650 000 m<sup>3</sup>.

Durante la construcción de la represa, las aguas se vaciarían por una tubería de desagüe de fondo, con capacidad de 35 m<sup>3</sup>/seg, que se ejecutaría previamente, para dejar en seco la zona de excavación de los cimientos. En un extremo de la presa en la margen derecha de la quebrada, queda la estructura del aliviadero de crecidas, con capacidad de 54 m<sup>3</sup>/seg, con vertedero, puente sobre el mismo y canal de descarga revestido de hormigón.

Aducción y Bocatoma.- Para llevar el agua del embalse hasta las tuberías de presión, se proyecta la construcción de un canal de poco más de 700 m de largo con capacidad de 90 m<sup>3</sup>/seg, revestido de hormigón en la sección mojada. Este es el caudal máximo, necesario para operar 3 unidades de 45 MW a plena capacidad. El volumen de excavaciones para esta obra se calcula en más de 400 000 m<sup>3</sup>. Debe hacerse un corte con una profundidad máxima de cerca de 30 m para atravesar las elevaciones del terreno natural que circundan el embalse.

El canal termina en una cámara de carga, donde se encuentra una estructura de hormigón con las tomas para 3 tuberías de presión. Cada boca tiene una sección de 38 m<sup>2</sup> (5.10 m x 7.50 m), protegida por rejas. A continuación, en la entrada a cada tubería forzada se instalaría una compuerta tipo vagón de 3.10 m x 3.10 m, con una ataguía (compuerta de emergencia) antepuesta. En la parte superior de la estructura de toma se encuentra una cámara con los mecanismos de maniobra de las compuertas.

Tubería de Presión.- Desde la bocatoma arrancan 3 tuberías de acero de 3.10 m de diámetro, enterradas en un tramo superior de 68 m de longitud hasta el primer macizo de anclaje. En el tramo al aire libre se instalarían inicialmente dos tuberías, con diámetro interior decreciente de 3.10 m a 2.80 m. La longitud total de cada tubería, hasta la entrada a la casa de máquinas, incluida la parte enterrada, es de unos 475 m. En este recorrido los tubos descienden alrededor de 172 m.

Casa de Máquinas.- Esta estructura quedaría en la margen derecha del Río Cauca a unos 100 m de la orilla, poco más arriba de la vía del Ferrocarril de Occidente.

La casa de máquinas se ha proyectado con capacidad para instalar 3 grupos generadores. En el mismo edificio se consulta espacio para labores de montaje, salas de control y de tableros auxiliares, oficina, taller y servicios para el personal. La superficie total edificada es de unos 1 200 m<sup>2</sup>.

Las aguas turbinadas en la central se vaciarían al Cauca mediante un canal de descarga de 20 m de ancho, sobre el cual deberá construirse un puente para la vía ferroviaria existente.

Maquinaria y Equipo.- Se instalarían dos grupos generadores y se dejará todo dispuesto para la futura instalación del tercero. Cada grupo consta de:

- Turbina Francis de eje vertical, 360 rpm, 64 000 HP, para 178 m de caída neta, con caracol, difusor, regulador de velocidad y válvula esférica con mecanismo de maniobra.
- Alternador, directamente acoplado, de 53 000 KVA, 13.8 KV, con regulador de tensión, equipos de excitación y elementos de protección.

Las instalaciones de la casa de máquinas incluyen, además, un puente grúa de 140 ton, ataguías para el canal de descarga, bombas, tableros de control, cables, sistema de baterías, equipo de comunicaciones y demás servicios auxiliares eléctricos y mecánicos. De uno de los grupos generadores saldrá una derivación a 13.8 KV hacia un transformador de 13.8/0.48/0.27 KV, de 800 KVA, para la alimentación de los servicios auxiliares de la central.

Subestación Elevadora.- Esta se ubicaría en un patio adyacente a la casa de máquinas, al mismo nivel del piso de los alternadores. Cada alternador irá conectado a un banco de transformadores monofásicos de 13.8/115 KV, de 17.7 MVA por transformador. (Se consulta un transformador de repuesto). Habrá un simple sistema de barras de 115 KV, en estructura de acero galvanizado, al que se conectarán los transformadores y desde donde saldrán dos circuitos de 115 KV hacia la subestación de la central La Esmeralda. Tanto la conexión a los transformadores como las salidas de las líneas irán protegidas con interruptores automáticos de 115 KV.

Obras Varias de la Central.- El Proyecto incluye la construcción de los caminos de acceso a la presa, bocatoma y casa de máquinas, así como los empalmes con la carretera pública existente y un desvío del ferrocarril frente a la casa de máquinas. Se consulta además la construcción de algunas casas para operadores. Los servicios generales para el personal de la central se atenderían desde el campamento La Esmeralda, que queda a corta distancia.

#### 4.3 Líneas y Subestaciones de 115 KV

La central San Francisco se conectaría en la subestación La Esmeralda al sistema de alta tensión existente, a través de una línea de 115 KV, de doble circuito, de 2.8 Km de longitud.

En la subestación La Esmeralda deberá ampliarse el sistema de barras de 115 KV para recibir los dos circuitos de San Francisco.

Para hacer frente a la carga prevista en Manizales y líneas derivadas hacia el Norte, se hace indispensable reforzar la actual alimentación a 33 KV (desde la subestación de La Insula) que está al límite de su capacidad. Este refuerzo se haría con una línea de 115 KV de un circuito, en torres metálicas, 18 Km de longitud, de la Insula a Manizales. Se requiere la instalación de algunos equipos de protección y control en la subestación La Insula.

Esta línea de 115 KV llegaría hasta la entrada de la ciudad de Manizales, a un sitio ya adquirido por CHEC, donde se montaría una subestación transformadora de 115 KV a 33 KV. En una primera etapa esta subestación tendría un banco de transformadores de 115/33 KV, con capacidad de 30 MVA, a través del cual se alimentaría un anillo de distribución primaria a 33 KV, en paralelo con las líneas existentes a este voltaje que vienen de la central La Insula.

La única otra ampliación del sistema de 115 KV contemplada en el programa es la instalación de un nuevo banco transformador de 115/33 KV, de 15 MVA, en la subestación La Rosa, desde donde se alimenta la ciudad de Pereira y la zona vecina.

#### 4.4 Obras de Subtransmisión y Distribución

Dentro del programa de ampliaciones del sistema CHEC, por realizar dentro de los próximos 3 años, pueden distinguirse los siguientes grupos de trabajos:

Distribución Primaria en Manizales.- Para mejorar la alimentación de la red distribuidora se proyecta construir un semianillo de doble circuito, de 33 KV, en torres de acero, con una longitud de 10 Km, desde el cual se abastecerían 3 nuevas subestaciones de 33/13.2 KV ubicadas en los contornos de la ciudad (Chipre, Guamal y Alta Suiza). En cada una de estas subestaciones se instalaría un transformador de 7.5 MVA, con sus correspondientes elementos de protección y control, y salidas a los circuitos alimentadores de 13.2 KV de la red.

Líneas de 33 KV fuera de Manizales.- Aparte de pequeñas extensiones, la única línea de 33 KV por construir dentro del programa es una nueva línea de un circuito, con poste de concreto, entre La Insula y Quinchía, con una longitud de 40 Km. Con esta línea se reforzará la alimentación de una serie de pueblos conectados a una antigua línea existente, que está al límite de su capacidad y en deficientes condiciones.

Subestaciones de 33 KV fuera de Manizales.- Se proyecta construir dos nuevas subestaciones y ampliar seis subestaciones existentes de 33/13.2 KV en las que se instalaría una capacidad adicional de transformadores de 25 MVA en total.

Instalaciones de 13.2 KV y Baja Tensión.- Se incluye en este grupo la construcción de aproximadamente 200 Km de líneas trifásicas de 13.2 KV, de un circuito, en puntos extremos del sistema o como extensiones suburbanas de diversas redes de distribución.

El aumento de las redes distribuidoras, en capacidad y extensión, para conectar nuevos servicios y atender el crecimiento de demandas, requiere la instalación en los próximos tres años de unos 300 transformadores de distribución de 13.2 KV a baja tensión, con una capacidad total de alrededor de 32 MVA, aparte de las extensiones de líneas secundarias, acometidas y medidores de consumo.

Otras Obras.- En el mismo terreno de la futura subestación de 115 KV en Manizales se proyecta la construcción de varios edificios para bodegas, talleres, laboratorio, garage y otros servicios generales, con una superficie total de unos 4 500 m<sup>2</sup>. Estas instalaciones se encuentran ahora repartidas en diversos recintos que tiene la Empresa en la ciudad y es conveniente centralizarlas para mayor eficiencia y economía de las operaciones.

## 5. EJECUCION DEL PROGRAMA

El anteproyecto de la Central San Francisco, que ha servido de base para el estudio de factibilidad, fue elaborado por la firma consultora Syndibel de Bélgica, según contrato celebrado con CHEC en junio de 1962. Este estudio cubrió las investigaciones básicas y el análisis de diversas alternativas sobre capacidad instalable, para llegar a la concepción definitiva del proyecto presentado al BID para financiamiento, con las características generales antes descritas.

Todos los problemas de construcción, especialmente el relativo a la presa de embalse, han sido cuidadosamente estudiados por la firma consultora, y el calendario de trabajo que ésta ha formulado parece realista. El período estimado de construcción, desde la suscripción de los contratos principales hasta la puesta en servicio de las instalaciones, es de 36 meses. A esto debe agregarse un plazo de 4 a 6 meses para el proceso previo de licitación, de modo que si se decide financiar esta obra y el contrato de préstamo se suscribe antes del término del presente año, la Central podría entrar en operación durante el primer semestre de 1969.

Todo el resto del programa (transmisión, subtransmisión y distribución) puede quedar ejecutado a fines de 1968. En general, para el conjunto del programa se ha considerado un período de ejecución (y de desembolsos) de 3-1/2 años.

Según nuevo contrato celebrado por CHEC con Syndibel en noviembre de 1964, esta firma asesorará en la preparación de los documentos de licitación, hará el estudio de las ofertas y tendrá a su cargo la dirección de las obras, incluida la inspección en fábrica, y la ingeniería de diseño y supervisión durante la construcción.

Syndibel es una firma con gran experiencia, que ha cumplido con éxito tareas similares en otros proyectos de Colombia (p.ej. Central Anchicayá en Dpto. del Valle del Cauca). Con la presencia de esta firma de ingeniería, que velará por la correcta ejecución de los trabajos como representante de CHEC ante contratistas y proveedores, no se justifica la designación de un ingeniero inspector por parte del BID. Las obras de la Central no presentan dificultades de carácter especial, ni de ejecución ni de abastecimientos. Al sitio de la obra hay acceso directo por ferrocarril y por carreteras adecuadas.

Para los fines de licitación, las obras civiles de la Central se dividirán en cuatro secciones principales, de acuerdo con la ubicación de cada faena y la naturaleza del trabajo. Para el suministro y montaje de equipo se prevén 8 contratos principales para los diversos tipos o clases de elementos requeridos, tales como compuertas, tubería de presión, turbinas, alternadores, transformadores de potencia, etc.

Para el resto de las obras del Programa se licitarán los equipos y materiales separadamente por clase de especialidad (conductores, aisladores, transformadores, etc.), y los montajes se harán en parte por administración y en parte mediante contratos locales, con asesoramiento de técnicos de los proveedores para instalaciones importantes de 115 KV.

Salvo los trabajos por administración (principalmente extensiones de redes distribuidoras, todas las demás obras y las adquisiciones se contratarán mediante licitación pública, de conformidad con las disposiciones legales vigentes (Ley 4 de 1964) y las prácticas que hasta ahora ha seguido la Empresa.

## 6. INVERSIONES Y PLAN DE FINANCIAMIENTO

El presupuesto de las obras de la Central San Francisco, preparado por Syndibel, se ha basado en los precios internacionales vigentes para el material y los equipos de importación, con un margen de 10 por ciento para imprevistos; para los gastos en moneda nacional se han tomado precios de mediados de 1965, con un margen de alrededor de 25 por ciento para imprevistos y eventuales fluctuaciones de precios. Con esta base, el costo estimado de la Central, incluidos gastos de ingeniería y generales, y excluyendo los intereses durante construcción, llega a unos 5.8 millones de dólares, más 64.5 millones de pesos colombianos.

Para fines de totalización, y empleando una equivalencia de 10 pesos por dólar, el costo de la Central llegaría a 12.3 millones de dólares excluidos intereses durante construcción; esto da un índice de 137 dólares por KW, que es extremadamente favorable y que se explica por la simplicidad de las obras de aducción (lo más importante de éstas se ejecutó para la Central Esmeralda, aguas arriba de San Francisco).

El Cuadro No. 4 muestra el presupuesto de la central generadora y de las obras de transmisión y distribución incluidas en el Programa por realizar en el período 1966-1969. Los costos de estas últimas obras han sido también revisados por los ingenieros consultores. De dicho cuadro se extracta el siguiente resumen del presupuesto del Programa:

<u>O b r a</u>	<u>Moneda Ex- tranjera Miles US dólares</u>	<u>Moneda Nacional Miles pe- sos col.</u>	<u>Total Equi- valente en Miles de US dólares</u>
<u>A. Central Generadora San Francisco</u>			
1. Terrenos y Servidumbres .....	-	740	74
2. Obras Civiles .....	-	40 040	5 004
3. Maquinaria y Equipo .....	5 359	4 860	5 845
4. Costos Indirectos y Generales	<u>450</u>	<u>8 950</u>	<u>1 345</u>
Total Central Generadora .....	<u>5 809</u>	<u>64 590</u>	<u>12 268</u>

<u>O b r a</u>	<u>Moneda Ex- tranjera Miles US dólares</u>	<u>Moneda Nacional Miles pe- sos col.</u>	<u>Total Equi- valente en Miles de US dólares</u>
<b>B. <u>Transmisión y Distribución</u></b>			
1. Líneas y Subestaciones de 115 KV .....	526	2 194	745
2. Distribución Primaria Manizales .....	261	2 005	462
3. Líneas y Subestaciones de 33 KV fuera de Manizales .....	240	1 730	413
4. Redes de 13.2 KV y Baja Tensión .....	355	10 520	1 407
5. Edificios Generales (bodegas, talleres, etc.) .....	-	1 700	170
6. Costos Indirectos y Generales	<u>140</u>	<u>1 851</u>	<u>325</u>
Total Obras de Transmisión y Distribución .....	<u>1 522</u>	<u>20 000</u>	<u>3 522</u>
Total Costo Estimado del Programa (excl. intereses durante construcción) .....	<u>7 331</u>	<u>84 590</u>	<u>15 790</u>

Como se ve, el costo estimado de este Programa, que en adelante se designará también por el "Proyecto", alcanza a unos 7.33 millones de dólares para gastos en moneda extranjera, más 84.59 millones de pesos col. para gastos en moneda nacional, con un total equivalente a 15.79 millones de dólares.

Se ha propuesto que el BID financie los gastos en moneda extranjera del Proyecto, quedando a cargo de CHEC y de ELECTRAGUAS la financiación de los gastos en moneda nacional. Se ha solicitado además que el préstamo del BID incluya los intereses del mismo exigibles durante el período de construcción, más una suma para cubrir el costo de la asistencia técnica destinada a mejorar la organización administrativa y el sistema de contabilidad de CHEC.

Para determinar el monto en moneda extranjera del préstamo requerido, debe deducirse del presupuesto de las obras la suma de 198 mil dólares, correspondiente a materiales importados por valor de 114 mil dólares que CHEC tiene disponibles (para líneas de 115 KV y dos subestaciones de 33 KV de Manizales) y a un pago de 84 mil dólares hecho a Syndibel por estudios preliminares ya realizados.

De acuerdo con el cronograma de inversiones que se muestra en el Cuadro No. 5, se han calculado los intereses del préstamo durante construcción en unos 865 mil dólares, en base a un período de desembolso de 3-1/2 años, que terminaría a mediados de 1969.

El Cuadro No. 6 resume el presupuesto de inversiones, incluidos los cargos del préstamo BID, y señala los recursos para el financiamiento. Resulta de aquí que el préstamo del BID en moneda extranjera financiaría 7.13 millones de dólares para la ejecución de obras, más 865 mil dólares para intereses durante construcción y 100 mil dólares para asistencia técnica de administración y eventuales gastos de inspección del BID, lo que da un total de 8.10 millones de dólares.

Los gastos en moneda nacional, estimados en 84.6 millones de pesos col. serían financiados con un aporte de ELECTRAGUAS de 35 millones de pesos col., quedando el saldo a cargo de CHEC. Esta requeriría, sin embargo, un préstamo a corto plazo para suplir una deficiencia transitoria de caja en el período de construcción. Según lo tratado con las autoridades de ELECTRAGUAS, no habría inconveniente en que ésta adelantara a CHEC la suma necesaria, estimada en cerca de 12 millones de pesos col. Este avance puede serle reembolsado por CHEC en los dos años subsiguientes al de puesta en operación la Central San Francisco.

Dentro de los recursos propios de CHEC se incluye un aporte del Departamento de Caldas proveniente del impuesto a los licores, que entre 1966 y 1969 rendiría cerca de 4 millones de pesos col. Del Cuadro No. 6 se extracta a continuación la composición sumaria de las inversiones del Proyecto y de los recursos de financiamiento:

	Gastos en moneda extranj. miles U.S. \$	Gastos en moneda nacional en miles pesos	Total Equi- valente en miles US \$	
<u>Inversiones</u>				
- En Obras .....	7 331	84 590	15 790	
- Cargos Financieros Préstamo y Otros Gastos ...	<u>1 097</u>	-	<u>1 097</u>	
Total Inversiones .....	<u>8 428</u>	<u>84 590</u>	<u>16 887</u>	
<u>Recursos</u>				Porcen- taje
- Préstamo BID - Obras .	7 133	-	7 133	
- Intereses durante Construcción .....	865	-	865	
- Asistencia Técnica e Inspección .....	<u>100</u>	-	<u>100</u>	
Total Préstamo BID ...	<u>8 098</u>	-	<u>8 098</u>	<u>48.0</u>



	Gastos en moneda extranj. miles U.S. \$	Gastos en moneda nacional en miles pesos	Total Equivalente en miles US \$	Porcentaje
<u>Aportes Locales</u>				
- ELECTRAGUAS - Para Obras....	-	35 000	3 500	20.7
- CHEC - Para Obras .....	198	49 590	5 157	30.5
- Comisión de Compromiso .....	132	-	132	0.8
Total Aportes Locales ...	330	84 590	8 789	52.0
Total Recursos .....	8 428	84 590	16 887	100.0

Con la equivalencia adoptada de 10 pesos col. por dólar para la conversión de la moneda local, puede verse que el préstamo del BID por 8.1 millones de dólares financiaría el 48 por ciento de la inversión total del Proyecto.

El préstamo del BID podría ser amortizado en 12 años, después de transcurrido un plazo de gracia de 4 años. Sobre la base de cuotas semestrales iguales, que incluirían amortización e intereses de 6 por ciento, el servicio anual del préstamo ascendería a 957 mil dólares. Si el contrato de préstamo se suscribe a fines de 1965, el desembolso de los fondos se efectuaría en la siguiente forma (el detalle aparece en el Cuadro No. 5):

Año	Préstamo BID	R e c u r s o s		CHEC-ELECTRAGUAS	Total Recursos en Miles de US dólares
	Moneda Extranjera Miles US dólares	Moneda Extranjera Miles US dólares	Moneda Nacional Miles pesos col.	Total Equivalente en Miles de US dólares	
1965 .....	-	198	5 950	793	793
1966 .....	2 383	70	28 410	2 911	5 294
1967 .....	3 147	41	26 360	2 677	5 824
1968 .....	1 853	17	17 130	1 730	3 583
1969 (1er. semestre)	715	4	6 740	678	1 393
Total Recursos ..	8 098	330	84 590	8 789	16 887

## 7. FACTIBILIDAD ECONOMICA

### 7.1 Mercado

El mercado de energía de CHEC comprende tres tipos distintos de suministro: venta directa a consumidores finales en localidades donde la Empresa atiende el servicio público de distribución; venta en bloque a otras empresas distribuidoras del Departamento de Caldas; y venta en bloque al sistema de CVC, en el Departamento del Valle del Cauca.

Como entidad distribuidora, CHEC suministra energía en 20 localidades urbanas y varias zonas rurales a más de 40 mil usuarios, cuyo consumo total se estima llegará en 1965 a unos 113 millones KWH.

El consumo residencial es el más importante y muestra un incremento relativamente mayor que el conjunto. Actualmente, este consumo representa cerca del 50 por ciento del total distribuido. Esto se debe principalmente al fuerte aumento de los consumidores domiciliarios, como consecuencia de la expansión de los servicios a numerosas localidades en los últimos dos años. (En 1963 CHEC distribuía energía en 10 poblaciones y en 1965 lo hace ya en 20). Se estima que CHEC alcanzará en 1965 cierta estabilidad en su desarrollo, de modo que el abastecimiento a nuevas poblaciones marginales tendrá cada vez menor influencia en el crecimiento futuro de conexiones domiciliarias. En otras palabras, el aumento de consumidores residenciales (así como de otras categorías) provendrá principalmente de la conexión de nuevos servicios en las localidades ya electrificadas, con la tendencia usual al aumento de la proporción de viviendas abastecidas dentro de cada localidad.

En forma conservadora se estima que el número de usuarios residenciales continuará aumentando en los próximos años a razón de 6.5 a 7 por ciento por año, y que el consumo específico crecerá a una tasa de 3.5 a 4.5 por ciento anual. En resumen, el incremento del consumo residencial se estima en alrededor de un 11.5 por ciento en los primeros años, y algo menor en los siguientes, hasta llegar a un 10 por ciento en los últimos años de la próxima década.

Un factor que puede influir en el consumo específico residencial sería la liberación de la restricción actual con respecto a la conexión de cocinas, que se ha comentado anteriormente.

Actualmente, el consumo por usuario es de alrededor de 1 450 KWH al año, nivel aceptable para una región de clima benigno donde la calefacción y el aire acondicionado no son indispensables.

Se supone que los demás consumidores, en su conjunto, aumentarán más o menos en forma paralela al consumo residencial. (El gran incremento del consumo comercial entre 1963 y 1965, se debe en gran parte a una reclasificación tarifaria de consumidores que antes aparecían como residenciales).

El único gran consumo industrial de CHEC, que debe considerarse por separado, es el de la Fábrica de Cementos Caldas. Este consumo, que ha fluctuado alrededor de 10 millones KWH anuales, deberá tener un fuerte incremento en 1966, una vez que se termine la ampliación de esta industria al doble de su capacidad, lo que significará un aumento de alrededor de 60 por ciento en el consumo de energía. Aparte del constante incremento de los establecimientos industriales medianos y pequeños, CHEC no prevé por ahora la conexión de una carga industrial de gran importancia.

En resumen, según una estimación prudente, el consumo abastecido directamente por CHEC aumentaría de 113 millones KWH en 1965 a 176 millones KWH en 1969, y a 274 millones en 1974, con una tasa de incremento medio anual de poco más de 11 por ciento en el primer período, y de poco menos de 10 por ciento en el segundo.

En forma separada se ha hecho la estimación de las ventas en bloque a otras entidades distribuidoras del Departamento, entre las cuales las más importantes son las Empresas Municipales de Pereira y de Armenia. Es probable que varias de estas empresas, desde luego Armenia, se incorporen en el futuro al sistema distribuidor de CHEC; pero como no hay seguridad de que esto ocurra, las proyecciones de consumo para los próximos 10 años se han hecho en el supuesto de que CHEC continúe vendiéndoles energía al por mayor. Esta venta de energía en bloque aumentaría de 35 millones KWH en 1965, a unos 100 millones KWH en 1969, y a cerca de 220 millones en 1974, estimación que parece justificada.

En cuanto a las ventas al sistema primario de CVC, se han estimado en base a los excedentes de energía generable de CHEC frente a las demandas de aquél. Se trata de energía secundaria, de precio inferior al costo incremental de generación térmica de la filial de CVC (Central Yumbo de Anchicayá Ltda.). Por esto se supone que CHEC podrá colocar casi todos sus excedentes en el sistema CVC. En los próximos años este sobrante irá disminuyendo, pero al entrar en servicio la Central San Francisco, en 1969 volverá a aumentar considerablemente (a unos 240 millones KWH). Hacia esa época se calcula que toda la capacidad de producción de CVC-Anchicayá, aun la térmica, estará copada (CVC no tendría capacidad hidroeléctrica adicional antes de 1970-71).

Para el conjunto de los mercados por abastecer, la energía total suministrada al por mayor y al detalle por CHEC se estima en 208 millones KWH para 1965, con un aumento a 260 millones en los años siguientes hasta la puesta en marcha de la Central San Francisco, y a unos 500 millones KWH en adelante. (Véase Cuadro No. 7).

## 7.2 Tarifas

Las actuales tarifas de CHEC están en vigor desde octubre de 1963. Según la autorización de la Superintendencia de Regulación Económica,

todos los cargos del pliego entonces vigente se elevaron considerablemente, con un aumento medio general del orden del 100 por ciento; pero la Directiva de CHEC convino en aplicar sólo la mitad del recargo autorizado. Es decir, el nivel actual de tarifas es aproximadamente 50 por ciento superior al que regía en el año 1963. Con las tarifas actuales, y mientras no haya un aumento sustancial de los gastos de explotación, CHEC puede desenvolverse satisfactoriamente con una adecuada rentabilidad de su inversión inmovilizada.

Con las tarifas actuales, el precio medio resultante por KWH es de 16 centavos colombianos para el consumo doméstico y un poco superior para el comercial, mientras que para el consumo industrial es de unos 10 centavos. Aun cuando la tarifa autorizada para alumbrado público es de 4.5 centavos por KWH, este servicio se suministra gratuitamente en la ciudad de Manizales, razón por la cual el ingreso medio resultante es de sólo 2 centavos por KWH.

Para el conjunto de todos los consumos abastecidos directamente por CHE, el ingreso medio por KWH con las tarifas vigentes es de 13.3 centavos, mientras que en 1963 fue de 8.9 centavos.

El precio medio de venta en bloque a otras empresas distribuidoras del Departamento resulta, con la tarifa actual, alrededor de 10 centavos por KWH.

La venta de energía excedente al sistema CVC se factura, según contrato, a 5 centavos por KWH.

### 7.3 Resultados de Explotación

De acuerdo con los pronósticos de consumo y en base a las tarifas vigentes para los diferentes tipos de suministro, se han calculado (ver Cuadro No. 7) los ingresos de explotación para el período 1965-1974. Estos subirían de 22.4 millones pesos en el presente año, a unos 62 millones pesos en 1974.

Los gastos de explotación se han estimado en pesos constantes de 1965, con los incrementos correspondientes al aumento del volumen de operaciones en el período de 10 años. Para el cálculo de la depreciación se ha partido del valor estimado de reposición del Activo Fijo en servicio, con las adiciones consiguientes según el presupuesto actual del programa. El total de gastos de explotación aumentaría de 14.6 millones pesos en 1965 a cerca de 25 millones pesos en 1974.

El Ingreso Neto de Explotación iría en aumento a lo largo de todo el período, con un fuerte incremento en 1969, al entrar en servicio la Central San Francisco y suministrarse un gran volumen de energía excedente al sistema CVC.

Al comparar los ingresos netos de explotación con la inversión inmovilizada se comprueba que la rentabilidad de ésta iría aumentando en el curso de los próximos 10 años hasta llegar a un 13 por ciento en 1974, manteniéndose sobre 7 por ciento de 1966 en adelante. Hay que advertir que esta proyección está expresada en moneda constante, con nivel de precios de mediados de 1965. Además, no se han considerado inversiones en obras mayores de generación o de transmisión después de terminado el Programa 1966-69, de modo que la inversión inmovilizada está algo subestimada para los últimos años del período.

En resumen, los resultados económicos de explotación del Sistema CHEC, que parecen adecuados en la actualidad, tenderán a mejorar aún más una vez terminadas las obras del Proyecto en consideración.

#### 7.4 Costo de Producción de la Central San Francisco

El costo de la Central San Francisco, incluídos los intereses del préstamo durante construcción, se ha estimado en 13.2 millones dólares equivalentes para la primera etapa, con 90 mil KW instalados, lo que da una inversión de 147 dólares por KW, que es muy favorable para una central hidroeléctrica y probablemente inferior aún a la de una central térmica alternativa.

Los cargos de capital (depreciación e interés) calculados prudentemente en base a una vida útil media de 40 años para el conjunto de las instalaciones, con interés de 7 por ciento sobre la inversión, se estiman en 990 mil dólares (factor de recuperación de la inversión = 0.075). Los gastos de operación y mantenimiento, más administración, imprevistos y varios, pueden estimarse en unos 160 mil dólares anuales (alrededor de 1.80 dólares por KW instalado).

En consecuencia, los gastos totales de explotación se calculan en 1.15 millones de dólares anuales, a lo largo de la vida del Proyecto.

Sobre la base de una producción anual de 270 millones KWH, que se supone puede ser íntegramente colocada en el sistema interconectado CHEC-CVC, resulta que el costo por KWH entregado en barras de la subestación San Francisco sería de 4.2 mills, o 4.2 centavos colombianos. Este costo es menos de la mitad del gasto en combustible por KWH generado en una central a vapor. En efecto, según informaciones recibidas en Cali, el costo incremental por concepto de combustible en la Central Yumbo de la Empresa Anchicayá, es actualmente de alrededor de 8.5 centavos col. por KWH. Se ve pues que no existe una alternativa más económica que la Central San Francisco.

Cuadro No. 1CHEC - Datos Operativos

	<u>1961</u>	<u>1962</u>	<u>1963</u>	<u>1964</u>	<u>1965(est.)</u>
1. <u>Capacidad Generadora Instalada - MW</u>					
- La Esmeralda - Hidro .....	-	-	30.0	30.0	30.0
- La Insula - Hidro .....	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5
- Otras Menores (6) - Hidro .....	<u>5.9</u>	<u>5.9</u>	<u>5.9</u>	<u>5.9</u>	<u>5.4</u>
Total .....	21.4	21.4	51.4	51.4	50.9
2. <u>Producción - Millones KWH</u>					
- Generación .....	119.1	116.2	143.5	188.5	245.0
- Compras .....	<u>0.3</u>	<u>18.9</u>	<u>12.5</u>	<u>1.5</u>	-
Total .....	119.4	135.1	156.0	190.0	245.0
3. <u>Consumo - Millones KWH</u>					
- Distribución Directa CHEC .....	80.8	89.9	93.7	103.3	112.7
- Suministro en Bloque - Otras Empre- sas Caldas ..	18.9	19.4	25.4	26.9	35.0
- Suministro en Bloque - CVC .....	-	-	<u>7.3</u>	<u>28.6</u>	<u>60.0</u>
Total .....	99.7	109.3	126.4	158.8	207.7
4. <u>Pérdidas de Transmisión y Distribución</u> (excl. Suministro a CVC) - % .....	16.8	19.1	19.7	18.8	18.8
5. <u>Número de Consumidores - miles</u> (Promedio del Año) .....	29.7	31.4	33.9	37.3	41.9
6. <u>Demanda Máxima (aprox.) - MW</u>					
- Sistema CHEC, total .....	22.5	29.0	35.0	48.0	49.0
- Sistema CHEC, excl. Suministro a CVC	22.5	29.0	34.0	41.9	47.0
7. <u>Factor de Carga, excl. Suministro a</u> <u>CVC - % (Valores Aproximados)</u> .....	60	53	50	44	44

Cuadro No. 2

## CHEC - Detalle de Ventas de Energía

	1 9 6 3					1 9 6 4					1 9 6 5 (est.)		
	Numero de Con- sumido- res (a)	Millio- nes KWH	Millones Pesos Co- lombianos	Ingreso Medio ctvs/KWH		Numero de Con- sumido- res (a)	Millio- nes KWH	Millones Pesos Co- lombianos	Ingreso Medio ctvs/KWH		Numero de Con- sumido- res (a)	Millio- nes KWH	Millones Pesos Co- lombianos
recta CHEC													
.....	29 140	42.2	4.88	11.6		32 150	45.8	7.25	15.8		36 200	53.8	8.62
.....	3 450	7.9	0.94	11.9		3 720	12.1	2.01	16.6		4 150	14.5	2.44
L. Cementos (Gas) .....	365	21.1	1.46	6.9		413	22.0	2.27	10.3		455	24.0	2.54
s Caldas ..	1	11.5	0.76	6.6		1	11.8	1.08	9.2		1	9.0	0.87
co .....	10	3.4	0.03	0.9		14	3.9	0.07	1.8		20	4.2	0.08
os .....	880	7.6	0.30	3.9		958	7.7	0.35	4.5		1 040	7.5	0.46
do por CHEC	33 846	93.7	8.37	8.9		37 256	103.3	13.03	12.6		41 866	112.7	15.01
e													
(Departa- e Caldas) ..	15	25.4	2.07	8.1		15	26.9	2.76	10.3		16	35.0	3.46
to del Va- .....	1	7.3	0.59	8.1		1	28.6	1.84	6.4		1	60.0	3.00
Energía ..	33 862	126.4	11.03	8.7		37 272	158.8	17.63	11.1		41 883	207.7	21.47

el año.

Cuadro No. 3CHEC - Resultados de Explotación

	<u>1961</u>	<u>1962</u>	<u>1963</u>	<u>1964</u>	<u>1965(est.)</u>
Consumo Total - Millones KWH .....	99.7	109.3	126.4	158.8	207.7
Ingreso Medio - ctvs/KWH .....	7.3	7.5	8.7	11.1	10.3
<u>Ingresos de Explotación</u>	(Millones pesos colombianos)				
Ingresos por Venta de Energía .....	7.2	8.2	11.0	17.6	11.5
Otros Ingresos de Explotación .....	<u>0.6</u>	<u>0.5</u>	<u>0.5</u>	<u>0.9</u>	<u>0.9</u>
Total Ingresos de Explotación .....	<u>7.8</u>	<u>8.7</u>	<u>11.5</u>	<u>18.5</u>	<u>22.4</u>
<u>Gastos de Explotación</u>					
Generación - Operación y Mantenimiento.			1.6	3.0	3.3
Compra de Energía .....			1.0	0.1	-
Transmisión .....			0.2	0.3	0.5
Distribución .....			1.3	1.8	2.2
Consumidores (Gastos de Venta) .....			0.7	1.0	1.1
Administración y Gastos Generales ....			<u>1.0</u>	<u>1.9</u>	<u>2.1</u>
Subtotal .....	2.4	5.6	5.8	8.1	9.2
Depreciación (Ajustada por Revaluación) .	<u>2.0</u>	<u>2.3</u>	<u>2.7</u>	<u>5.0</u>	<u>5.4</u>
Total Gastos de Explotación .....	<u>4.4</u>	<u>7.9</u>	<u>8.5</u>	<u>13.1</u>	<u>14.6</u>
Ingreso Neto de Explotación .....	2.4	0.8	3.0	5.4	7.8
Inversión Inmovilizada (Costo Original) .	34.8	34.5	33.1	114.3	115.0
Inversión Inmovilizada (Reajustada) .....	64.0	68.0	76.0	175.0	173.1
Ingreso Neto en % de Inversión Inmovili- zada Reajustada .....	3.8	1.2	4.0	3.1	4.5



Cuadro No. 4CHEC - Costo Estimado Programa de Obras (1966-1969)

<u>I t e m</u>	<u>Moneda Ex- tranjera Miles US dólares</u>	<u>Moneda Nacional Miles de pes.col.</u>	<u>Total Equi- valente en Miles de US dólares</u>
<u>A. Central San Francisco</u>			
1. <u>Terrenos y Servidumbres</u> .....	-	<u>740</u>	<u>74</u>
2. <u>Obras Civiles</u>			
- Presa de Tierra .....	-	26 610	2 661
- Desagüe de Fondo .....	-	2 110	211
- Aliviadero y Puente .....	-	1 380	138
- Canal de Aducción .....	-	5 120	512
- Bocatoma (Estructura de Compuertas) ..	-	1 270	127
- Tubería de Presión (Anclajes, etc.) ..	-	2 890	289
- Casa de Máquinas .....	-	7 800	780
- Canal de Desagüe y Puente F.C. ....	-	1 600	160
- Patio Subestación .....	-	850	85
- Obras de Acceso, Casas y Varios .....	-	<u>400</u>	<u>40</u>
Total Obras Civiles .....	-	<u>50 040</u>	<u>5 004</u>
3. <u>Maquinaria y Equipo</u>			
- Desagüe de Fondo y Bocatoma (compuer- tas y Mecanismos) .....	230	250	255
- Tubería de Presión .....	1 260	2 300	1 490
- 2 Turbinas de 64 000 HP y Accesorios. ....	1 282	780	1 360
- Puente Grúa y Equipo de Carga .....	180	80	188
- 2 Alternadores de 53 000 KVA y Acce- sorios .....	1 161	710	1 232
- Tableros e Instalaciones Eléctricas y Mecánicas Auxiliares de Casa de Má- quinas .....	560	470	607
- Subestación Elevadora, (incl. 7 Trans- formadores monofásicos 13.8/115 KV; 17.7 MVA c/u) .....	<u>686</u>	<u>270</u>	<u>713</u>
Total Maquinaria y Equipo .....	5 359	4 860	5 845

<u>I t e m</u>	<u>Moneda Ex- tranjera Miles US dólares</u>	<u>Moneda Nacional Miles de pes.col.</u>	<u>Total Equi- valente en Miles de US dólares</u>
<u>4. Costos Indirectos</u>			
- Ingeniería (Estudio, Proyecto, Direc- ción de Obras ) .....	450	7 100	1 160
- Campamento e Instalaciones para la Construcción .....	-	350	35
- Gastos Generales y Varios .....	-	1 500	150
Total Costos Indirectos .....	<u>450</u>	<u>8 950</u>	<u>1 345</u>
Total Central San Francisco .....	<u>5 809</u>	<u>64 590</u>	<u>12 268</u>
<u>B. Obras de Transmisión y Distribución</u>			
<u>1. Líneas de Transmisión 115 KV</u>			
- San Francisco - La Esmeralda 2.8 Km, 2 Circuitos, Torres de Acero .....	17	132	30
- La Insula-Manizales, 17.5 Km, 1 Cir- cuito, Torres de Acero .....	<u>96</u>	<u>792</u>	<u>175</u>
Total Líneas de 115 KV .....	<u>113</u>	<u>924</u>	<u>205</u>
<u>2. Subestaciones de 115 KV</u>			
- Subestaciones Manizales (incl. Banco Transformador 115/33 KV, 30 MVA) ....	173	880	261
- Ampliaciones en Subestaciones La Es- meralda, La Insula y La Rosa (Banco Transformador 115/33 KV, 15 MVA) .....	<u>240</u>	<u>390</u>	<u>279</u>
Total Subestaciones de 115 KV .....	<u>413</u>	<u>1 270</u>	<u>540</u>
<u>3. Distribución Primaria en Manizales</u>			
- 3 Subestaciones 33/13.2 KV, 7.5 MVA c/u .....	198	1 740	372
- Línea de 33 KV, 2 Circuitos, 10 Km, Torres de Acero .....	<u>63</u>	<u>265</u>	<u>90</u>
Total Distribución Primaria en Manizales	<u>261</u>	<u>2 005</u>	<u>462</u>
<u>4. Líneas y Subestaciones 33 KV fuera de Manizales</u>			
- Línea 33 KV, La Insula-Quinchía, 40 Km, 1 Circuito, Postes de Concreto .....	45	860	131
- Subestaciones 33/13.2 KV (incl. 8 Transformadores con 25 MVA, total) ...	<u>195</u>	<u>870</u>	<u>282</u>
Total Líneas y Subestaciones 33 KV fuera de Manizales .....	<u>240</u>	<u>1 730</u>	<u>413</u>

	Moneda Ex- tranjera Miles US dólares	Moneda Nacional Miles de pes.col.	Total Equi- valente en Miles de US dólares
<u>5. Instalaciones de 13.2 KV y Baja Tensión</u>			
- Extensiones de líneas 13.2 KV, 1 Cir- cuito, aprox. 200 Km .....	80	3 020	382
- Transformadores de Distribución 13.2/0.24/0.12 KV de 75, 100 y 150 KVA	155	1 500	305
- Ampliaciones Redes Baja Tensión (incl. Medidores) .....	<u>120</u>	<u>6 000</u>	<u>720</u>
Total Instalaciones 13.2 KV y Baja Ten- sión .....	<u>355</u>	<u>10 520</u>	<u>1 407</u>
<u>6. Edificios Generales</u>			
- Bodegas, Talleres, Garage, etc., en Subestación Manizales, aprox. 4 500 m2	-	<u>1 700</u>	<u>170</u>
<u>7. Costos Indirectos</u>			
Administración, Gastos Generales e Im- previstos, Total .....	<u>140</u>	<u>1 851</u>	<u>325</u>
Total Obras de Transmisión y Distribu- ción .....	<u>1 522</u>	<u>20 000</u>	<u>3 522</u>
Total Costo Estimado del Programa (excl. Intereses Durante Construcción) .....	<u>7 331</u>	<u>84 590</u>	<u>15 790</u>

Cuadro No. 5

## CHEC - Programa de Inversiones y Desembolsos

	1	9	6	5	1	9	6	6	1	9	6	7	1	9	6	8	1969 (1er. semestre)	T o
	Moneda Ex-	Moneda Na-	Moneda Ex-	Moneda Na-	Moneda Ex-	Moneda Na-	Moneda Ex-	Moneda Na-	Moneda Ex-	Moneda Na-	Moneda Ex-	Moneda Na-	Moneda Ex-	Moneda Na-	Moneda Ex-	Moneda Na-	Moneda Ex-	Moneda Na-
	tranjera	cional Mi-	tranjera	cional Mi-	tranjera	cional Mi-	tranjera	cional Mi-	tranjera	cional Mi-	tranjera	cional Mi-	tranjera	cional Mi-	tranjera	cional Mi-	tranjera	cional Mi-
	Miles de	les pesos	Miles de	les pesos	Miles de	les pesos	Miles de	les pesos	Miles de	les pesos	Miles de	les pesos	Miles de	les pesos	Miles de	les pesos	Miles de	les pesos
	US dólares	colombianos	US dólares	colombianos	US dólares	colombianos	US dólares	colombianos	US dólares	colombianos	US dólares	colombianos	US dólares	colombianos	US dólares	colombianos	US dólares	colombianos
1 Proyecto																		
San Francisco																		
y Derechos	-	0.74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
viles	-	2.50	-	21.40	-	16.50	-	6.00	-	3.64	-	0.16	5.35	-	4.50	-	13.80	-
ia y Equipo	-	-	1 800	0.20	2 230	1.50	850	3.00	479	0.16	450	-	-	-	-	-	-	-
ia	84	2.19	180	1.73	93	1.73	80	1.31	13	0.14	-	-	-	-	-	-	-	-
stos Indirectos	-	0.52	-	0.48	-	0.43	-	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ral San Francisco	84	5.95	1 980	23.81	2 323	20.16	930	10.73	492	3.94	5 809	-	-	-	-	-	-	-
transmisión y Distribu-																		
1	114	-	300	4.60	560	6.20	548	6.40	-	2.80	1 521	-	-	-	-	-	-	-
s	198	5.95	2 280	28.41	2 883	26.36	1 478	17.13	492	6.74	7 331	-	-	-	-	-	-	-
Préstamo BID y Asisten-																		
a																		
s durante Construcción	-	-	63	-	224	-	365	-	213	-	861	-	-	-	-	-	-	-
de Compromiso	-	-	70	-	41	-	17	-	4	-	138	-	-	-	-	-	-	-
ia Técnica e Inspección	-	-	40	-	40	-	10	-	10	-	100	-	-	-	-	-	-	-
os del Préstamo BID	-	-	173	-	305	-	392	-	227	-	1 097	-	-	-	-	-	-	-
ersiones Anuales	198	5.95	2 453	28.41	3 188	26.36	1 870	17.13	719	6.74	8 428	-	-	-	-	-	-	-
e Recursos																		
ELECTRAGUAS	-	5.95	-	22.00	-	7.05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
embolsable de ELECTRAGUAS	-	-	-	-	-	8.00	-	4.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HFC	198	-	70	6.41	41	11.31	17	13.13	4	6.74	330	-	-	-	-	-	-	-
ID para Obras	-	-	2 280	-	2 883	-	1 478	-	492	-	7 133	-	-	-	-	-	-	-
ID para Intereses, Inspec-	-	-	103	-	264	-	375	-	223	-	968	-	-	-	-	-	-	-
os Anuales	198	5.95	2 453	28.41	3 188	26.36	1 870	17.13	719	6.74	8 428	-	-	-	-	-	-	-

Cuadro No. 6

CHEC - Resumen Presupuesto de Inversiones y Plan de Financiamiento

(Programa Obras 1966-1969)

	Moneda Ex- tranjera Miles US dólares	Moneda Nacional Millones pes.col.	Total Equi- valente en Miles de US dólares	Préstamo BID En Moneda Ex- tranjera Miles de US dólares	Aporte de ELECTRAGUAS Millones de pesos cols.	Recursos Pro Mon. Nac. Millones pes.col.
<u>San Francisco</u>						
os y Obras Civiles ...	-	50.78	5 078	-	35.00	15.78
aria y Equipo .....	5 359	4.86	5 845	5 359	-	4.86
iería .....	450	7.10	1 160	366	-	7.10
Costos Indirectos ....	-	1.85	185	-	-	1.85
entral San Francisco ..	5 809	64.59	12 268	5 725	35.00	29.59
bras de Transmisión y bución .....	1 522	20.00	3 522	1 408	-	20.00
osto de las Obras ....	7 331	84.59	15 790	7 133	35.00	49.59
<u>Préstamo BID y Varios</u>						
eses Durante Construc- .....	865	-	865	865	-	-
ón de Compromiso ....	132	-	132	-	-	-
cción BID y Asistencia ca Administración .....	100	-	100	100	-	-
ostos Préstamo y Varios	1 097	-	1 097	965	-	-
ersiones .....	8 428	84.59	16 887	8 098	35.00	49.59

Cuadro No. 7

CHEC - Pronóstico de Resultados de Explotación

	<u>1965</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>
<u>Suministrada - Millones KWH</u>										
Distribución Directa de CHEC .....	113	131	145	160	176	193	211	230	251	271
a Otras Empresas (Dpto. Caldas) ...	35	50	65	81	99	119	140	164	190	219
a CVC (Dpto. Valle del Cauca) ....	60	70	52	18	240	200	150	100	50	0
Energía Suministrada .....	<u>208</u>	<u>251</u>	<u>262</u>	<u>259</u>	<u>515</u>	<u>512</u>	<u>506</u>	<u>494</u>	<u>491</u>	<u>491</u>
<u>Costos de Explotación</u>										
	(En millones de pesos colombianos)									
<u>Costos de Energía</u>										
Distribuida por CHEC .....	15.0	17.7	19.6	21.6	23.8	26.1	28.5	31.1	33.9	36.7
a Otras Empresas .....	3.5	5.0	6.5	8.1	9.9	11.9	14.0	16.4	19.0	21.9
a CVC .....	<u>3.0</u>	<u>3.5</u>	<u>2.6</u>	<u>0.9</u>	<u>12.0</u>	<u>10.0</u>	<u>7.5</u>	<u>5.0</u>	<u>2.5</u>	<u>0</u>
Ingresos por Venta Energía .....	21.5	26.2	28.7	30.6	45.7	48.0	50.0	52.5	55.4	58.3
Ingresos de Explotación .....	<u>0.9</u>	<u>1.0</u>	<u>1.1</u>	<u>1.2</u>	<u>1.3</u>	<u>1.5</u>	<u>1.7</u>	<u>1.9</u>	<u>2.1</u>	<u>2.3</u>
Ingresos de Explotación .....	<u>22.4</u>	<u>27.2</u>	<u>29.8</u>	<u>31.8</u>	<u>47.0</u>	<u>49.5</u>	<u>51.7</u>	<u>54.4</u>	<u>57.5</u>	<u>60.6</u>
<u>Costos de Explotación</u>										
Operación y Mantenimiento										
Generación .....	3.3	3.4	3.5	3.6	5.3	5.5	5.7	5.9	6.1	6.3
Transmisión .....	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7
Distribución .....	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.1	3.2
Sumidores .....	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	1.6
Administración y Generales .....	<u>2.1</u>	<u>2.1</u>	<u>2.2</u>	<u>2.3</u>	<u>2.4</u>	<u>2.5</u>	<u>2.6</u>	<u>2.7</u>	<u>2.8</u>	<u>2.9</u>
Operación y Mantenimiento .....	9.2	9.5	9.8	10.3	12.2	12.7	13.1	13.7	14.3	14.9
Administración .....	<u>5.4</u>	<u>5.6</u>	<u>5.7</u>	<u>5.9</u>	<u>6.3</u>	<u>6.7</u>	<u>6.8</u>	<u>6.9</u>	<u>7.1</u>	<u>7.3</u>
Costos de Explotación .....	<u>14.6</u>	<u>15.1</u>	<u>15.5</u>	<u>16.2</u>	<u>18.5</u>	<u>22.4</u>	<u>22.9</u>	<u>23.6</u>	<u>24.2</u>	<u>25.2</u>
Costo Neto de Explotación .....	7.8	12.1	14.3	15.6	28.5	27.1	28.8	30.8	33.3	35.9
<u>Inversión Inmovilizada</u> .....	173.1	172.3	177.0	183.5	191.5	314.9	307.8	300.7	293.7	286.7
Costo Neto - En % de Inversión Inmovili- zada .....	4.5	7.0	8.1	8.5	14.8	8.6	9.4	10.2	11.3	12.5

Cuadro No. 8

## CHEC - Proyección de Disponibilidades y Requerimientos de Caja

(En millones de pesos colombianos)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973
<u>Disponibilidades</u>									
Ingreso Neto de Explotación .....	7.7	12.1	14.3	15.6	28.5	21.7	29.1	31.1	33.3
Provisión para Depreciación .....	5.5	5.6	5.7	5.9	6.3	9.7	9.8	9.9	9.9
Aporte de ELECTRAGUAS .....	6.0	22.0	7.0	-	-	-	-	-	-
Participación Reembolsable de ELECTRAGUAS ..	-	-	8.0	4.0	-	-	-	-	-
Préstamo BID (8.1 millones US dólares) ..	-	23.8	31.5	18.5	7.2	-	-	-	-
Otras Disponibilidades (Aporte Departamento, etc.) .....	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
Total Disponibilidades de Caja .....	<u>20.0</u>	<u>64.3</u>	<u>67.4</u>	<u>44.9</u>	<u>43.0</u>	<u>37.8</u>	<u>39.9</u>	<u>42.1</u>	<u>44.3</u>
<u>Requerimientos</u>									
<u>Versiones del Proyecto</u>									
Construcción Obras .....	8.0	51.2	55.2	31.9	11.7	2.5	2.6	2.8	3.0
Asistencia Técnica Administración e Inspección BID .....	-	0.4	0.4	0.1	0.1	-	-	-	-
Cargos Financieros Préstamo BID durante Construcción .....	-	1.3	2.7	3.8	2.2	-	-	-	-
Total .....	<u>8.0</u>	<u>52.9</u>	<u>58.3</u>	<u>35.8</u>	<u>14.0</u>	<u>2.5</u>	<u>2.6</u>	<u>2.8</u>	<u>3.0</u>
<u>Servicio de Préstamos</u>									
Préstamos Vigentes BIRF .....	5.6	5.7	5.6	5.7	5.6	5.7	4.7	3.8	3.8
Otros Préstamos Vigentes Locales .....	2.1	1.2	0.8	0.8	0.2	-	-	-	-
Préstamo BID (12 años 6%) .....	-	-	-	-	-	9.6	9.6	9.6	9.6
Total servicio Deuda .....	<u>7.7</u>	<u>6.9</u>	<u>6.4</u>	<u>6.5</u>	<u>5.8</u>	<u>15.3</u>	<u>14.3</u>	<u>13.4</u>	<u>13.4</u>
<u>Otros Requerimientos</u>									
Aumento Capital de Trabajo .....	3.4	0.8	0.4	0.4	2.0	0.5	0.5	0.5	0.5
Reembolso Anticipo ELECTRAGUAS .....	-	-	-	-	-	6.0	6.0	-	-
Varios (Fondo Vivienda del Personal, etc.) ..	0.2	0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Total Otros Requerimientos .....	<u>3.6</u>	<u>1.2</u>	<u>1.0</u>	<u>1.0</u>	<u>2.6</u>	<u>7.1</u>	<u>7.1</u>	<u>1.1</u>	<u>1.1</u>
Total Requerimientos de Caja .....	<u>19.3</u>	<u>61.0</u>	<u>65.7</u>	<u>43.3</u>	<u>22.4</u>	<u>24.9</u>	<u>24.9</u>	<u>17.3</u>	<u>17.5</u>
Excedente Anual .....	0.7	3.3	1.7	1.6	20.6	12.9	15.9	24.8	26.8
Excedente Acumulado .....	0.7	4.0	5.7	7.3	27.9	40.8	56.7	81.5	108.3

DOCUMENT OF THE INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK  
FOR OFFICIAL USE ONLY

FINANCIAL ANALYSIS

Proyecto: CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS  
"CHEC"  
Colombia

PROJECT ANALYSIS DIVISION  
Financial Analysis Section  
September, 1965



CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A.- COLOMBIACHECFINANCIAL ANALYSIS REPORTI. GENERAL CONSIDERATIONS

The financial statements of the prospective borrower for the years 1963 and 1964 were not certified in accordance with the requirements of document MP/64/43 of August 27, 1964. Nevertheless, in view of the personal visit to the offices of the CHEC by a BID financial analyst, the above statements were accepted for study, subject to receipt of the certified financial statements at December 31, 1965.

CHEC is a partially owned subsidiary of Electraguas, in which the latter, as of December 31, 1964, holds a percentage of ownership of approximately 76% as follows:

	Capital Stock Subscribed & Paid	Amount to be Capitalized	Total	%
(In thousands of Colombian Pesos)				
Electraguas	57,379	2,001	59,380	75.8
Various Municipal- ities, etc.	18,963	100	19,063	24.2
Total:	<u>76,342</u>	<u>2,101</u>	<u>78,443</u>	<u>100.0</u>

The functions of Electraguas, and its financial and administrative structure, were studied in 1964, and comments thereon were presented in the financial analysis resulting in loans No. 106/OC and 107/OC.

In addition to a financial study of CHEC, a further evaluation of Electraguas was made in accordance with document No. GN48 of March 10, 1965.

The following is the result of our evaluation:

ELECTRAGUAS

1. The institution is in the process of selecting a firm of certified public accountants in order to comply with a condition of the existing contracts with the BID.
2. As the above condition, and others, were not met as of the date of the analysis, there have been no disbursements on the part of the

BID, except for a small sum to pay for technical studies although the contracts were signed on January 18, 1965.

3. Among the conditions to be met prior to any disbursements, there was one specifically requiring that:

"3.01 (1) Que el Deudor presente a satisfacción del Banco un plan de reorganización administrativa, financiera y contable, tanto propio como de sus filiales beneficiadas con el Proyecto. Este plan deberá ser preparado por expertos contratados para tal efecto."

The evaluation has disclosed that the improvement of the administrative structure has not proceeded satisfactorily, although some attempts were made, especially in preparing organization charts. However, this measure did not result in any improvements since the existing systems were not changed or when changes were proposed, they were not put in effect.

#### CHEC

1. The financial statements submitted presented deficiencies not only in the matter of presentation, but also in accounting principles which were not correctly applied. As an example, work in process was found in fact to be already operating, with the result that the amount of depreciation charged to operations was incorrect. Adjustments were made accordingly, for the presentation of the financial statements presented in this report.
2. The Company does not work on a budgetary system, so that it is very difficult for the management to control its costs and revenues.
3. The general administration of the institution is very poor, depending both in inadequate professional level of personnel, and in lack of proper systems and procedures. It has been quite common, during the course of the mission, to receive contradictory, divergent and deficient information because of lack of coordination between the various departments.
4. It must be noted that although CHEC is supposed to be under the administrative control of Electraguas, the latter has only prescribed a classification of accounts and the forms for reporting financial results. This system is very sketchy and also does not enable CHEC to present the financial statements in a manner generally accepted for public utilities enterprises. Furthermore, Electraguas does not exercise a review and control even within this inadequate system.

- 3 -

5. In the year 1962, CHEC contracted the services of Price Waterhouse & Co. in order to establish a proper accounting system. This system was not put in effect because in 1963 ELECTRAGUAS prescribed the uniform reporting system mentioned in 4. above for all the subsidiaries, which in many instances was divergent with the Price Waterhouse system. To make the situation worse, ELECTRAGUAS did not implement this system with specific instructions to be applied.

In the Chapter of "Conclusions and Recommendations" an attempt is made to propose concrete and corrective measures.

6. The system of billing and collection does not provide for follow up on overdue accounts. It is felt that the lack of this procedure does not enable management to properly enforce the collection of accounts receivables with the result that the company has funds tied up unnecessarily.

## II. PRESENT FINANCIAL CONDITION

The comparative Balance Sheets as of December 31, 1963 and 1964 as well as the Profit and Loss Statements for the years then ended, are presented respectively as Exhibits "A", "A1" and "B".

### A - Balance Sheet

As can be noted from the Balance Sheet, which has been adjusted in order to reflect reclassifications not made by the company, the fixed assets increased by approximately 9-1/2 million pesos with changes in the various captions of fixed assets due to the fact that a new plant entered in production in 1964.

The capital section has increased by approximately 9 million pesos, which suggests that the increase in fixed assets was financed through new equity.

Current assets have decreased by approximately 1 million pesos and current liabilities by approximately 3 million pesos with the result that the current ratio in 1964 is much improved over 1963; nevertheless, current assets are not enough to pay current liabilities. Fortunately the company has been able to secure long-term liabilities to finance its shortage of working capital.

The accounts receivable represent approximately 2-month sales, which is considered normal; nevertheless, it can be said that whereas the residential and industrial customers pay their bills rather promptly, the official institutions do not; this is a situation quite common in Latin America and efforts are being made to collect overdue accounts.

- 4 -

In Annex A-1, a Balance Sheet converted in US\$ is presented. For the conversion of the Balance Sheet from Colombian Pesos to U.S. dollars, we have followed the system of converting the fixed assets at the rate of exchange prevailing at time of acquisition; the other accounts such as long-term liabilities and current liabilities which contained commitments payable in U.S. Dollars, have been converted taking into consideration this situation.

#### B - Profit and Loss Statement

Annex B shows the Comparative Profit and Loss Statement for the years ended December 31, 1963 and 1964.

The major item requiring an explanation is the increase in revenues by approximately 7 million pesos; this is due partially to an increase in volume (from 126 million KWH in 1963 to approximately 159 in 1964) and also by an increase in the average selling price of approximately 30%. Operating expenses have increased accordingly especially in the item of depreciation, due to the fact that the new plant entered in operation in 1964.

Interest charges increased by approximately 3 million pesos due to the fact that whereas during the construction period interest was charged to fixed assets, once the plant started operations the interest has been charged to operations, according to good practices.

### III. PROJECTED FINANCIAL SITUATION

The Profit and Loss Statement for the years 1964 to 1974 has been developed in cooperation with the BID Electric Energy Section.

Depreciation has been calculated on the fixed assets revalued to reflect their true worth expressed in Colombian Pesos of today. The increase in revenues is due to the effect and impact of the new project.

The cash flow shows that there is financial justification in extending credit to this borrower.

In developing the above statement, we have taken into consideration the fact that CHEC will need short-term loan in the years 1967-1968 of approximately 12 million Colombian Pesos in order to carry out the expansion program; however, it has been assumed that this loan can be repaid in the year 1970 and 1971 out of earnings of the company. This point has been discussed with the management of Electraguas which expressed the opinion that it can be done out of Electraguas resources.

The working capital shows a heavy increase in 1965 due to the fact that the existing working capital, as explained elsewhere in this report, is

negative; this increase in working capital is considered necessary to put CHEC on a sound business basis.

#### IV. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

During the course of the mission it has become obvious that the study of Price Waterhouse & Co. in 1962 did not produce the desired results as explained elsewhere in this report. It is considered necessary therefore that experts be contracted to install the various accounting and administrative systems and procedures in order to put CHEC on a sound business basis. This Section is much in favor of establishing a modus operandi whereby CHEC will hire competent people, with the approval of the BID, chargeable to the BID loan, and functionally reporting to the BID.

These experts should not only limit themselves to establish the improved systems and procedures in the accounting and administration of CHEC, but also should train individuals within CHEC who will be able to carry on efficiently the work to be performed.

It should be understood that the above task will be coordinated with the work that Electraguas as a holding company has to establish in accordance with the previous recommendations made by the BID, as to the reorganization of Electraguas itself and all its subsidiaries.

It can be said in summary that there are no major financial objections to extend the proposed loan to CHEC subject to the following recommendations which should be included in the eventual loan contract:

- 1) Prior to the first disbursement, CHEC should submit a plan acceptable to the BID detailing the steps to be taken for the reorganization of its accounting and administrative structure. The plan should include the commitment of a firm or individuals to be in charge of this reorganization.
- 2) CHEC should submit its yearly financial statements starting with the year 1965, and for the duration of the loan, certified by a firm of independent public accountants acceptable to the BID.
- 3) CHEC should submit to the BID an agreement with ELECTRAGUAS stating the willingness of the latter to advance a loan on a short-term basis to be disbursed during the year 1967-1968.
- 4) Any new long-term financing should be submitted to the BID for approval.

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. - COLOMBIA

Comparative Balance Sheets at December 31

	1963 In thousand of Col. Pesos	1964 In thousand of Col. Pesos
<u>ASSETS</u>		
<u>Fixed Assets</u>		
Plant-generation	19,565	77,045
Transmission line	6,228	18,829
Distribution line	10,208	14,673
Building	2,778	7,731
Vehicles	469	547
Other	1,868	5,032
Less Accumulated Depreciation	(11,587)	(15,042)
Land	1,645	2,800
Works in Progress	69,820	3,142
Other	4,230	
Total Net Fixed Assets	<u>105,224</u>	<u>114,757</u>
<u>Current Assets</u>		
Cash and Banks	223	439
Accounts Receivable - Consumers	2,127	2,743
Less provision for bad accounts	(64)	(134)
Advances to contractors & suppliers	4,696	1,909
Inventories	3,298	3,689
Other current assets	84	690
Total Current Assets	<u>10,364</u>	<u>9,336</u>
<u>Other Assets and Deferred Items</u>		
Investments	767	728
Exchange differential on foreign currencies obligations	9,753	12,579
Studies and projects	2,546	3,460
Intangible assets	913	888
Other	238	380
Total Other Assets	<u>14,217</u>	<u>18,035</u>
TOTAL ASSETS	<u>129,805</u>	<u>142,128</u>

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. - COLOMBIAComparative Balance Sheets at December 31

	1963 In thousand of Col. Pesos	1964 In thousand of Col. Pesos
<u>Capital and Surplus</u>		
Capital Stock Authorized	100,000	100,000
Capital Stock Unissued and not subscribed	<u>(31,951)</u>	<u>(23,658)</u>
Capital Stock Issued, paid and subscribed	68,059	76,342
Amounts to be capitalized	2,850	2,101
Official subsidies	<u>557</u>	<u>170</u>
Total Capital	71,466	78,613
Surplus	<u>1,828</u>	<u>3,515</u>
Total Capital and Surplus	<u>73,294</u>	<u>82,128</u>
<u>Liabilities</u>		
<u>Long Term Loans</u>		
In foreign currency (US\$5,007,000 ) in 1963, US\$4,989,000 in 1964 )	39,162	46,669
In national currency )		
Total Long Term	<u>39,162</u>	<u>46,669</u>
<u>Current Liabilities</u>		
Accounts payable to suppliers & Banks	8,661	6,256
Current portion of long term debt:		
In foreign currency (US\$328,000 ) in 1963, US\$345,000 in 1964 )	5,345	4,779
In national currency )		
Other Current Liabilities	<u>615</u>	<u>786</u>
Total Current Liabilities	<u>14,621</u>	<u>11,821</u>
Other Liabilities	<u>2,728</u>	<u>1,510</u>
Total Liabilities	<u>56,511</u>	<u>60,000</u>
Total Capital, Surplus and Liabilities	<u>129,805</u>	<u>142,128</u>

ANNEX C  
TABLE A1

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. - COLOMBIA

Balance Sheet as of December 31, 1964  
(in thousand of US Dollars)

ASSETS

Fixed Assets

Fixed Assets (net of depreciation	17,300
Construction in Progress	<u>314</u>
Total Fixed Assets	<u>17,614</u>

Current Assets

Cash and Banks	44
Accounts Receivable less reserve for doubtful accounts	261
Advances to contractors and suppliers	191
Inventories	369
Other	<u>69</u>
Total Current Assets	<u>934</u>

Other Assets

545

TOTAL ASSETS

19,093

LIABILITIES AND CAPITAL

Capital and Surplus	12,559
Long term liabilities	5,166
Current Liabilities	1,217
Other Liabilities	<u>151</u>

TOTAL LIABILITIES AND CAPITAL

19,093



## ANNEX C

## TABLE B

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. - COLOMBIAProfit and Loss Statement for the years ended

	<u>Dec. 31, 1963</u>	<u>December 31, 1964</u>	
	<u>In thousand of Pesos</u>	<u>In thousand of Pesos</u>	<u>In thousand of US\$</u>
<u>Operating Revenues</u>			
Electricity Sales	11,030	17,630	1,763
Other Revenues	<u>480</u>	<u>900</u>	<u>90</u>
Total Operating Revenues	<u>11,510</u>	<u>18,530</u>	<u>1,853</u>
<u>Operating Expenses</u>			
Generation (includes purchase of electricity)	2,561	3,183	318
Transmission	187	309	31
Distribution	1,300	1,800	180
Customers Services	703	997	100
General and Administrative	1,067	1,852	185
Depreciation	<u>1,927</u>	<u>3,373</u>	<u>337</u>
Total Operating Expenses	<u>7,745</u>	<u>11,514</u>	<u>1,151</u>
Net Operating Income	<u>3,765</u>	<u>7,016</u>	<u>702</u>
<u>Other Deductions</u>			
Interest Charges	1,105	4,016	402
Loss on Foreign Exchange	1,041	1,081	108
Various	<u>44</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Total Other Deductions	<u>2,190</u>	<u>5,097</u>	<u>510</u>
Final Net Profit	<u>1,575</u>	<u>1,919</u>	<u>192</u>

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. - COLOMBIA  
Projected Profit and Loss Statement for the Years  
(In thousand of US\$)

ANNEX C  
TABLE C

	<u>1965</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>Total</u>
<u>Revenues</u>											
Revenues from Sale of Electricity	2,150	2,620	2,870	3,060	4,570	4,800	5,000	5,250	5,540	5,980	41,840
Other Operating Revenues	90	100	110	120	130	150	170	190	210	230	1,500
Total Revenues	<u>2,240</u>	<u>2,720</u>	<u>2,980</u>	<u>3,180</u>	<u>4,700</u>	<u>4,950</u>	<u>5,170</u>	<u>5,440</u>	<u>5,750</u>	<u>6,210</u>	<u>43,340</u>
<u>Expenses</u>											
Operating Expenses											
Operation and Maintenance	920	950	980	1,030	1,220	1,270	1,310	1,370	1,430	1,480	11,960
Depreciation	550	560	570	590	630	970	980	990	990	1,000	7,830
Total Operating Expenses	<u>1,470</u>	<u>1,510</u>	<u>1,550</u>	<u>1,620</u>	<u>1,850</u>	<u>2,240</u>	<u>2,290</u>	<u>2,360</u>	<u>2,420</u>	<u>2,480</u>	<u>19,790</u>
Interest	292	258	233	210	187	653	602	552	503	453	3,943
Total Expenses	<u>1,762</u>	<u>1,768</u>	<u>1,783</u>	<u>1,830</u>	<u>2,037</u>	<u>2,893</u>	<u>2,892</u>	<u>2,912</u>	<u>2,923</u>	<u>2,933</u>	<u>23,733</u>
Final Net Profit	<u>478</u>	<u>952</u>	<u>1,197</u>	<u>1,350</u>	<u>2,663</u>	<u>2,057</u>	<u>2,278</u>	<u>2,528</u>	<u>2,827</u>	<u>3,277</u>	<u>19,607</u>

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. - COLOMBIA  
Projected Statement of Source and Application of Funds  
(in thousand of US\$)

ANNEX C  
TABLE D

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	Total
<u>Source of Funds</u>											
Net Profit	478	952	1,197	1,350	2,663	2,057	2,278	2,528	2,827	3,277	19,607
Depreciation	550	560	570	590	630	970	980	990	990	1,000	7,830
Capital Contribution of Electraguas	600	2,200	700								3,500
Proposed BID Loan		2,380	3,150	1,850	720						8,100
Advances from Electraguas			800	400							1,200
Other	80	80	80	80	80	80	80	90	90	90	830
Total Source of Funds	1,708	6,172	6,497	4,270	4,093	3,107	3,338	3,608	3,907	4,367	41,067
<u>Application of Funds</u>											
Cost of the Project	800	5,290	5,830	3,580	1,400	250	260	280	300	320	18,310
Normal Expansion of the System											
Amortization of existing long term loans	478	422	407	430	393	397	324	252	267	283	3,653
Amortization of proposed BID Loan	-	-	-	-	-	474	504	536	570	604	2,688
Increase in working capital	340	80	40	40	200	50	50	50	50	50	950
Repayment of short term loan of Electraguas	-	-	-	-	-	600	600	-	-	-	1,200
Other	20	40	60	60	60	60	60	60	60	60	540
Total Application of Funds	1,638	5,832	6,337	4,110	2,053	1,801	1,798	1,178	1,247	1,297	27,291
Annual Surplus	70	340	160	160	2,040	1,306	1,540	2,430	2,660	3,070	13,776
Accumulated Surplus	70	410	570	730	2,770	4,070	5,616	8,046	10,706	13,776	

INFORME JURIDICO

Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A.

1. Naturaleza y fines:

El 2 de diciembre de 1963, por ante el Notario Segundo, del Circuito de Manizales, capital del Departamento de Caldas, se elevó a escritura pública la resolución de la Asamblea de Socios de Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A., por medio de la cual se acordó transformar dicha empresa en una sociedad anónima. De acuerdo al Artículo 10. de sus estatutos la Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A. es una sociedad comercial anónima de nacionalidad Colombiana que tiene su domicilio en la ciudad de Manizales, Departamento de Caldas. Su objeto social, de acuerdo al Artículo 40. de los estatutos es: a) Beneficiar las aguas de los ríos Chinchiná, Campoalegre, San Francisco y demás que fuere necesario o conveniente, del Departamento de Caldas, así como los afluentes de aquellos, atendiendo a la reforestación de las respectivas hoyas hidrográficas y en general a la conservación de las mismas aguas, para la producción de luz, calor y fuerza eléctrica y otros, y la prestación de los respectivos servicios; b) Beneficiar y explotar cualquier otra fuente o forma de energía para los mismos fines con el objeto de prestar este servicio a las ciudades del Departamento de Caldas o fuera de él, pero teniendo en cuenta que tanto en el caso de este literal como en el anterior, el servicio de suministro de energía lo prestará la Sociedad prefiriendo indispensablemente la satisfacción de las necesidades de los municipios accionistas, en forma que sólo mientras esté regular y debidamente atendida la demanda de éstos, podrá el servicio ser prestado a municipios o entidades no accionistas; c) Establecimiento de líneas de transmisión y sub-estaciones elevadoras o rebajadoras de voltaje para transporte y uso de energía eléctrica a lo largo del Departamento de Caldas u otras zonas del país, pudiendo acometer trabajos de distribución o venta de energía; d) Explotación de plantas generadoras de energía eléctrica y su aplicación a usos públicos, industriales y domésticos; e) Compra y venta de toda clase de bienes muebles o inmuebles con destino a la realización o al incremento del objeto de la Sociedad; f) Producción, distribución y venta de toda clase de artículos eléctricos, nacionales o extranjeros; g) Hacer inversiones en corporaciones o entidades de crédito, con el fin de utilizar los servicios de éstas.

En relación a las facultades de la Sociedad, debe destacarse la disposición del Artículo 60. de los estatutos según el cual todas las decisiones que tome la Sociedad en materia técnica, tales como adopción de proyectos para construcción o instalación de plantas eléctricas, antes de llevarse a la práctica deberán ser consultadas y aprobadas por el Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico. Igualmente dicho Instituto, en cumplimiento de normas legales, promoverá la fijación de tarifas adecuadas para que la Empresa cumpla satisfactoriamente sus finalidades.

2. Capacidad para la ejecución del proyecto:

El proyecto para cuya ejecución se solicita el financiamiento del BID está comprendido dentro del objeto social de la Sociedad; en virtud de ello, ésta tiene capacidad legal para la ejecución de dicho proyecto.

3. Capacidad de contratación

De acuerdo al Artículo 4o. de los estatutos, la Sociedad puede tomar dinero en mutuo con garantías reales, personales o sin ellas dentro o fuera del país y, en general, llevar a cabo todo acto o contrato que se relacione directamente con su objeto social.

4. Dirección y Administración de la Sociedad:

La dirección y administración de la Sociedad está a cargo de la Asamblea General de Accionistas, la Junta Directiva, y la Gerencia, con las atribuciones y facultades que generalmente tienen estos órganos, pero cabe destacar que de acuerdo a los estatutos la Asamblea, entre otras atribuciones, puede autorizar o aprobar la enajenación o gravamen de las propiedades raíces de la Sociedad por valor que exceda del 10% del capital social, pero si fuere inferior, le corresponde a la Junta Directiva emitir la autorización o aprobación correspondiente. (Artículo 45 inciso f). Así mismo la Junta Directiva está facultada para intervenir en todas las actuaciones que tengan por objeto adquirir, enajenar, hipotecar, gravar o limitar bienes raíces, recibir dinero en mutuo y celebrar actos y contratos cuya cuantía exceda de 50,000 pesos. Estos actos también pueden ser realizados por la Gerencia con el voto previo y favorable de la Junta Directiva. (Artículo 54 inciso 19). Por otra parte la Junta Directiva está facultada para tomar dinero en préstamo en el interior o el exterior del país, a menos que tales operaciones comprometan más del 20% del capital social de la Sociedad, caso en el cual requerirá de la aprobación previa de la Asamblea General. (Artículo 54 inciso 20). También son funciones de la Junta Directiva, (de acuerdo al Artículo 54 inciso 21, 22, 23 y 25): Autorizar la compra en el exterior o en el interior del país de maquinaria, elementos y equipos de trabajo, sin limitación de cuantía y de acuerdo con el Gerente; aprobar contratos de construcción de parte o la totalidad de las obras de ensanche de los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica, con casas extranjeras o nacionales, de acuerdo con el Gerente, sin necesidad de licitación pública, o en la forma en que lo estime más conveniente para los intereses de la Empresa, para lo cual no será necesaria la aprobación de la Asamblea General; aprobar la contratación de servicios técnicos de cualquier naturaleza que ellos sean y que a su vez convengan al mejor desarrollo de la Empresa, de acuerdo con el Gerente de la Compañía y con el Gerente del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico; fijar y modificar las tarifas para la prestación de los mismos servicios de energía.

5. Representación legal:

La gestión, dirección y administración inmediata de los negocios sociales están a cargo del Gerente, quien es el representante legal y extrajudicial de la Sociedad, y quien dura en sus funciones por el término de un año a partir de su nombramiento, pudiendo ser reelegido indefinidamente y removido libremente antes del vencimiento de su período, con derecho al uso de la firma social y con derecho a comprometer a la Sociedad. El nombramiento de Gerente, debe registrarse en la Cámara de Comercio de Manizales y publicarse por tres veces en el periódico de la misma Cámara o en el Oficial del Departamento. En sus funciones el Gerente puede representar a la sociedad en todos los actos y contratos relacionados con el giro social de la misma y

constituír apoderados judiciales o extrajudiciales.

6. Garantía:

La garantía del préstamo solicitado sería otorgada por la República de Colombia. Recientemente fue promulgada la ley en virtud de la cual se autoriza al gobierno para constituír garantías hasta por el equivalente de US\$400,000,000.

7. Conclusiones:

Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A. tiene capacidad para la ejecución del proyecto y para constituirse como deudor del BID.