

ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD
DEL
PROYECTO DE APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO
DE LA CASCADA
PARA LA
PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA EN LA
REPUBLICA DEL PARAGUAY

MARCO TREVINO
GOBIERNO DEL PARAGUAY

国際協力事業団	
受入 月日 94.5.25	708
登録No: 07931	643
	SD

PREFACIO

El Gobierno del Japón, al aceptar la solicitud formulada por el Gobierno de la República del Paraguay consistente en la ejecución de los estudios de los Proyectos de Electrificación Rural, designó la Agencia de Colaboración Técnica Internacional "Overseas Technical Cooperation Agency" (O.T.C.A.) para que se encargara de llevar a cabo dichos estudios.

De acuerdo con la citada designación y en cooperación con la Electric Power Development Co., Ltd., de Tokio, la OTCA efectuó los estudios encomendados en la República del Paraguay y acaba de dar por terminada la elaboración de los resultados obtenidos en forma de "Informes de Factibilidad del Proyecto Aquidabán" en versión castellana.

Al presentar al Gobierno del Paraguay los Informes antes mencionados, la OTCA formula votos sinceros por que los documentos anexos sean de utilidad en la ejecución de dichos Proyectos y den aporte al incremento de las relaciones de amistad y de intercambio económico entre el Paraguay y el Japón.

En nombre de la OTCA el que suscribe desea dejar constancia de su más profundo agradecimiento por la serie de cooperación que tuvieron a bien prestarle las Autoridades de los Gobiernos del Paraguay y del Japón, las instituciones paraguayas y la Electric Power Development Co., Ltd.

Tokio, marzo de 1968



Shin-ichi Shibusawa
Director General
Overseas Technical Cooperation Agency

Sr. Don Shin-ichi Shibusawa,
Director Gerente,
Agencia de Colaboración
Técnica Internacional,
PRESENTE

De mi consideración:

Adjunto a la presente, tengo el honor de alcanzar a Vd. el Informe de Estudios de Factibilidad del Proyecto de Electrificación Rural de la Zona de Pedro Juan Caballero, Depto. de Amambay, República del Paraguay.

La Misión Japonesa destacada por el Gobierno del Japón y la Agencia bajo su digna gerencia, ha estado en la República del Paraguay durante unos 40 días a partir del 6 de agosto de 1967. Durante su estadía en ella la Misión que tuve el honor de dirigir, ha estado en estrecho contacto con las autoridades del Gobierno paraguayo y ha llevado a cabo mediciones y aforos en toda la zona que abarca el Proyecto, y los estudios de los mercados de venta de la energía eléctrica, habiendo recogido datos hidrológicos y geológicos. Una vez regresada al Japón la Misión continuó sus exámenes en base a los materiales informativos recogidos en Paraguay, y después de estudiar el Proyecto desde diferentes puntos de vista ha elaborado el presente Informe, en cuya confección los trabajos del Proyecto Preliminar estuvieron a cargo de la Electric Power Development Company, secundada en parte por la Cía. de Asesoramiento Técnico Shin Nippon, S.A., y la Cía. de Desarrollo Técnico Nishi Nippon, S.A.

El Proyecto de Electrificación Rural de la Zona de Amambay según este Informe tiene por objeto construir una central hidroeléctrica con la capacidad máxima de 2.800 kW y potencia anual de 15.000.000 kWh sobre el Río Aquidabán, que corre en el Departamento de Amambay, en la Región Oriental de la República del Paraguay, y suministrar la energía a la capital departamental de Pedro Juan Caballero y a las poblaciones vecinas.

La ejecución del presente Proyecto demandaría unos 2 años en su construcción y un total de gastos de ₡250.000.000 por concepto de obras. Comparado con la alternativa de construir planta diesel, resulta este Proyecto indudablemente más ventajoso, según las estimaciones

hechas por la Misión. Sin embargo, en vista de que carecen absolutamente de los materiales informativos sobre el caudal de este río, es indispensable procurar en adelante estos materiales de interés básico.

Al presentarle este Informe formulo votos por que el documento adjunto sirva de utilidad para el Proyecto de Electrificación Rural de la República del Paraguay y que dé aporte a mayor intensificación de los vínculos de amistad que existen entre nuestros dos países.

Saludo a Vd. con el testimonio de mi consideración y estima.

T. Yanai

Ing. Proyectista Taisuke Yanai,
Jefe de Misión,
Electric Power Development Co., Ltd.

ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD
DEL
PROYECTO DE APROVECHAMIENTO HIDRAULICO
PARA LA
PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA DE AQUIDABAN,
REPUBLICA DEL PARAGUAY

MARZO DE 1968
GOBIERNO DEL JAPON

INDICE

CAPITULO PRIMERO - INTRODUCCION	2
1 - 1 Antecedentes	2
1 - 2 Objetivo	2
1 - 3 Estudios	3
1 - 4 Materiales Informativos	3
1 - 5 Agradecimiento	3
CAPITULO SEGUNDO - CONCLUSION Y RECOMENDACIONES	4
2 - 1 Conclusiones	4
2 - 2 Recomendaciones	6
CAPITULO TERCERO - LAS PERSPECTIVAS DE LA DEMANDA	8
3 - 1 Generalidades	8
3-1-1 Generalidades de las Regiones de Adyacentes	11
3-1-2 Actualidad de las Empresas Eléctricas	16
3 - 2 Perspectivas de la Demanda	16
3-2-1 Alcance del Suministro	16
3-2-2 Perspectivas de la Demanda	18
3 - 3 Equilibrio entre la Demanda y la Oferta	18
3-3-1 Equilibrio de la Potencia en kw	18
3-3-2 Equilibrio de la Energía en kwh	19
CAPITULO CUARTO - DETALLES DEL PROYECTO	26
4 - 1 Zona que abarca el Proyecto	26
4 - 2 Detalles del Proyecto	26
4-2-1 Proyecto de la Planta Aquidabán	26
4-2-2 Proyecto de Transmisión, Transformación y Distribución	27
CAPITULO QUINTO - HIDROGIA Y GEOLOGIA	29
5 - 1 Hidrología	29
5-1-1 Caudal Medio Mensual	29
5-1-2 Avenida	33
5-1-3 Evaporación	33
5 - 2 Geología	34

CAPITULO SEXTO - PRODUCCION DE POTENCIA ELECTRICA 37

6 - 1	Determinación del Alcance de Desarrollo	37
6 - 2	Producción de Potencia Eléctrica	38

CAPITULO SEPTIMO - PROYECTO PRELIMINAR 43

7 - 1	Proyecto	43
7-1-1	Obras de Ingeniería Civil	43
7-1-2	Turbina y Generador	44
7-1-3	Patio de Llaves	45
7-1-4	Equipos de Transmisión, Transformación y Distribución	45
7-1-5	Equipos de Comunicaciones	47
7-1-6	Características Principales del Proyecto Aquidabán	47
7 - 2	Programa de Avance y Su Ejecución	52
7-2-1	Programa de Avance	52
7-2-2	Ejecución	52

CAPITULO OCTAVO - COSTO DE LAS OBRAS 59

8 - 1	Condiciones Fundamentales	59
8 - 2	Tabla General de los Costos de las Obras	62

CAPITULO NOVENO - EVALUACION ECONOMICA 65

CAPITULO DECIMO - PLAN DE FINANCIACION 67

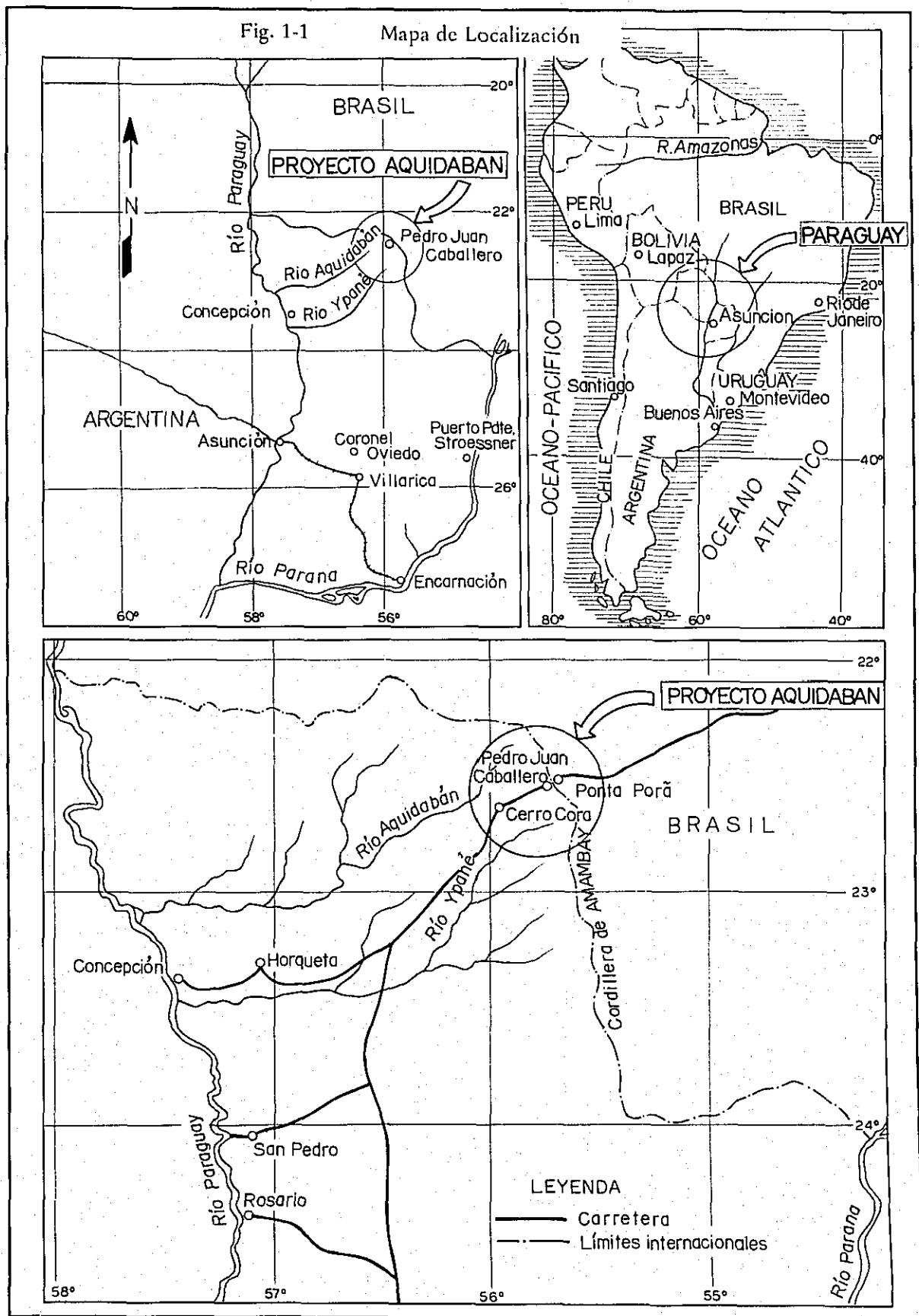
10 - 1	Capital Necesario	67
10 - 2	Obtención del Capital	67
10 - 3	Forma de Amortización	67

APPENDIX

A - 1	DETERMINATION OF CAPACITY OF THE AQUIDABAN POWER STATION	72
A-1-1	Basic Conditions for Determination of Capacity of the Aquidabán Power Station	72
A-1-2	Generating Capacity and Available Water	74
A-1-3	Economic Comparison of Various Alternatives	75
A-1-3-1	Principal Features of Each Alternative Used for Comparison	75

A-1-3-2	Available Run-off	78
A-1-3-3	Construction Cost and Annual Cost of Each Alternative	80
A-1-3-4	Power Demand	82
A-1-3-5	Salable Power and Salable Energy	83
A-1-3-6	Cost of Alternative Diesel Power Plant	84
A-1-3-7	Economic Comparison of Each Alternative	84
A - 2	ECONOMIC EVALUATION OF AQUIDABAN POWER STATION	87
A-2-1	Salable Power and Salable Energy	87
A-2-2	Annual Cost and Power Cost (Cost per kwh)	87
A-2-3	Comparison with Alternative Diesel Power Plant	89
A-2-4	Benefit - Cost Ratio	91
A - 3	DEVELOPMENT PROGRAM FOR RIO YPANE	92
A - 4	ATTACHED TABLES AND FIGURES	98
Table A-4-1	Records and Average Values of Precipitation Observed at Coffee Plantation and Airport near Pedro Juna Caballero City	98
Table A-4-2	Records and Average Values of Precipitation Observed at Meteorological Station of Engineer Corps near Pedro Juan Caballero	99
Table A-4-3	Construction Cost of Civil Works	100
Table A-4-4	Hydraulic Equipment and Installation Works	102
Table A-4-5	Electrical Equipment and Installation Works	103
Table A-4-6	Substation, Transmission and Distribution Line Material and Installation Works	104
Fig. A-4-1	Annual Mean Isohyetal Map in Paraguay	105
Fig. A-4-2	Annual Mean Isohyetal-day Map in Paraguay	106
Fig. A-4-3	Annual Mean Isothermal Map in Paraguay	107
Fig. A-4-4	Annual Mean Isoevapolation Map in Paraguay	108

Fig. 1-1 Mapa de Localización



CAPITULO PRIMERO - INTRODUCCION

CAPITULO PRIMERO - INTRODUCCION

1 - 1 Antecedentes

El Proyecto de Desarrollo Eléctrico Pirapo y el Proyecto de Electrificación de la Región de Amambay, que incluye el de Desarrollo Eléctrico Aquidabán y el de Ypané, forman parte del Proyecto de Electrificación Rural elaborado por el Gobierno de la República del Paraguay.

Durante el mes de julio de 1967 el Gobierno del Paraguay solicitó del Gobierno japonés los estudios de factibilidad para los proyectos antes mencionados. El Gobierno del Japón, al aceptar dicha solicitud, formó y destacó a Asunción una misión de estudios, en colaboración con la Agencia de Colaboración Técnica Internacional. La misión encabezada por el Ing. Taisuke Yanai viajó a la capital paraguaya en agosto del mismo año y ha llevado a cabo los estudios a ella encomendados.

La delegación de técnicos japoneses estuvo integrada por los siguientes especialistas:

- Jefe de Misión: Ing. Proyectista Taisuke Yanai, de la EPDC
- Integrantes: Ing. Electricista Susumu Mishima, del
 Ministerio de Comercio de Industria
- Ing. Electricista Takashi Hashimoto, de
 la Cía. de Asesoramiento Técnico
 Shin Nippon, S. A.
- Ing. Civil Hiroshi Furuta, de la Cía. de
 Desarrollo Técnico Nishi Nippon, S. A.
- Ing. Civil Kazuo Shindo, de la EPDC
- Ing. Electricista Hiroshi Kagami, de la EPDC

Los 3 proyectos antes mencionados contaban con los estudios hechos en los respectivos lugares de la obra con sus Informes de Factibilidad correspondientes, que la Agencia de Desarrollo Internacional (AID) de los EE. UU. habian preparado en 1964. La Misión de Estudios destacada por Japón ha llevado a cabo los estudios, teniendo en cuenta los Informes de Factibilidad confeccionados por la AID.

1 - 2 Objetivo

En el presente Informe que tenemos el gusto de elevar, la Misión Japonesa pone de manifiesto las posibilidades técnicas y económicas del Proyecto Aquidabán y el de Ypané. Ambos proyectos tienen por objeto suministrar la energía eléctrica a la ciudad de Pedro Juan Caballero y a

las poblaciones vecinas, del Departamento de Amambay, ubicado en la parte oriental de la República del Paraguay.

1 - 3 Estudios

Durante unos 40 días a partir del 9 de agosto de 1967 la Misión Japonesa ha estado en estrecho contacto con el Gobierno del Paraguay y la Administración Nacional de Electricidad (quien en adelante se denominará ANDE), dedicándose a estudiar los pormenores de los proyectos. Empleó unos 10 días para estudiar de cerca las condiciones prevaletientes en las principales localidades ubicadas dentro de los proyectos del Río Aquidabán y del Río Ypané.

Igualmente la Misión hizo viajes al lugar de obra de la Central Acaray, que se encuentra en construcción a cargo de las Autoridades Nacionales y recogió materiales informativos de diversa índole en la zona de la Central Acaray, la Ciudad de Asunción y la Ciudad de Pedro Juan Caballero, que eran necesarios para elaborar el presente Informe. Una vez terminados los estudios en la República del Paraguay y regresado a Japón, la Misión, a partir de octubre de 1967, se ha consagrado a examinar las relaciones de la oferta y la demanda de la energía eléctrica, la producción energética y los estudios económicos del Proyecto Amambay, y acaba de elaborar el presente Informe de los Estudios de Factibilidad del Proyecto de Electrificación de Amambay, que tiene el honor de elevar al conocimiento del Gobierno del Paraguay por conducto de la Agencia de Colaboración Técnica Internacional.

1 - 4 Materiales Informativos

A la Misión le fueron facilitados los materiales de información básica para sus estudios y elaboración del Proyecto Aquidabán por la Secretaría Técnica de Planificación del Desarrollo Económico y Social, la ANDE, el Cuerpo de Zapadores y la Cooperativa Eléctrica Amambay, Ltda.

1 - 5 Agradecimiento

Al someter el presente Informe la Misión aprovecha la oportunidad para dejar constancia de su profundo agradecimiento a las Autoridades del Gobierno del Paraguay, las entidades antes citadas, el Sr. Gobernador del Departamento de Amambay y el Sr. Alcalde de Pedro Juan Caballero por la serie de facilidades, atenciones y colaboración que han tenido la gentileza de prestarle durante todo el tiempo que duraron los estudios.

CAPITULO SEGUNDO - CONCLUSION Y RECOMENDACIONES

CAPITULO SEGUNDO - CONCLUSION Y RECOMENDACIONES

2 - 1 Conclusión

El Proyecto de Desarrollo del Río Aquidabán y el del Río Ypané deben ser objeto de nuevos exámenes en la oportunidad en que sean disponibles los datos hidrológicos respectivos, por cuanto los datos actualmente disponibles no son completos. Sin embargo, de acuerdo con los pocos datos hidrológicos que pudo recoger la Misión Japonesa, y después de estudiarlos minuciosamente, hemos llegado a la conclusión que se menciona más adelante.

(1) En la actualidad no hay en la región de Amambay instalaciones que suministren energía eléctrica sino las de las seis fábricas de café y unas cuantas plantas diesel de pequeña capacidad de uso industrial. Por lo tanto es indispensable montar instalaciones de suministro eléctrico de uso industrial en las principales ciudades de dicha región, particularmente en la ciudad de Pedro Juan Caballero.

(2) Como fuente de suministro eléctrico para la ciudad de Pedro Juan Caballero se puede mencionar, entre otros, los siguientes planes: Plan de construcción de una central hidroeléctrica sobre el Río Aquidabán; plan de construcción de una central hidroeléctrica sobre el Río Ypané; plan de construcción de una planta diesel en la ciudad de Pedro Juan Caballero; y plan combinado de la planta diesel con la central hidroeléctrica en Aquidabán o la planta diesel con la central hidroeléctrica en Ypané.

De acuerdo con los estudios comparativos que se hicieron de cada uno de los planes antes mencionados, la Misión llegó a la conclusión de que resultaría lo más económico construir en primer término una central hidroeléctrica en Aquidabán e instalar una planta electrógena diesel cuando las demandas lo exijan. En consecuencia, en el presente Informe nos limitaremos a abarcar el proyecto de Aquidabán, y en cuanto al Proyecto Ypané, se lo remite a las descripciones hechas en los Anexos.

(3) La zona de suministro eléctrico de la central Aquidabán extenderá a la ciudad de Pedro Juan Caballero y a las poblaciones vecinas.

(4) El Proyecto de Desarrollo del Río Aquidabán estará compuesto principalmente

de las siguientes obras: Construcción de la central Aquidabán; construcción de las líneas de transmisión entre la citada central y la subcentral de Pedro Juan Caballero; construcción de la subcentral de Pedro Juan Caballero; y construcción de las líneas de distribución dentro del casco urbano de Pedro Juan Caballero y sus proximidades.

(5) El alcance de desarrollo de la Central Aquidabán se considera más económico cuando es del orden de 2.800 kW. Los gastos que demanda la construcción de una central de este orden, incluyendo los gastos de obras necesarias hasta la entrega de la energía en los terminales de los consumidores, se estiman aproximadamente en unos ¢300.000.000.

(6) El precio de fábrica por kWh de la energía producida por la Central Aquidabán y entregada en los terminales de los consumidores se ha estimado en 3,4 ¢/kWh, teniendo en cuenta los siguientes factores en sus cálculos: tasa de interés anual de 6,5%; duración en servicio de la central de 50 años, excepto el turbogenerador, cuya duración en servicio está prevista en 35 años.

(7) Al establecer la evaluación económica de la Central Aquidabán hemos tomado como base los beneficios que aportaría dicha central, divididos por el costo de una planta diesel de la misma capacidad que ella. Según los cálculos hechos por la Misión los beneficios que aportaría la central Aquidabán, divididos por el gasto anual de su operación, administración, amortización y mantenimiento indican una relación de 1,58, lo cual evidencia que la Central Aquidabán es más ventajosa que su alternativa de planta diesel.

(8) En cuanto al fondo necesario el 50% de la totalidad de los gastos que demande el Proyecto será aportado por fondo propio y el restante 50% por financiación. En este caso como condiciones de amortización de la financiación se consideran las siguientes: tasa de interés anual de 6,5%; 5 años libres; y plazo de reintegro de 20 años, incluyendo los 5 años de gracia. Los cálculos indican que es posible amortizar el crédito, si se vende la energía a un precio unitario de 4,5 ¢/kWh.

(9) La conclusión, a que nos hacemos referencia en los renglones anteriores, la hemos sacado considerando que la zona de suministro de la Central Aquidabán abarque la ciudad de Pedro Juan Caballero y las poblaciones vecinas. Sin embargo si se entrega o se recibe mutuamente la energía entre ésta y la ciudad vecina de Ponta Pora, el precio de fábrica de la Central Aquidabán, según se cree, se reducirá aún más.

2 - 2 Recomendaciones

De conformidad con la conclusión anterior la Misión se permite formular las siguientes recomendaciones:

- (1) Que se debe instalar una estación de aforo en el Río Aquidabán como una de las primeras medidas y efectuar el aforo de su caudal; será necesario elaborar mapas topográficos de su cuenca, mediante las aerofotometrías.
- (2) Que se debe desarrollar la Central Aquidabán por el sistema de central de presa y conducto con un embalse regulador con una regulación diaria del orden de 100.000 metros cúbicos, dotándosele de una capacidad máxima del orden de 2.800 kW.
- (3) Que el Proyecto Aquidabán tendrá una zona de suministro eléctrico limitada a la Ciudad de Pedro Juan Caballero y las poblaciones próximas.
- (4) Que dada la circunstancia de que no es factible interconectar el sistema de Pedro Juan Caballero con el sistema de transmisión central del Paraguay en un futuro próximo, es deseable desde el punto de vista tanto económico como técnico, instalar en la Central Aquidabán equipos que permitan, en caso necesario, entregar o recibir energía entre las ciudades de Pedro Juan Caballero y Ponta Pora. De ahí el desarrollo de la Central Aquidabán por el sistema de 60 ciclos por segundo.
- (5) Que la Central Aquidabán se debe desarrollar en dos etapas de acuerdo con las exigencias de la demanda.
- (6) Que la central Aquidabán se pondrá en operación en 1972; como preparativos

para la construcción de la misma central se deberá reunir todos los datos del caudal correspondientes a 1968 y 1969; se darán por terminados los estudios definitivos en el primer semestre de 1970; se llamará a licitación pública oportunamente de tal modo que las obras de construcción puedan ser iniciadas a mediados de 1970.

CAPITULO TERCERO - LAS PERSPECTIVAS DE LA DEMANDA

CAPITULO TERCERO - LAS PERSPECTIVAS DE LA DEMANDA

3 - 1 Generalidades

3-1-1 Generalidades de las Regiones Adyacentes

(1) Condiciones generales

La República del Paraguay es un país mediterráneo con una extensión total de 407.000 km², situado en el corazón del Continente Sudamericano, en la cuenca media del Río Paraná. Su territorio extiende de norte a sur con el Río Paraguay que lo divide en dos regiones de condiciones geológicas distintas: La región occidental de Chaco; y la región oriental. La región occidental que ocupa las dos terceras partes de su territorio está apenas desarrollada industrialmente, excepto la industria de madera que la utiliza en escala restringida.

Mientras tanto la región oriental, de unos 160.000 km² de superficie, es una inmensa llanura de tierras rojas fértiles, cubierta en su mayoría de bosques vírgenes. En muchas zonas de esta región se aprecia el aprovechamiento de carácter agropecuario y la silvicultura. Su clima es en términos generales semitropical con una temperatura media de 31,5°C en verano y la de 14,5°C en invierno. La precipitación anual es del orden de 600 - 1.700 mm. Su topografía es relativamente llana con cuchillas u ondulaciones y su altura sobre el nivel del mar es menos de 300 m en general, excepto en la región nordeste en donde llega a la de 600 m s. e. n. m.

Los ríos que se prestan para aprovechar su potencial hidráulico corren principalmente en las zonas fronterizas con Brasil y Argentina. El Río Acaray, sobre cuyos márgenes la ANDE está construyendo la Central Acaray, es uno de sus principales ríos.

Entre los medios de transporte se cita la red ferroviaria que une Asunción con la ciudad de Encarnación, aparte de las redes de transporte por ómnibus que se extienden a varias ciudades del interior. Además hay varias líneas de aeronavegación llamadas TAM que son de frecuente uso por el público en sus viajes al interior. Y en cuanto a las vías de comunicación hay una espléndida carretera internacional que parte de la capital hasta el

Puerto Presidente Stroessner. Esta autopista, después de cruzar la frontera con Brasil, llega hasta el puerto libre de Paranaguá, en la costa brasileña del Atlántico Sur.

Para el transporte de los productos de importación y exportación, Paraguay depende en su mayoría de los medios fluviales de los Ríos Paraná y Paraguay, complementados por el transporte terrestre al puerto libre de Paranaguá.

La población de la República del Paraguay asciende a 1.816.890 habitantes, según el Censo Nacional de 1962, presumiéndose que habría llegado en 1965 al número de 2.000.000. En los últimos 10 años su tasa de aumento vegetativo fue de 7,2% al año. Un 81% de esta población vive en la llamada delta formada por las líneas que conectan las ciudades de Asunción, Puerto Presidente Stroessner y Encarnación.

Entre las principales ciudades del Paraguay se mencionan la capital Asunción, de 400.000 habitantes, Encarnación con 35.000 habitantes, Villarrica con 31.000, Concepción con 34.000 habitantes, etc. En la citada delta se llevan a cabo diferentes proyectos de desarrollo económico. El plan de desarrollo actualmente en ejecución a lo largo de esta zona triangular de 51.000 km² de superficie es conocido bajo designación de Plan Triángulo, según el cual las zonas de progreso intenso en el futuro estarán representadas principalmente por el Puerto Presidente Stroessner y sus proximidades, así como por la región que conecta dicho puerto con la ciudad de Encarnación.

Fomento de la industria agropecuaria, desarrollo de los recursos forestales y transformación de los productos primarios de ambas industrias constituyen el trío de las prioridades en todos los proyectos de desenvolvimiento en el Paraguay. Entre las principales industrias del país se cuentan la de transformación de carne en Asunción, la fábrica de extracción de aceite en Asunción y Encarnación y la fábrica de cemento que trabaja en la localidad de Valle-mi, en la proximidad de la ciudad de Concepción.

La economía paraguaya - se puede decir - está sostenida por la exportación de sus productos primarios.

(2) Región de Amambay

Esta región está ubicada al nordeste de la Región Oriental del Paraguay sobre la

frontera con Brasil y tiene por centro de sus actividades la ciudad de Pedro Juan Caballero, que es la cabecera del Departamento de Amambay. Este centro de actividades económicas departamental que es la ciudad de Pedro Juan Caballero, está unida con Asunción, capital nacional, Concepción y otras ciudades del interior por líneas aéreas y carreteras, aunque no están asfaltadas.

La ciudad de Pedro Juan Caballero tiene una población de 32.500 habitantes según datos de 1966, de los cuales 15.600 habitantes viven en el casco urbano y el resto en las Colonias.

El producto agrícola más importante de la región de Amambay es café, cuya cosecha, buena o mala, influye sobremanera en la vida económica de la zona y sus habitantes. La industria existente está representada por ahora únicamente por la de transformación del café.

En la actualidad no hay suministro de energía eléctrica en la ciudad de Pedro Juan Caballero, pero dentro de la zona corren los Ríos Aquidabán e Ypané al oeste de su casco urbano que desembocan en el Río Paraguay y que son considerados como fuentes hidráulicas de posible aprovechamiento.

Al este de la ciudad de Pedro Juan Caballero y colindando con ella se extiende el casco urbano de la ciudad de Ponta Porã, del Estado de Matto Grosso, Brasil, que está conectada con la ciudad paraguaya con una avenida de 100 m de ancho en medio, la que constituye la frontera entre ambos países en esta parte.

La ciudad de Ponta Pora cuenta con una población aproximada de 31.000 habitantes y entre sus principales industrias se citan las fábricas de transformación del café, de transformación de yerba mate, aserriás, etc. Está conectada con São Paulo por una vía ferroviaria y cuenta con las redes de suministro eléctrico desde 1928.

Entre la ciudad de Pedro Juan Caballero y la de Ponta Pora se ha formado una zona económica en el ámbito de la vida ciudadana como una unidad en esta parte de la frontera paraguayo-brasileña.

3-1-2 Actualidad de las Empresas Eléctricas

(1) Actualidad de la empresa eléctrica en el Paraguay

La empresa de suministro de energía eléctrica en la República del Paraguay está a cargo exclusivo de la Administración Nacional de Electricidad ANDE, de acuerdo con la Ley No. 966. Sin embargo en aquellas regiones en que la ANDE no está en condiciones de suministrarla directamente, funcionan otras empresas eléctricas bajo autorización otorgada por la ANDE. Entre éstas hay entidades suministradora municipales del interior. En la Tabla 3-1 se indican las instalaciones generadoras de electricidad actualmente en operación en el Paraguay. Según esta Tabla la capacidad instalada de todas las centrales que funcionan actualmente en el Paraguay asciende a unos 57 MW, de los cuales 38 MW o sea el 67% de la totalidad corresponde a la energía destinada al consumo general, mientras el resto es la energía de producción particular, como la que se genera en las fábricas para su propio consumo.

La empresa suministradora de energía más grande para el servicio público es la que administra la ANDE, y su radio de suministro está dentro de Asunción, capital nacional. La ANDE tiene una capacidad instalada total de 33.700 kW. Sigue a la ANDE por orden de importancia la Cía. Eléctrica Industrial y Comercial, S.A., que suministra la energía a la ciudad de Encarnación y tiene una planta electrógena diesel de 2.250 kW. Además de las anteriores hay otras empresas eléctricas para el suministro al público con capacidades muy limitadas. También algunas fábricas que generan la energía para su propio consumo efectúan el suministro a las casas situadas en su proximidad.

En la actualidad no hay en el Paraguay sistemas eléctricos interconectados, o sea que las Centrales suministran la energía a las zonas respectivas que son limitadas.

En cuanto a la tarifa en la ciudad de Asunción, donde funciona la ANDE, se está cobrando a ₡ 8,50/kWh por la energía suministrada al consumo de los hogares y a una tasa que oscila entre ₡ 5,95 y ₡ 8,0/kWh para la energía de uso industrial. En la Encarnación las tarifas son de ₡ 13,0/kWh y ₡ 8,0 - 11,5/kWh, respectivamente.

Con excepción hecha de la energía generada en algunas fábricas para su propio consumo, la frecuencia es de 50 c/s, corriente alterna, casi en toda la República. La

ANDE piensa unificar en este número de frecuencia la red nacional de sistemas eléctricos que está proyectando.

Según se proyecta serán adoptados los voltajes de 220 kV, 130 kV, 66 kV y 22,9 kV en los sistemas de transmisión. Respecto a las líneas de distribución de alto voltaje están adoptadas las de 6,0 kV en Asunción y otras ciudades. Se tiende a unificar las líneas de bajo voltaje en lo futuro a las de 380/220 V.

Tabla 3-1 Producción de Energía en el Paraguay
Clasificada por Deptos. y Fuentes

Depto.	Capacidad instalada (kW)		
	Empresa eléctrica	Propio consumo	Total
I. Reg. Oriental (Triángulo):			
Capital	33.200	2,808 (*1)	36.035
Cordillera	663	75	708
Guaira	400	3.525 (*2)	3.925
Gaaguazu	67	-	67
Itapua	2.250	739	2.989
Misiones	57	-	57
Papaguari	(*3)	180 (*7)	180 (*4)
Alto Parana	80	2,110 (*5)	2.190
Central	524	3.316	3.843 (*6)
Total parcial	37.241	12.753	49.994
II. Reg. Oriental (otros Deptos.):			
Concepción	690	1.350	2.040
Amambay	50	30	80
San Pedro	121	150	271
Neembucu	(*3)	2.880 (*2)	2.880
Total parcial	861	4.410	5.271
III. Reg. Occidental (Chaco):			
Olympo	(*3)	-	(*3)
Boqueron	(*3)	1.733	1.733
Presidente Hayes	(*3)	383	383
Total parcial	(*3)	2.116	2.116
IV. Total gral.	38.102	19.279	57.381

Notas: (*1) Hay dos fuentes para consumo propio con capacidades desconocidas.

(*2) Incluye el suministro al público desde las fuentes de consumo propio.

(*3) Se desconoce la capacidad instalada.

(*4) Se desconocen la capacidad que corresponde a las empresas eléctricas y la de las fuentes para consumo propio.

(*5) Incluye la energía producida en las Plantas de ANDE y TORNO, de 1000 kW, cada una, montadas en el lugar de obra de la Central Acaray.

(*6) Están incluidas en este valor la energía producida por una fuente de capacidad desconocida y la de 3 kW, cuya producción no se sabe si es de la empresa eléctrica o por la fuente para propio consumo.

(*7) Están incluidas en este valor todas las energías cuyas fuentes son desconocidas si son de las empresas eléctricas o de las fuentes para consumo propio.

(2) Plan de Electrificación Nacional

El Gobierno de la República del Paraguay lleva a cabo un proyecto de desarrollo eléctrico con prioridad preferente otorgada a la Zona Triángulo, como uno de los objetivos más importantes. Dentro del Plan Triángulo la ANDE está construyendo la Central Hidroeléctrica de Acaray a 5 km al nordeste del Puerto Presidente Stroessner. La potencia instalada de la citada Central estará a cargo de dos generadores de 45 MW, cada uno, en la Primera Etapa de las obras. De los dos equipos el No. 1 se pondrá en funcionamiento hacia fines de 1968. Una vez terminadas las obras de la Primera Etapa, la Central Acaray estará en condiciones de llenar todas las demandas de la ciudad de Asunción y además podrá entregar la energía sobrante a Brasil y a Argentina, después de satisfacer las demandas de 43 poblaciones incluidas en la Zona Triángulo.

Se espera que el Proyecto Acaray surtirá entre otros los siguientes beneficios: Electrificación de las principales ciudades y centros rurales de la Zona Triángulo; Fomento industrial dentro de la zona por una tarifa más baja de la energía suministrada; y Elevación del nivel de vida del pueblo paraguayo.

Los detalles de este proyecto de electrificación están ilustrados en la Tabla 3-1.

En cuanto a la electrificación de las zonas fuera de la Triángulo, la ANDE está en etapa de los estudios respectivos.

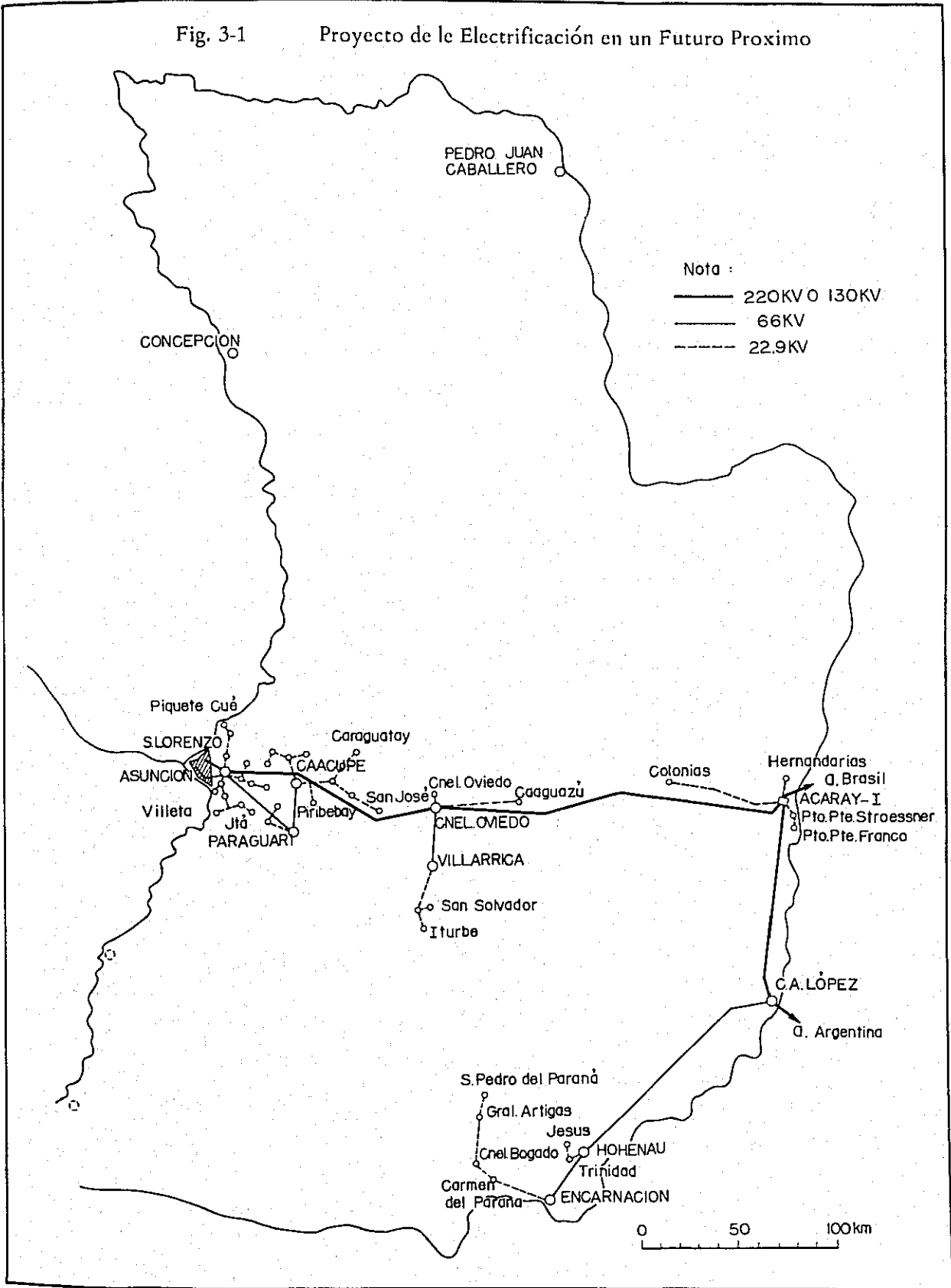
(3) Electrificación rural de la zona de Amambay

En esta zona no hay hasta el presente ningún proyecto de electrificación por interconexión con la red de línea de transmisión de Acaray, a cargo de ANDE.

En la ciudad de Pedro Juan Caballero hay producción de energía eléctrica para propio consumo, de reducida capacidad, que llevan a cabo las seis fábricas de transformación del café, hoteles, salas de cine, algunos establecimientos comerciales y residencias particulares. En vista de ello la CEAL, fundada en octubre de 1965 bajo aprobación del Ministerio de Agricultura y Ganadería del Gobierno, proyectó el desarrollo de la energía eléctrica en los Ríos de Aquidabán e Ypané a fin de electrificar la ciudad de Pedro Juan Caballero y las poblaciones vecinas. Sin embargo, este proyecto no está aún

Fig. 3-1

Proyecto de la Electrificación en un Futuro Proximo



en etapa de realización.

En cambio en la ciudad brasileña de Ponta Pora hay un servicio municipal de energía eléctrica, para lo cual se cuenta con la central hidroeléctrica "USINA SAO JUAO" con capacidad instalada de 660 kW, ubicada a 30 km al este de la ciudad, y una planta diesel con capacidad instalada de 200 kW que está dentro de la ciudad. El notable aumento que se ha registrado últimamente en la demanda de energía en dicha ciudad ha hecho que su suministro sea insuficiente en la época de estiaje. El sistema eléctrico de dicha ciudad, de 60 c/seg de frecuencia, no está interconectado con ninguno de los sistemas eléctricos de Brasil. En la actualidad ambas fuentes que funcionan en la ciudad de Ponta Pora no tienen energía sobrante para entregarla a la ciudad de Pedro Juan Caballero.

3 - 2 Perspectivas de la Demanda

3-2-1 Alcance del Suministro

Al establecer el alcance de suministro del presente proyecto, se ha considerado la posibilidad técnica, teniendo en cuenta la distancia de transmisión y el volumen de la demanda. Nuestro examen fue concentrado en encontrar la forma más económica del suministro de energía eléctrica por la Central Aquidabán y ha arrojado como resultado fijar el alcance de suministro que abarque el casco urbano de Pedro Juan Caballero, las seis fábricas de transformación del café y las colonias ubicadas en las afueras, como se indica en el acápite 3-1-1-(2).

3-2-2 Perspectivas de la Demanda

Sobre las demandas del presente proyecto la CEAL había hecho estudios en julio de 1965 y sus conclusiones están incluidas en el Informe de la AID titulado Engineering and Economic Feasibility Study (Phase III), Capítulo Tercero. En él están mencionados los valores de las perspectivas de la demanda, clasificados por renglones tales como hogares, comercio, iluminación de las calles e industria. Hemos considerado aceptables dichos valores, los que tomamos en este Informe.

3-2-2-1 Cantidad de familias que necesitan la electricidad

3-2-2-1 Cantidad de familias que necesitan la electricidad

De acuerdo con los estudios hechos por la CEAL la zona de suministro de mayor urgencia abarca una extensión de 700 km². La gran mayoría de familias que necesitan el suministro están dentro de la ciudad de Pedro Juan Caballero. Dichos estudios establecen como objetivo del suministro unas 1.000 casas particulares, unos 60 establecimientos comerciales y 6 establecimientos industriales que son otras tantas fábricas de transformación del café. En el número de casas particulares que necesitan el suministro no están incluidos barrios formados por familias poco numerosas y de ingreso reducido. En base a las apreciaciones anteriores se ha establecido el número de la demanda a partir de 1972 en el Informe de AID antes citado, cuyos detalles están indicados en la Tabla 3-2.

Comparando con la población que indica el Censo Nacional de 1962 la de 1967 ha aumentado notablemente en el casco urbano, de tal modo que su tasa de crecimiento es de 8,5%. La tasa de aumento en las Colonias es de 3,2%. Por lo tanto los valores correspondientes a las perspectivas de la demanda en casas particulares, indicados en la Tabla 3-2, que son de 200 casas de aumento anual, son considerados como valores moderados en vista de la tasa de aumento de la población en el casco urbano.

3-2-2-2 Unidad Básica (Consumo Medio Mensual por Familia) y Demanda de Energía y Potencia

(1) Según la CEAL la demanda de casas particulares asciende a 6,5 lámparas calculadas en base al promedio de lámparas y de enchufes. Por lo tanto, el valor de unidad básica mensual de 30 kWh, que se estima para el primer año de operación, y el valor de demanda en perspectiva, que se indica en la Tabla 3-2, son considerados como valores prudentes y adecuados desde el punto de vista del promedio de lámparas y de enchufes.

(2) En cuanto a la unidad básica de las demandas comerciales, son números estimados en base a los estudios de la CEAL y a los estudios hechos por la AID con los consumidores futuros que tenían equipos de producción para propio consumo. De acuerdo con los estudios que la Misión ha hecho en sitio se creen adecuados los valores de 2 kW de unidad básica y 400 kWh de energía mensual.

(3) En la actualidad están en funcionamiento las 6 fábricas de transformación del café con las demandas que se indican más abajo. El número de meses que operan estas fábricas varía notablemente según la cosecha, de tal modo que de acuerdo con los registros llevados hasta el presente la diferencia en el número de meses de operación oscila entre 4 y 10 meses:

Cafetera Paraguaya S. A.	60 kW
Cooperativa Agrícola Amambay	40 kW
Jesse Weaver Coffee Plant	70 kW
Amambay Investment Co. S. A.	85 kW
Cafetalera Paraguaya S. A.	90 kW
Capivary Inc.	75 kW
Total	420 kW

En el Informe de AID la demanda industrial, que en su totalidad corresponde a las fábricas de café, está estimada, según se cree, en base a los estudios hechos con las fábricas. Como se indica en la Tabla 3-1, está tomada una unidad básica de 35.000 kWh/mes, en base a una operación de 4 meses (25 días por mes y 20 horas por día) para calcular la demanda anual. Este valor se considera adecuado dada la potencia instalada en kW de las fábricas de café.

Cuando la cosecha de café es buena, se presume que la energía de consumo anual alcance al doble del citado valor estimado.

3-3 Equilibrio entre la Demanda y la Oferta

3-3-1 Equilibrio de la Potencia en kW

El mes de julio es el de la mayor demanda dentro del período de julio a octubre, que es la época en que trabajan las fábricas de transformación del café. De acuerdo con el caudal medio mensual que indica la hidrología, a que se hace referencia en el Capítulo Quinto, el mes del mayor estiaje es septiembre. Sin embargo, durante los meses de julio, agosto y septiembre la diferencia en el caudal es muy insignificante. En consecuencia, hemos examinado el equilibrio de la potencia

en kW, teniendo en cuenta un factor de seguridad que inspire más confianza, o sea que hemos considerado la capacidad de suministro, que corresponda al mayor caudal de estiaje de 3,3 metros cúbicos por segundo, y la mayor demanda que corresponde al mes de julio. Igualmente hemos establecido un período de 10 años que va de 1972 a 1981 por considerarlo como necesario y suficiente para elaborar el Proyecto de la Central Aquidabán. En las Figs. 3-3, 3-4 y la Tabla 3-2 se indican los resultados obtenidos de nuestros exámenes. Conforme a esta Tabla se nota la necesidad de poner en funcionamiento el segundo generador de la Central Aquidabán en 1977, con añadidura de instalar una nueva planta diesel.

3-3-2 Equilibrio de la Energía en kWh

Al estudiar el equilibrio de la energía en kWh anual, hemos comparado año por año y mes por mes la energía diaria posible media de los cuatro años, que fue calculada en base al caudal medio mensual, y la energía de demanda diaria, en que se ha tenido en cuenta la variación de la demanda según días hábiles de la semana y días feriados. Además, en nuestro examen hemos considerado suplir la falta de energía por la nueva planta diesel, cuando la capacidad de suministro resulte reducida en comparación con la demanda. Igualmente hemos tomado un período de 4 meses de julio a octubre como la época en que trabajan las fábricas de transformación del café.

Los resultados obtenidos de estos exámenes sobre el equilibrio de la energía en kWh de la Central Aquidabán quedan indicados en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2 Demanda Anual en KW y KWH

(Datos Tomados del Informe de la AID)

Año	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Orden cronológico	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Demanda										
No. de familias demandantes:										
Hogares	1.450	1.650	1.850	2.050	2.250	2.450	2.650	2.850	3.050	3.250
Comercio	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120
Iluminación urbana	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Industria	6	7	7	7	8	8	9	9	10	10
Total	1.532	1.738	1.943	2.148	2.354	2.559	2.765	2.970	3.176	3.381
Energía usada (Energía mensual kWh/una familia demandante)										
Hogares	30	35	40	45	50	60	70	80	90	100
Comercio	400	425	450	475	500	525	550	575	600	625
Iluminación urbana (1)	10.800	11.100	11.400	11.700	12.000	12.300	12.600	12.900	13.200	13.500
Industria (2)	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000
Energía usada anual (10³kWh):										
Hogares	522	693	888	1.107	1.350	1.764	2.226	2.736	3.294	3.900
Comercio	360	408	459	513	570	630	693	759	828	900
Iluminación urbana	129,6	133,2	136,8	140,4	144	147,6	151,2	154,8	158	162
Industria	840	980	980	980	1.120	1.120	1.260	1.260	1.400	1.400
Total (en terminales de producción) (3)	1.851,6	2.214,2	2.463,8	2.740,4	3.134,0	3.661,6	4.330,2	4.909,8	5.680,0	6.362,0
	(2.129)	(2.546)	(2.833)	(3.151)	(3.604)	(4.210)	(4.980)	(5.647)	(6.532)	(7.316)
Demanda en kW:										
Hogares	150	200	275	350	425	540	680	850	980	1.130

Año	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Orden cronológico	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Demanda										
Comercio	108	120	133	148	159	176	193	210	226	245
Iluminación urbana	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
Industria	420	490	490	490	560	560	630	630	700	700
Total (en terminales de producción) (4)	714 (820)	847 (975)	936 (1.075)	1.027 (1.180)	1.184 (1.360)	1.317 (1.515)	1.545 (1.780)	1.733 (1.995)	1.950 (2.245)	2.120 (2.440)
Carga anual (%)	19,7	29,8	30,0	30,5	30,2	31,7	31,9	32,3	33,2	34,2

- Notas:
- (1) 180 lámparas en el primer año; aumento anual de 5 lámparas; 60 kWh por mes por lámpara.
 - (2) Carga industrial media de 70 kW; 20 horas por día; 25 días por mes
 - (3) Porcentaje de pérdida: 13%
 - (4) Porcentaje de pérdida: 13%

Tabla 3-3 Equilibrio de kW y kWh

Artículo	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Demanda Máxima (kW)	820	975	1.075	1.180	1.360	1.515	1.780	1.995	2.245	2.440
Demanda Total por año (MWH)	2.129	2.546	2.833	3.151	3.604	4.210	4.980	5.647	6.532	7.316
Factor de Carga Anual %	29,7	29,8	30,0	30,5	30,2	31,7	31,9	32,3	33,2	34,2
Potencia Suministrable										
Aquidabán (kW)	820	975	1.075	1.180	1.360	1.473	1.651	1.737	1.874	1.986
Otras Fuentes (kW)	0	0	0	0	0	42	179	258	371	454
Total Parcial (kW)	820	975	1.075	1.180	1.360	1.515	1.780	1.995	2.245	2.440
Potencia Instalada										
Aquidabán (kW)	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800
* Otras Fuentes (kW)	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500
Total Parcial (kW)	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
Energía Suministrable										
Aquidabán (MWH)	2.129	2.546	2.833	3.151	3.604	4.210	4.950	5.519	6.202	6.836
Otras Fuentes (MWH)	0	0	0	0	0	0	30	128	330	480
Total Parcial por año (MWH)	2.129	2.546	2.833	3.151	3.604	4.210	4.980	5.647	6.532	7.316

* : Se instalará una planta diesel

Fig. 3-2 Demanda Eléctrica Mensual clasificada por cuatro quinquenios de la Planta Aquidabán

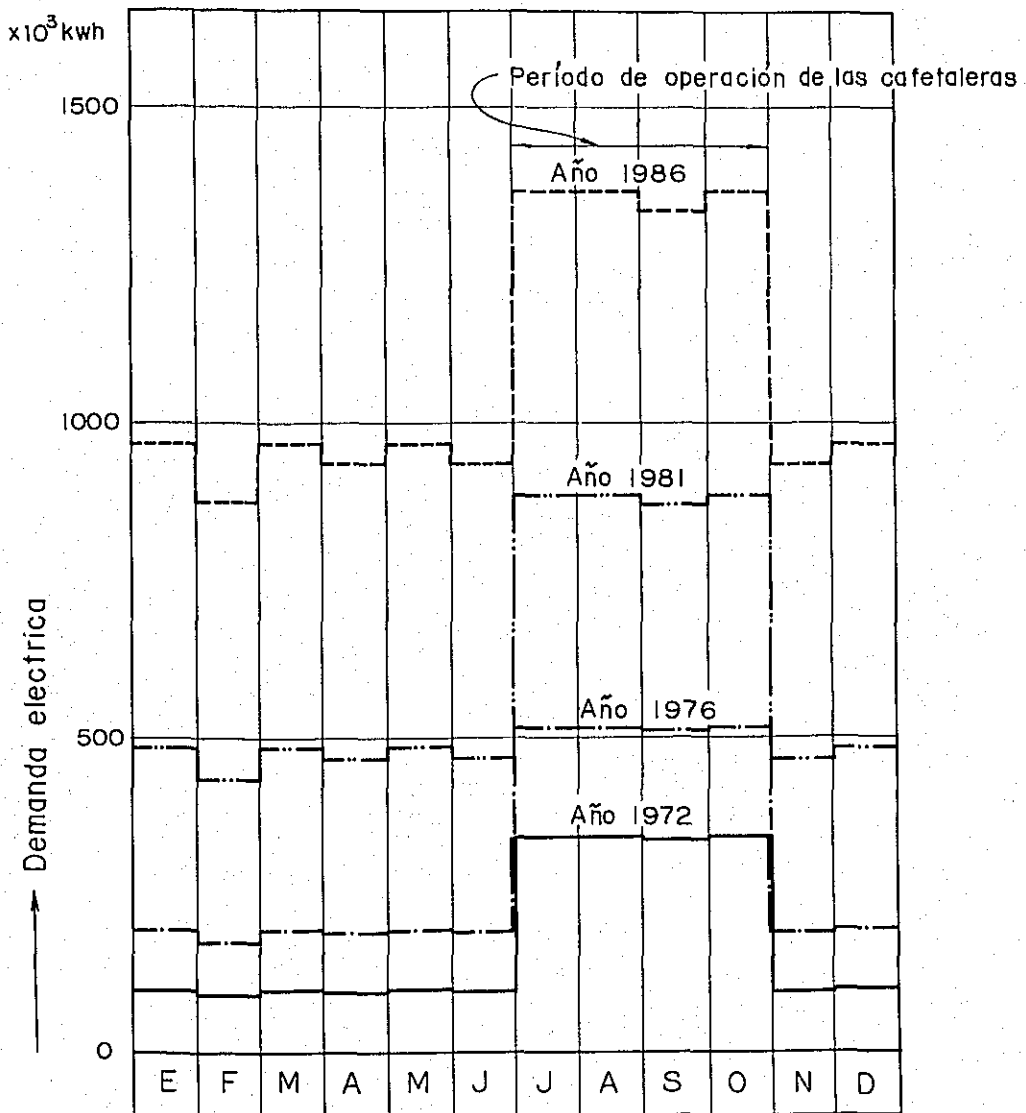


Fig. 3-3 Balance de Demanda Máxima y Suministro posible en Estación Seca
(Periodo: 1972 - 1981)

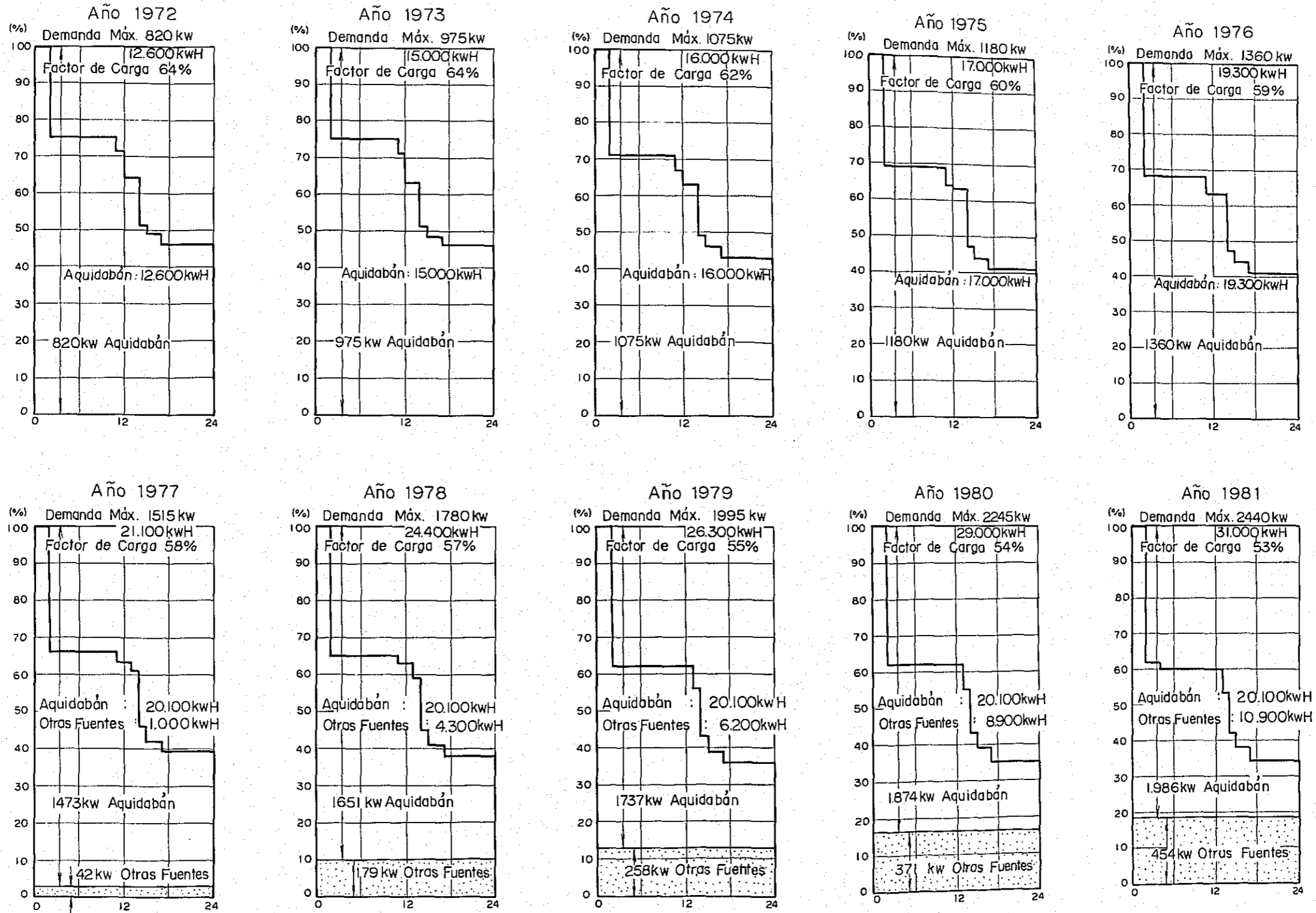
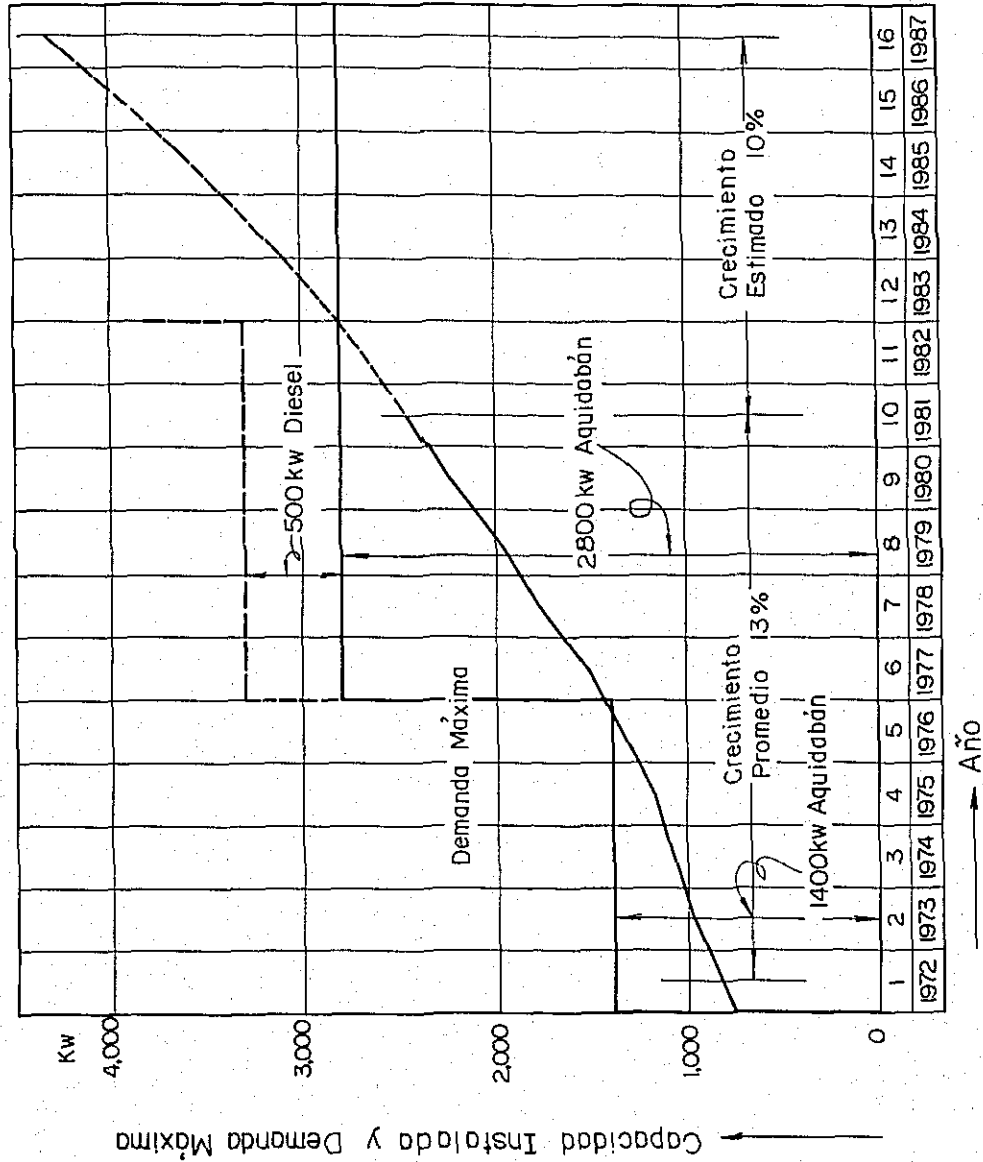


Fig. 3-4 Demanda Máxima y Capacidad Instalada



CAPITULO CUARTO - DETALLES DEL PROYECTO

CAPITULO CUARTO - DETALLES DEL PROYECTO

4 - 1 Zonas que abarca el Proyecto

El presente Proyecto abarca la ciudad de Pedro Juan Caballero y las poblaciones vecinas, situadas en la cuenca del Río Aquidabán en aguas arriba y sus proximidades. El Río Aquidabán, objeto del presente Proyecto de desarrollo, nace en las alturas próximas a las fronteras con Brasil en la región oriental del Paraguay y serpentea hacia el oeste, desembocando en el Río Paraguay que divide la parte central de la República en dos zonas de norte y sur. La cuenca del Río Aquidabán tiene una superficie aproximada de 12.300 km² en el punto de su desembocadura al Río Paraguay y su longitud es de 275 km aproximadamente.

La zona, objeto del presente Proyecto, representa una extensión de 450 km² situada en las aguas más arriba de la cuenca del Río Aquidabán, que tiene en esta parte una inclinación fluvial media de 1/200. Ahí la precipitación anuales de unos 1.500 mm y la temperatura media anual de 22°C. Esta cuenca está cubierta casi en su totalidad por bosques de vegetación tupida con árboles de 20 m de altura aproximadamente, excepto unas cuantas partes que están desarrolladas.

4 - 2 Detalles del Proyecto

4-2-1 Proyecto de la Planta Aquidabán

Teniendo en cuenta que el Río Aquidabán es casi un torrente con una pendiente fluvial del orden de 1/200 y con un curso serpenteante en la cercanía del punto en que se proyecta la Central Aquidabán, conviene que su proyecto obedezca al modelo de central con canales que atajan la parte del curso serpenteante, para poder aprovechar la caída que se obtendrá por dicho atajo. A fin de elevar el rendimiento hidráulico y obtener mayores ventajas en la evaluación económica de la Central, conviene que el embalse de toma sea de tamaño algo grande con posibilidad de regular diariamente el caudal del río.

Basados en las consideraciones anteriores hemos determinado fijar el punto de la presa de la Central Aquidabán en aquella parte en que el curso del Río Aquidabán comienza a serpentear en curvas amplias de unos 4 km de longitud a 20 km al oeste de la ciudad de Pedro Juan Caballero. La presa a construir tendrá una altura de 14 m y una longitud de 253,5 m. Su parte central será

una presa de gravedad de concreto con vertedero; en la margen derecha se construirá una presa de tierra; y en la margen izquierda se construirá una presa de gravedad de concreto sin vertedero. El embalse de almacenamiento tendrá una cota de 632 m cuando su nivel está a la altura del nivel normal más alto y la bocatoma se dispondrá sobre la margen izquierda en aguas arriba en la inmediación de la presa. El atajo de la parte del curso serpenteante lo constituirá un canal de unos 700 m de longitud, con túnel de conducto a presión de unos 550 m de largo y una tubería de presión de unos 120 m de longitud, lo que dará una caída útil de 32,5 m aproximadamente. Con lo anterior se produce energía con la potencia máxima de 2.800 kW y una energía generada anual aproximada de 15.000.000 kWh, que es el valor que corresponde a la Central Aquidabán, cuando no produce ya más energía sobrante. La cantidad de maquinaria principal a instalar será dos equipos.

Teniendo en consideración el volumen de la demanda se construirá la Central Aquidabán en dos etapas.

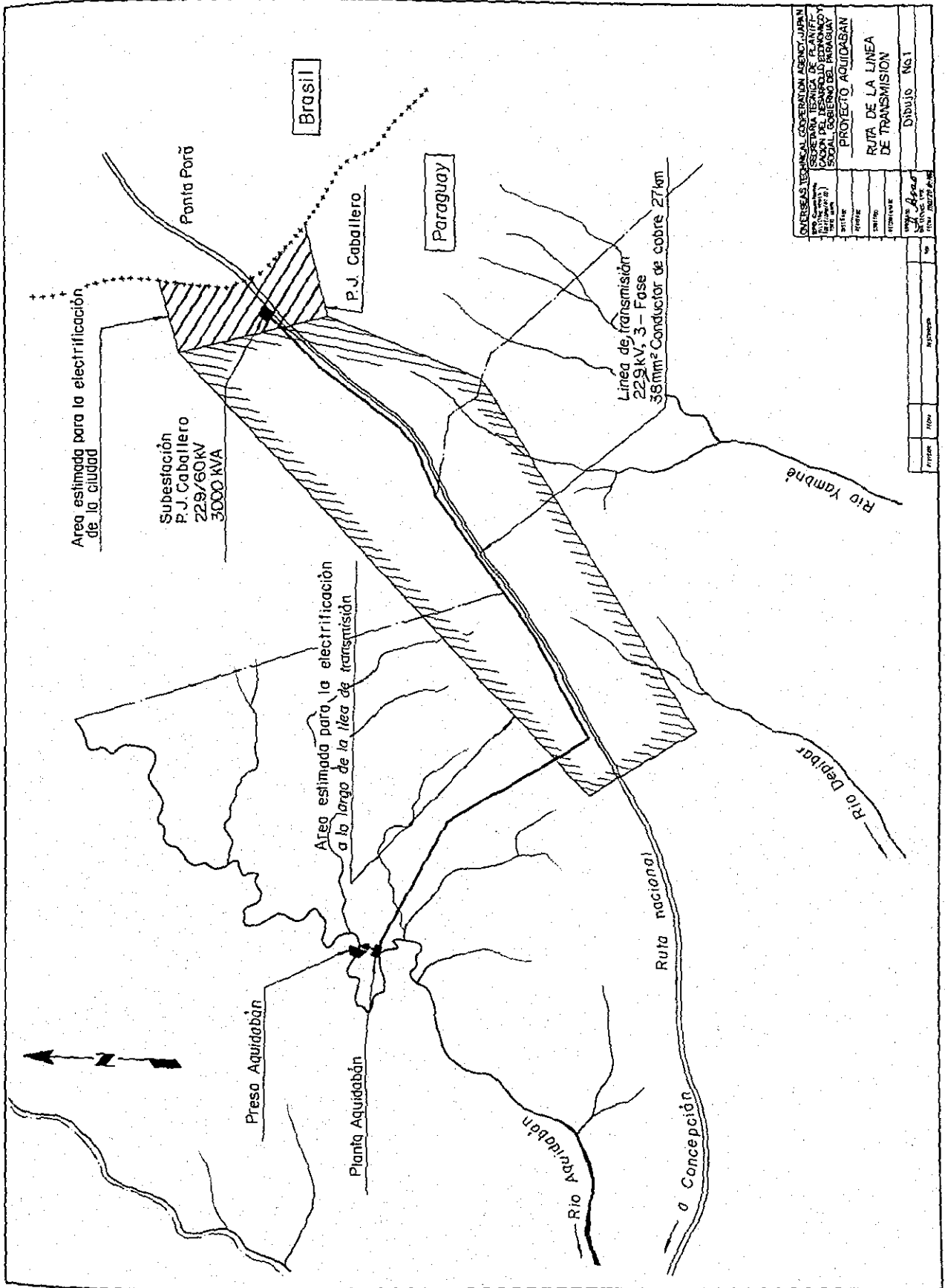
4-2-2 Proyecto de Transmisión, Transformación y Distribución

La potencia producida en la Central Aquidabán será transmitida a la subcentral Pedro Juan Caballero de 1.500 kVA x 1 equipo, que será instalada en la ciudad homónima, por un circuito de líneas de transmisión de 22,9 kV, con una longitud total de 27 km. En esta estación transformadora el voltaje será reducido a 6,0 kV, que se distribuirá a la Capital Departamental por 4 circuitos de líneas de distribución de 6,0 kV.

Para las cargas de las localidades adyacentes de las líneas de transmisión de 22,9 kV, se dispondrán transformadores distribuidores en los puntos intermedios de las cargas para su distribución.

En la subcentral Pedro Juan Caballero se deberá instalar un transformador más de 1.500 kVA en el año 1977.

El voltaje de distribución para los consumidores será en principio de 220 V tanto para la corriente trifásica como para la unifásica.



CAPITULO QUINTO - HIDROLOGIA Y GEOLOGIA

CAPITULO QUINTO - HIDROLOGIA Y GEOLOGIA

5 - 1 Hidrología

5-1-1 Caudal Medio Mensual

Para el Rió Aquidabán no hay datos del caudal obtenidos por aforo directo hasta la fecha, o sea agosto de 1967. En vista de ello la Misión se ve obligada a estimar el caudal medio mensual de este río de acuerdo con el registro de precipitaciones obtenido en la proximidad del lugar de la presa y del aforo de caudal directo que la Misión ha efectuado en ese punto.

Felizmente existen el registro de precipitaciones hecho en una hacienda cafetalera de la cercanía de la ciudad de Pedro Juan Caballero y el registro obtenido en el aeródromo en las afueras de dicha ciudad, que corresponden a un período de 4 años de 1963 a 1966. Como quiera que el lugar de la presa está en un punto medio entre el campo de aviación y la hacienda cafetalera hemos decidido tomar el promedio de los valores de ambos registros como el valor correspondiente a las precipitaciones de esta cuenca en el punto de la presa.

Conforme a este registro de precipitaciones y a los resultados del aforo de caudal directo, se estima el caudal medio mensual del Río Aquidabán en los años de 1963 y 1966 de la siguiente manera:

- (1) Se supone que el coeficiente de escorrentía del Río Aquidabán sea igual al del Río Acaray o sea 0,3;
- (2) De acuerdo con dicho coeficiente de escorrentía y de las precipitaciones anuales se establece el escurrimiento anual;
- (3) A continuación se estima el flujo medio de los meses de estiaje en la forma que se mencionan más abajo, suponiendo que haya en el Río Aquidabán caudal básico aún en los meses en que no llueve;
- (4) O sea que es posible pensar que el caudal de $3,3 \text{ m}^3/\text{seg.}$, obtenido por la Misión el 29 de agosto de 1967, en el punto de la presa mediante el método de flotador superficial, corresponda al caudal mínimo de estiaje de este río, conforme a los registros de

precipitaciones de fechas anteriores a la citada;

(5) Por lo tanto, es prudente tomar un valor algo mayor al valor mínimo de estiaje como el caudal medio mensual en los meses de la temporada de sequía, y hemos estimado en $3,8 \text{ m}^3/\text{seg.}$, el caudal medio mensual de los meses de estiaje aplicable al Proyecto del Río Aquidabán.

En cuanto a los caudales medios mensuales, los hemos calculado en base a las precipitaciones y coeficientes de escorrentía mensuales, habiendo determinado los caudales medios mensuales de acuerdo con los siguientes ajustes: para aquellos meses en que el caudal medio mensual resulte inferior al $3,8 \text{ m}^3/\text{seg.}$ se aplica el valor de $3,8 \text{ m}^3/\text{seg.}$ a dichos meses como caudal medio; para aquellos otros meses en que el caudal medio mensual supera al citado valor, hemos ajustado el valor de tal modo que la tasa entre la precipitación anual del año correspondiente y el caudal anual del mismo resulte en 0,3 y que la tasa de caudales de los meses, en que el caudal medio mensual supere al valor establecido de $3,8 \text{ m}^3/\text{seg.}$ sea igual a la tasa de precipitaciones mensuales correspondientes.

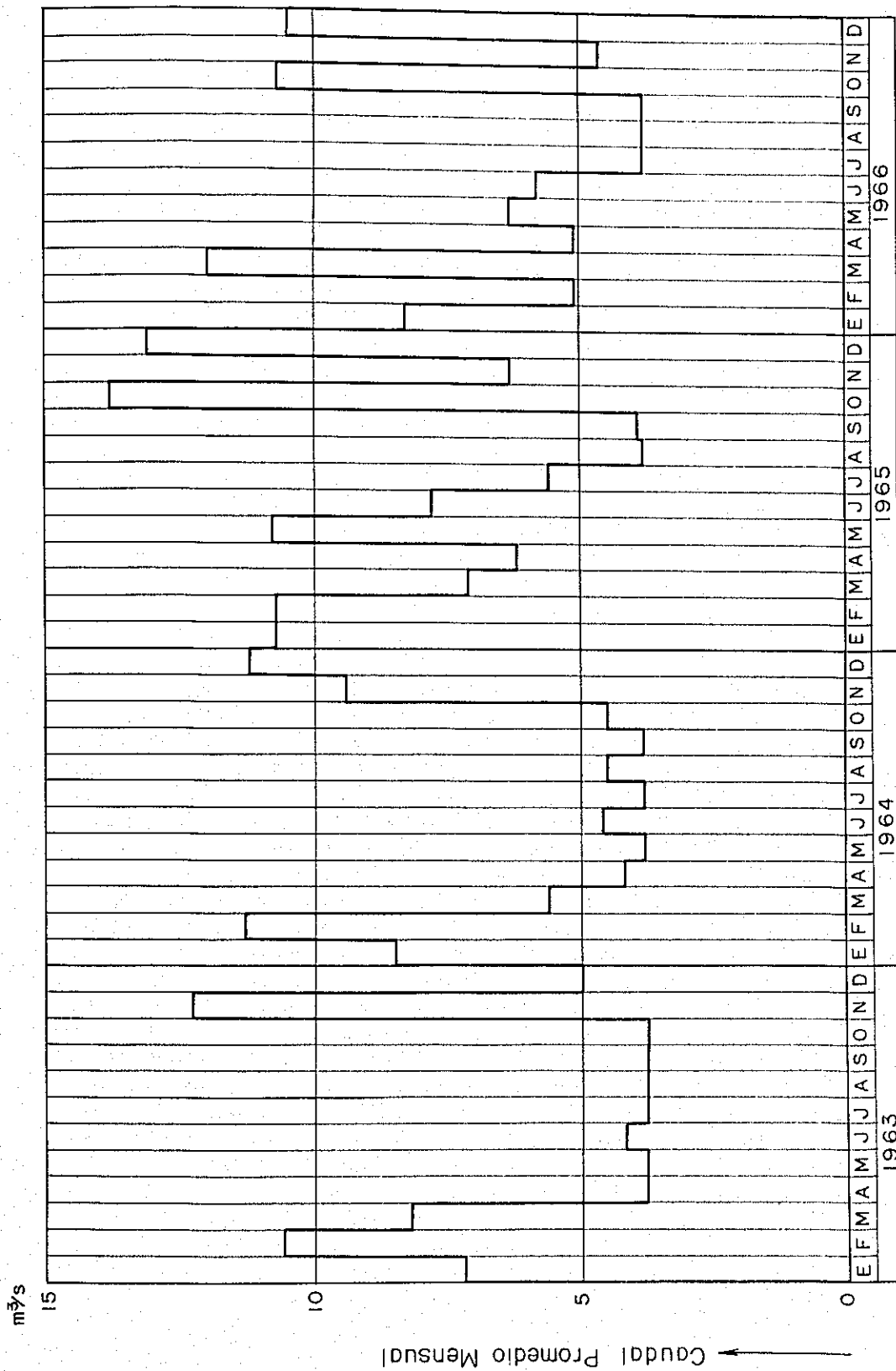
Basados en las consideraciones anteriores hemos buscado los caudales medios mensuales de los 4 años antes mencionados, que se indican en la Tabla 5-1 siguiente:

Tabla 5-1 Caudales Medios Mensuales del Río Aquidabán

Unidad: m³/s-mes

Año \ Mes	1963	1964	1965	1966
Enero	7,2	8,5	10,7	8,2
Febrero	10,6	11,3	10,7	5,1
Marzo	8,4	5,6	7,1	12,0
Abril	3,8	4,2	6,2	5,1
Mayo	3,8	3,8	10,8	6,3
Junio	4,2	4,6	7,8	5,8
Julio	3,8	3,8	5,6	3,8
Agosto	3,8	4,5	3,8	3,8
Sept.	3,8	3,8	3,9	3,8
Oct.	3,8	4,5	13,8	10,7
Nov.	12,3	9,4	6,3	4,6
Dic.	5,0	11,2	13,1	10,5
Promedio	5,9	6,3	8,3	6,6

Fig. 5-1 Caudal Promedio Mensual en el Lugar de la Presa Aquidabán



5-1-2 Avenida

En vista de que no hay registro de observaciones sobre las avenidas del Río Aquidabán hasta la fecha, se ha estimado la avenida de proyecto del lugar de la Central Aquidabán, conforme a la avenida de proyecto del punto de la Central Acaray y a las huellas dejadas por la onda de avenida encontradas en el lugar de la Presa Aquidabán.

La avenida de proyecto del punto de la Central Acaray está basada en la cifra de 6.500 m³/seg. para una superficie de cuenca de 10.540 km², que corresponde a esta localidad, y la tasa de flujo por superficie unitaria está evaluada en 0,62 m³/seg/km².

Según se estima el Río Aquidabán tiene una superficie de cuenca del orden de 450 km² en el punto de la Central Aquidabán, o sea que la extensión de su cuenca en este punto alcanza apenas al 4% de la de la Central Acaray. Por lo tanto, su tasa de flujo por superficie unitaria de avenida debe ser de un valor visiblemente mayor al del punto de la Central Acaray. Teniendo en cuenta esta circunstancia, a la que se añaden los valores obtenidos de las huellas dejadas por la onda de crecida encontradas en el lugar de la Presa Aquidabán, hemos estimado en 800 m³/seg. la avenida de proyecto del lugar de la Central Aquidabán.

5-1-3 Evaporación

Para la evaporación en las cercanías del punto de la Presa Aquidabán tenemos una cifra media del orden de 1.100 mm correspondiente a los años de 1941 a 1964, de conformidad con los datos publicados por el Gobierno de la República del Paraguay.

Según lo proyectado por la Misión el embalse de regulación de Aquidabán tendrá una superficie de almacenamiento de 0,1 km² aproximadamente. Por lo tanto la evaporación anual en el embalse ascenderá a 110.000 m³, cifra sumamente exigua en comparación con el caudal total anual del lugar de la presa que es de 210.000.000 m³.

En consecuencia en nuestro proyecto hemos considerado que la pérdida por concepto de evaporación en el embalse no pasa de ser un valor tan insignificante que se puede hacer caso omiso en la elaboración del Proyecto.

5-2 Geología

La Región Oriental del Paraguay, en que se encuentra la zona del proyecto del Río Aquidabán, presenta la topografía propia de grandes cuchillas formadas por capas de origen paleozoico y mesozoico.

La geología que constituye esta zona consta de unas capas antiquísimas que forman filones de rocas, y las capas volcánicas que cubren éstas.

Las capas de los filones de roca están compuestas de las capas de granitos y piedras caliza de origen que se supone sea de la Era Paleozoica, y las capas de areniscas de la Era Mesozoica. Las capas volcánicas que cubren las anteriores son de lavas de basalto, que se supone sea de origen mesozoico. Estos basaltos están visiblemente intemperizados y forman espesas capas de depósitos o criaderos residuales.

En la época de estiaje el Río Aquidabán tiene en el punto de la Presa unos 30 m de ancho y unos 60 cm de profundidad media, y en su lecho están expuestos los filones de roca de basaltos o diabases. Se estima que los filones del lecho sean de gran solidez que permiten construir una presa de concreto con una altura de 14 m. La margen derecha en este mismo punto forma un terraplén de suave pendiente del orden de 1:20, cubierto de tierras superficiales, cuyo espesor se estima sea considerable. Eliminando el humus de su superficie se estima que las capas de estas tierras superficiales puedan ofrecer cimiento suficiente para una presa de tierra.

En la margen izquierda hay unos terraplenes de 2 m de altura y pasando de esta altura para arriba son terrenos de una inclinación pronunciada del orden de 2:3. Estos terraplenes de fuerte pendiente están cubiertos de tierras superficiales, de poco espesor, debajo de las cuales se estima haya filones de rocas sólidos capaces de permitir la construcción de la presa de concreto y la toma. Los montes por donde ha de pasar el túnel de conducto a presión, están cubiertos de árboles tropicales, que impiden el reconocimiento minucioso de sus pormenores. Sin embargo, conforme al reconocimiento hecho por la Misión, las tierras superficiales en esta parte son de poco espesor y debajo de ellas, según se estima, existen buenos filones. El punto, en que se montará la chimenea de equilibrio está formado por una pendiente relativamente pronunciada, y se ven afloramientos de filones de roca, de tal modo que se considera posible construir allí la chimenea de

equilibrio.

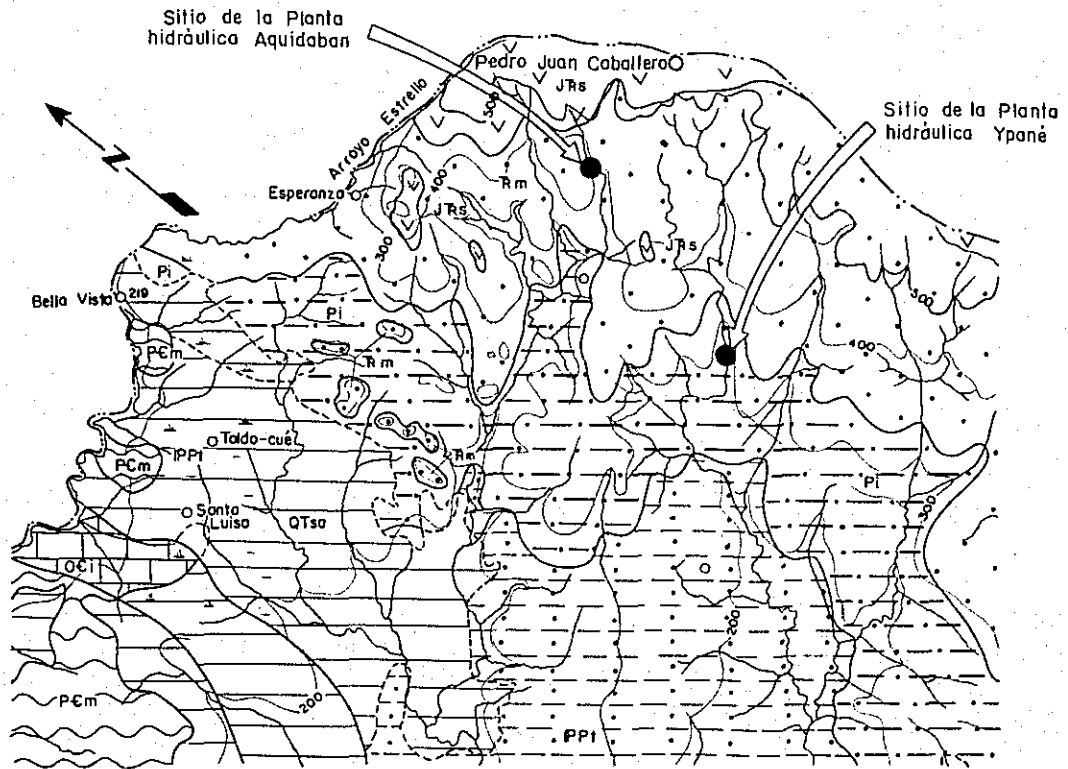
En las proximidades del lugar de colocación de la tubería de presión hay pendientes de inclinación relativamente suave del orden de 1:3. Su superficie está cubierta de tierras superficiales con un espesor que se estima sea del orden de 2 a 3 m. En la cercanía del lugar de la Central el río tiene un ancho aproximado de 20 m y forma una hondonada de corriente de poca velocidad, con una profundidad que se estima sea del orden de 3 m aún en la temporada de estiaje. Sobre la margen izquierda de la Central se elevan terraplenes del orden de 4 m de altura, que forman el borde izquierdo estimándose que sus tierras superficiales tengan un espesor del orden de 2 a 3 m.

En las inmediaciones del lugar de colocación de la tubería de presión y de la Central, las condiciones geológicas permiten, según se cree, construir ambas estructuras, dadas las condiciones de la superficie de los terrenos.

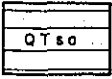



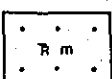
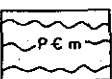
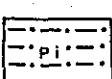
En los renglones anteriores hemos hecho una explicación breve de la geología de las localidades involucradas en el presente Proyecto, permitiéndonos agregar que es indispensable efectuar trabajos de perforación o pozos para obtener informaciones más detalladas.

Fig. 5-2

Mapa geológico del lugar cercano al Proyecto Aquidabán



Leyenda

- | | | | |
|---|--|--|---|
|  <p>QTso</p> | <p>Pantano y aluvión
Arcilla inconsolidada, sedimentación de barro y arena fina
(CUATERNARIO)</p> |  <p>PPI</p> | <p>Esquisto de barro colorado claro y conchillos compactos de color olivo
(PERMIAN O PENNSYLVANIAN)</p> |
|  <p>JRs</p> | <p>Lava basáltica con unos cuantos estratos delgados de arenisca roja y conchillos
(JURASICO O TRIASICO)</p> |  <p>OCI</p> | <p>Caliza y caliza lenta
(CAMBRIAN O ORDIVICION)</p> |
|  <p>Rm</p> | <p>Arenisca roja maciza con algo de conchillos rojos y esquisto de barro
(TRIASICO)</p> |  <p>PCm</p> | <p>Genis y esquisto (schist)
(PRECAMBRIAN)</p> |
|  <p>Pi</p> | <p>Arenisca de estrato cruzado con algo de conchillos y de esquisto de barro
(PERMIAN)</p> | <p>{ Este mapa geológico ha sido preparado en base al informe de "Department of the Interior US geological Survey" }</p> | |

CAPITULO SEXTO - PRODUCCION DE POTENCIA ELECTRICA

CAPITULO SEXTO - PRODUCCION DE POTENCIA ELECTRICA

6 - 1 Determinación del Alcance de Desarrollo

Al fijar la capacidad de la Central Aquidabán hemos preferido examinar el valor económico que pueda dársele mediante su combinación con la planta diesel a determinar el valor económico que pueda obtenerse cuando funciona sólo la Central. O sea que hemos considerado la producción de energía por la Central Hidroeléctrica de Aquidabán y por la planta térmica diesel como fuentes de suministro de potencia capaces de satisfacer la demanda prevista en esta zona, y hemos estudiado las tres siguientes fórmulas:

- Fórmula 1^a : Satisfacer la demanda únicamente con la potencia hidroeléctrica, cambiando el alcance del desarrollo de la Central Hidroeléctrica;
- Fórmula 2^a : Satisfacer la demanda con la potencia térmica; y
- Fórmula 3^a : Satisfacer la demanda con las instalaciones para una producción combinada de ambas potencias.

Tras estudios concienzudos hemos llegado a la conclusión de que es lo más económico suministrar la energía por la Central Aquidabán como la primera medida a tomar y más tarde cuando aumente la demanda, satisfacer la demanda adicional con las energías hidráulica y térmica combinadas, mediante la construcción de una planta diesel, según se servirá ver en el Anexo A-1 potencias. Para que resulte más económico dentro de esta conclusión, el alcance de desarrollo de la Central Aquidabán deberá ser de la siguiente envergadura y capacidad:

Nivel de agua del embalse lleno:	632,0 m
Profundidad de agua utilizable:	0,6 m
Nivel de toma de régimen:	631,7 m
Nivel de descarga de agua:	595,0 m
Caída total:	36,5 m
Pérdida de caída:	4,2 m
Caída útil:	32,5 m

Eficiencia total de turbina y generador:	80 %
Gasto máximo:	11,0 m ³ /seg.
Capacidad instalada:	2.800 kW

6-2 Producción de Pontecia Eléctrica

Sobre la base del alcance de desarrollo de este orden hemos calculado la potencia y la energía anuales de la Central Aquidabán durante un período de 50 años, que es el plazo de su duración, teniendo en cuenta que el caudal medio mensual típico es del caudal medio mensual correspondiente al período de 1963 a 1966, según se indica en el Capítulo Quinto, y considerando también la carga diaria de la demanda, la variación de la demanda por estaciones del año, etc.

Según nuestros cálculos la Central Aquidabán tendrá capacidad de suministro en exceso durante los primeros años a partir de su puesta en operación, según hemos visto en el Capítulo Tercero. Por lo tanto, hemos incluido en nuestros cálculos los efectos que surte esta sobreproducción. Se considera que en ocasiones de crecidas se producirán en la misma Central descargas inutilizables, cuya influencia no la hemos incluido en nuestros cálculos.

Los resultados obtenidos quedan ilustrados en el Cuadro 6-3.

Tabla 6-1 Caudales Utilizables Mensuales de la Central Aquidabán

Unidad: m³/seg-mes

Mes	Año						Año Típico
	1963	1964	1965	1966			
Enero	7,2	8,5	10,7	8,2			8,7
Febrero	10,6	11,3	10,7	5,1			9,4
Marzo	8,4	5,6	7,1	12,0			8,3
Abril	3,8	4,2	6,2	5,1			4,8
Mayo	3,8	3,8	10,8	6,3			6,2
Junio	4,2	4,6	7,8	5,8			5,6
Julio	3,8	3,8	5,6	3,8			4,3
Agosto	3,8	4,5	3,8	3,8			4,0
Sept.	3,8	3,8	3,9	3,8			3,8
Oct.	3,8	4,5	13,8	10,7			8,2
Nov.	12,3	9,4	6,3	4,6			8,2
Dic.	5,0	11,2	13,1	10,5			10,0
Total	70,5	75,2	99,8	79,7			81,5

Tabla 6-2 Energías Producibles Mensuales de la Central Aquidabán

Mes	Caudal Aprovechable (m ³ /seg.-mes)	Caudal Aprovechable para Producción (m ³ /seg.-mes)	Energía Productible Diaria (kWh)	Energía Productible Mensual (10 ³ kWh)
Enero	8,7	8,7	53.100	1.646
Febrero	9,4	9,4	57.300	1.604
Marzo	8,3	8,3	50.600	1.569
Abril	4,8	4,8	29.300	879
Mayo	6,2	6,2	37.800	1.172
Junio	5,6	5,6	34.200	1.026
Julio	4,3	4,3	26.200	812
Agosto	4,0	4,0	24.400	756
Sept.	3,8	3,8	23.200	696
Oct.	8,2	8,2	50.000	1.550
Nov.	8,2	8,2	50.000	1.500
Dic.	10,0	10,0	61.000	1.891
Total	81,5	81,5	-	15.101

Tabla 6-3 Potencia y Energía de Posible Venta Anual

Año	Potencia Producida (kW) (En terminales de producción)	Energía Producida (kWh) (En terminales de producción)	Potencia Vendible (kW) (En terminales de consumo)	Energía Vendible (kWh) (En terminales de consumo)
1972	820	2.129.000	710	1.850.000
1973	975	2.546.000	850	2.210.000
1974	1.075	2.833.000	940	2.460.000
1975	1.180	3.151.000	1.030	2.740.000
1976	1.360	3.604.000	1.180	3.140.000
1977	1.473	4.210.000	1.280	3.660.000
1978	1.651	4.950.000	1.440	4.310.000
1979	1.737	5.519.000	1.510	4.800.000
1980	1.874	6.202.000	1.630	5.230.000
1981	1.986	6.836.000	1.730	5.940.000
1982	2.097	7.518.000	1.820	6.530.000
1983	2.250	8.333.000	1.960	7.240.000
1984	2.395	9.240.000	2.080	8.030.000
1985	2.587	10.137.000	2.250	8.820.000
1986	2.763	11.244.000	2.400	9.780.000
1987	2.800	12.013.000	2.440	10.450.000
1988	↑	12.664.000	↑	11.000.000
1989	↑	13.305.000	↑	11.560.000
1990	↑	13.963.000	↑	12.130.000
1991	↑	14.200.000	↑	12.330.000
1992	↑	14.600.000	↑	12.700.000
1993	↑	14.900.000	↑	12.950.000
1994	↑	15.101.000	↑	13.130.000
2020	↓	↓	↓	↓
2021	2.800	15.101.00	2.440	13.130.000
Promedio	2.284	12.139.000	1.990	10.550.000

Nota: Por potencia producida anual se entiende la potencia producida de julio de un año a junio del año siguiente.

Fig. 6-2 Producción de Energía Garantizada Mensualmente en la Planta Aquidabán

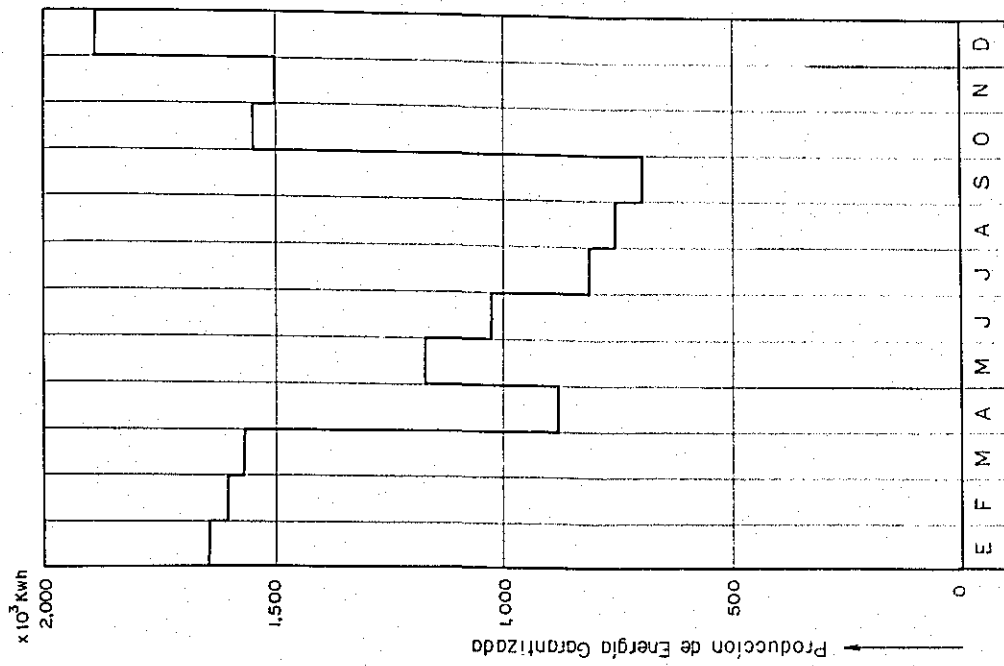
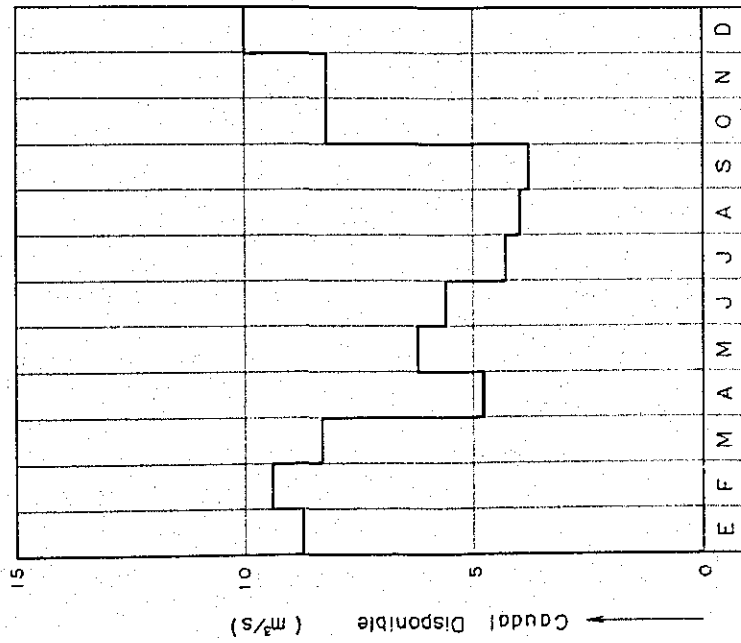


Fig. 6-1 Caudal Disponible en la Planta Aquidabán



CAPITULO SEPTIMO - PROEYETO PRELIMINAR

CAPITULO SEPTIMO - PROYECTO PRELIMINAR

7-1 Proyecto

7-1-1 Obras de Ingeniería Civil

Las obras de ingeniería civil de la Central Aquidabán constan de la Presa Aquidabán, la toma de agua, el túnel de aducción, la chimenea de equilibrio, la tubería de presión y la casa de máquinas.

(1) Presa Aquidabán

La Presa Aquidabán se construirá en el punto en que el Río Aquidabán comienza a seguir un curso serpenteante pronunciado a unos 20 km distantes de la ciudad de Pedro Juan Caballero. La Presa obedecerá al modelo de presa de gravedad de concreto con vertedero en la parte central, para dejar descargar con facilidad la avenida de proyecto de $800 \text{ m}^3/\text{seg}$. Sobre la margen derecha se construirá una presa hecha totalmente de tierra, en consideración a la facilidad de obtener los materiales de tierra en la cercanía del punto de la presa y al gran espesor de las tierras superficiales del cimiento. Sobre la margen izquierda se construirá una presa de gravedad de concreto sin vertedero, teniendo en cuenta que su cimiento reúne excelentes condiciones y que el volumen de su presa sería pequeño. El canal evacuador de crecidas tendrá una capacidad de $800 \text{ m}^3/\text{seg}$ y 2 compuertas, de las cuales una tendrá en la parte superior una alza móvil para evacuar los arrastres.

En cuanto al tipo de presa a adoptar, puede haber alternativa en que todas las presas sean de tipo presa de terraplén con canal evacuador de tipo tobogán en uno de los montes de la margen izquierda.

Los estudios comparativos de uno y otro modelo de presa deberán ser examinados minuciosamente en una etapa futura, en que se elabore el proyecto detallado.

(2) Toma

Será prevista una toma sobre la margen derecha a unos 30 m en aguas arriba de la Presa, la que tendrá una compuerta para regular el agua.

(3) Túnel de Conducto

El conducto será un túnel de presión con un diámetro interior de 2,2 m y una longitud de 544 m, que estará revestido de concreto.

(4) Chimenea de Equilibrio con Regulación de Presión

La chimenea de equilibrio con regulación de presión será de tipo tambor y tendrá un diámetro interior de 6 m por 17,5 m de altura. Será instalada en un monte que queda arriba de la Central.

(5) Tubería de Presión

Se instalará una tubería de presión de tipo a la intemperie, que tendrá un diámetro interior de 2,2 m a 1,8 m. Esta tubería se bifurcará en dos de 1,1 m de diámetro interior, cada una, inmediatamente antes de llegar a la Central.

(6) Central

La central obedecerá al modelo de construcción en la superficie con cimientos echados en los filones de roca, teniendo en cuenta el nivel de descarga de agua, la topografía y las condiciones geológicas.

7-1-2 Turbina y Generador

(1) Cantidad de máquinas principales

En consideración a que la Central Aquidabán con capacidad instalada de 2.800 kW, deberá estar en operación a la media noche con carga parcial y que sus obras resultarán más ventajosas si se divide la primera etapa en dos períodos en atención a la necesidad de equilibrar la oferta y la demanda, y con el fin de evitar que se interrumpa la transmisión de la energía en casos de accidentes o de inspección, si se depende de una sola máquina, se ha llegado a la conclusión de que la cantidad de máquinas principales sea de dos equipos, de 1.400 kW, cada uno.

(2) Turbina

Considerando la caída útil de la Central, que es de 32,5 m y el gasto máximo por turbina de $5,5 \text{ m}^3/\text{seg.}$, el modelo más adecuado para esta turbina es el de Francis. En

atención a las necesidades tanto de operación como de mantenimiento, hemos adoptado la turbina Francis de eje horizontal.

7-1-3 Patio de Llaves

Será previsto un patio de llaves sobre la margen izquierda en aguas abajo inmediatamente después de la Central, allanando los terraplenes que hay en dicho punto. Tendrá una línea de salida de un circuito.

7-1-4 Equipos de Transmisión, Transformación y Distribución

(1) Líneas de transmisión

Para las líneas de transmisión desde la Central Aquidabán a la ciudad de Pedro Juan Caballero hemos adoptado las de 22,9 kV, desde el punto de vista de la transmisión de potencia, la reducción de voltaje, la pérdida de energía, los costos de obras de construcción y el voltaje normal del Paraguay.

En cuanto a los conductores a usar hemos considerado en primer término el empleo de cables de cobre duro trenzados de 38 mm² y 22 mm². Sin embargo, finalmente hemos adoptado los de 38 mm², teniendo en cuenta la posibilidad de que la Central Ypané sea conectada en un futuro a las barras de la Central Aquidabán.

El sistema de puesta a tierra para las líneas de transmisión sería de tipo directo por ser más económico, y su diseño de aislación de tipo voltaje anormal de origen interior, con sobrevoltaje de conmutación en previsión a la resistencia que deben tener contra las descargas atmosféricas. Como medidas adicionales en previsión a las descargas serán previstos pararrayos y líneas de puesta a tierra suspendidas.

Las líneas de transmisión serán montadas en su gran mayoría en una ruta que corra paralela a la carretera que une la ciudad de Pedro Juan Caballero con Asunción, y para atender las cargas en las localidades a lo largo de su ruta, se efectuará su distribución, previa reducción, en principio, por transformadores distribuidores de 22,9 kV/220 V. En la Fig. 4-1 se indica la ruta de la línea de transmisión.

(2) Subcentral

La subcentral Pedro Juan Caballero será de tipo popular de exposición al aire libre con los transformadores principales, disyuntores y otros aparatos montados a la intemperie.

(3) Líneas de distribución

Las líneas de distribución obedecerán al sistema de suspensión al aire de 6,0 kV y tendrán en los postes transformadores distribuidores de 6,0 kV/220 V. La distribución de potencia tendrá una red de forma de ramas de árbol y se montarán bucles en varios puntos a fin de poder continuar el suministro por medio de cables sanos, en caso de que se produzcan parcialmente accidentes. También se montarán pararrayos en los lugares que se estimen necesarios. Todos estos aparatos y equipos tendrán el mismo voltaje de distribución que el de la ciudad Ponta Pora. En el siguiente Cuadro 7-1 se indican los principales detalles de los equipos de distribución:

Tabla 7-1 Principales Detalles de los Equipos de Transmisión, Distribución de la Zona de Amambay

Nomenclatura	Circuito	Carga Máxima (kW)	Longitud (km)	Longitud de Líneas de Distribución de 220 V (km)	Capacidad Total de Transformadores Distribuidores (kVA)
Líneas de distribución de 6,0 kV (dentro de la ciudad P.J. Caballero)	No. 1	390	9	10	600
	No. 2	400	10	16	620
	No. 3	400	7	14	620
	No. 4	350	4	12	560
Líneas de bifurcación de 22,9 kV	-	770	14	8	1.200
Líneas de transmisión	-	-	27	-	-

Nota: Las cifras mencionadas en la tabla anterior son valores correspondientes a 1982.

7-1-5 Equipos de Comunicaciones

Se instalarán equipos de radiotelefonía de onda corta para utilizar en la operación y servicios de mantenimiento de las instalaciones de potencia. Se montarán tres terminales fijos: uno en la Central Aquidabán, otro en la subcentral Pedro Juan Caballero y tercero en las oficinas de la casa matriz de la Empresa. El terminal móvil será una que se montará en el carro del servicio de mantenimiento de las líneas.

7-1-6 Características principales del Proyecto Aquidabán son las siguientes

Nomenclatura		Características
Presa	<p>Modelo</p> <p>Cota de la coronación</p> <p>Longitud de la presa</p> <p>Altura</p> <p>Volumen</p> <p>Avenida de proyecto</p>	<p>Presa de gravedad de concreto, tipo vertedero, combinada con presas de terraplén</p> <p>635,0 m</p> <p>40,5 m de las partes de concreto y 213,0 m de las partes de terraplén</p> <p>14,0 m</p> <p>4.500 m³ de las partes de concreto y 22.700 m³ de las partes de terraplén</p> <p>800 m³/seg.</p>
Conducto a Presión	<p>Longitud total</p> <p>Tipo</p> <p>Diámetro interior</p> <p>Caudal máximo</p>	<p>544,0 m</p> <p>Túnel a presión</p> <p>2,2 m</p> <p>11,0 m³/seg.</p>

Nomenclatura		Características
Chimenea de equilibrio con regulación de presión	Tipo Dimensiones	Tambor de efecto sencillo 17,5 m de altura x 6,0 m de diámetro interior
Tubería de presión	Tipo Longitud Cantidad Diámetro interior	Tubería de hierro soldada 114 m antes de la bifurcación y 20 m después de ella 1 2,2 - 1,8 m antes de la bifurcación y 1,1 m después de ella
Embalse de regulación	Capacidad útil Profundidad utilizable	100.000 m ³ 0,6 m
Central Edificio Turbina Generador	Tipo Tipo Potencia Caída útil de régimen Gasto máx. Rotación Cantidad Tipo Capacidad	Construcción en la superficie Francis de eje horizontal, mono-rodete, de descarga sencilla 1.500 kW 32,5 m 5,5 m ³ /seg. 514,3 rpm 2 Generador sincrónico de eje horizontal, trifásico, tipo de campo rotativo 1.700 kVA

Nomenclatura		Características
	Voltaje Frecuencia Cantidad	3,3 kV 60 c/seg. 2
Patio de llaves: Transformador principal	Tipo Potencia Voltaje Cantidad	Autoenfriado relleno de aceite, trifásico 3.400 kVA 3,3/22,9 kV 1
Extensión de terreno	Solar	400 m ²
Líneas de transmisión	Tramos Longitud Tipo Voltaje Circuito Cables Aisladores Postes	Entre la Central Aquidabán y la Subcentral P.J. Caballero y los puntos de derivación 27 km de líneas principales y 14 km de líneas de derivación, con un total de 41 km Trifásico 22,9 kV 1 De cobre duro desnudos trenzados de 38 mm ² y 22 mm ² Aisladores de suspensión de 250 mm Aisladores portantes para 22,9 kV Postes de madera

Nomenclatura		Características
Subcentral P.J. Caballero: Obras de construcción Transformadores	Tipo Fases Capacidad Voltaje Cantidad	340 m ² de terreno Autoenfriado relleno de aceite, tipo a la intemperie Trifásico 1.500 kVA 22,9/6,0 kV 1 1 (que será montado en ampliación en 1977)
Líneas de distribución	Tramos Longitud Voltaje Circuitos Cables Aisladores Postes	Entre la Subcentral P.J. Caballero y cada una de las cargas 30 km 6,0 kV 4 Cables desnudos de cobre duro trenzados de 22 mm ² Aisladores de espiga, aisladores y aisladores de anclaje para 6,0 kV Postes de madera

Nomenclatura		Características
Equipos de comunicaciones	Clase Terminales	Radiotelefonía de onda corta Terminales fijos: Central Aquidabán Subcentral P.J. Caballero Oficinas de la casa matriz Terminal móvil: Carro de servicio de mantenimiento de líneas

7-2 Programa de Avance y Su Ejecución

7-2-1 Programa de Avance

A fin de poner en funcionamiento la Central Aquidabán a mediados de 1972, se deberá comenzar sus obras conforme al programa de avance que se indica en la Fig. 7-1, o sea que se deberá dar comienzo a las obras en julio de 1970.

7-2-2 Ejecución

(1) Rutas de transporte

Para llegar desde la ciudad de Pedro Juan Caballero hasta las proximidades del lugar de obra de la presa hay un camino, que une dicha ciudad con la de Concepción, y otro camino de orden inferior al anterior, que bifurca del primero y conduce hacia el lugar de obra. Sin embargo, este último camino se reduce en su ancho, a medida que se aproxima al lugar de la obra, además de que es un camino tortuoso con pendientes pronunciadas en varios puntos. Por lo tanto, antes de comenzar la ejecución de las obras es indispensable ampliar su ancho y reparar por un tramo de varios kilómetros en su extremo próximo al lugar de la obra.

A partir del último extremo de dicho camino hasta el lugar de la presa, que dista unos 2 km, no hay ninguna vía en la actualidad. En consecuencia, al iniciar la ejecución de las obras es necesario construir en este tramo un camino de acceso con una longitud aproximada de 2 km.

En ocasión de construir la Central Aquidabán, todos los materiales para la construcción y la maquinaria y equipos deberán ser transportados en camión desde la ciudad de Pedro Juan Caballero por dichos caminos.

(2) Personal trabajador y provisión de materiales

El personal trabajador estará compuesto de los que se empleen en la República del Paraguay. Los materiales para la construcción, incluso cemento, madera y otros, se los obtendrá dentro de la República, mientras otros materiales, tales como materiales de acero, explosivos y los equipos que son tuberías de presión, turbinas, generadores, trans-

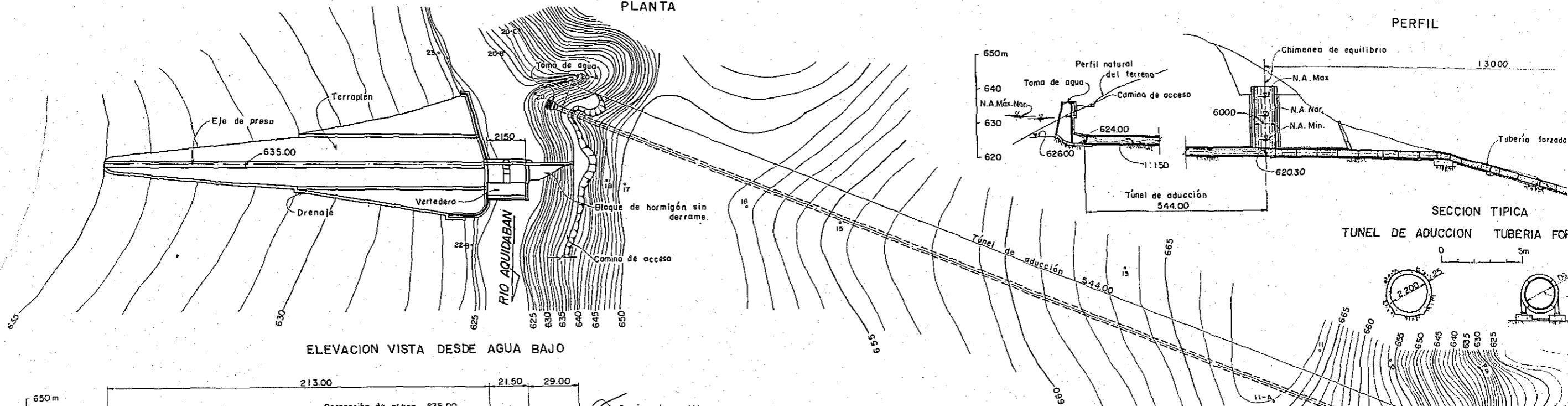
formadores, cables, aisladores y otros serán importados.

La potencia necesaria para las obras de construcción será generada y suministrada por un equipo electrógeno diesel de tamaño reducido.

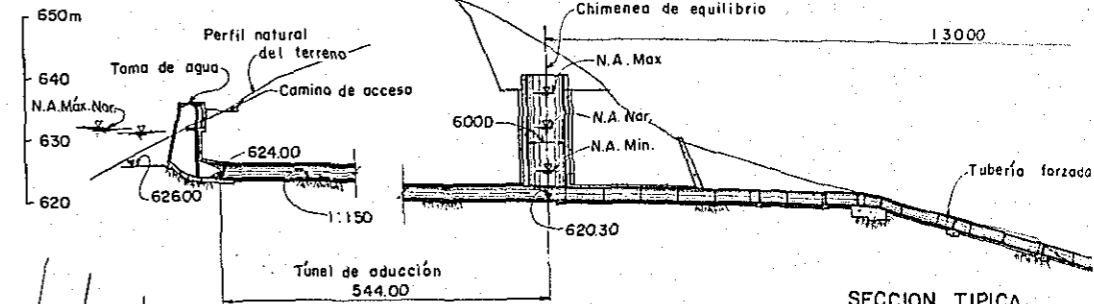
(3) Ejecución de las obras

Dada la naturaleza de las obras y su envergadura se cree que no habrá problemas en la ejecución de las obras del presente Proyecto.

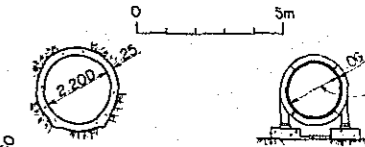
PLANTA



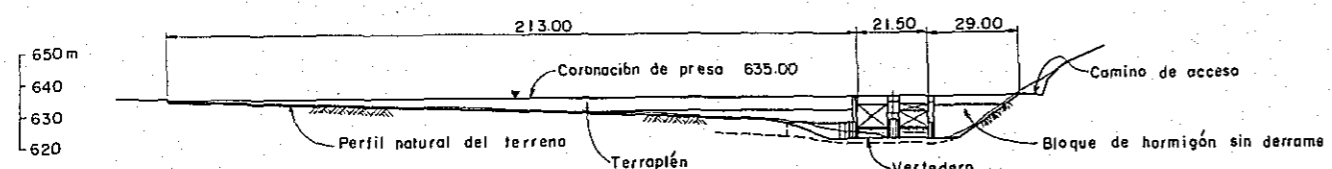
PERFIL



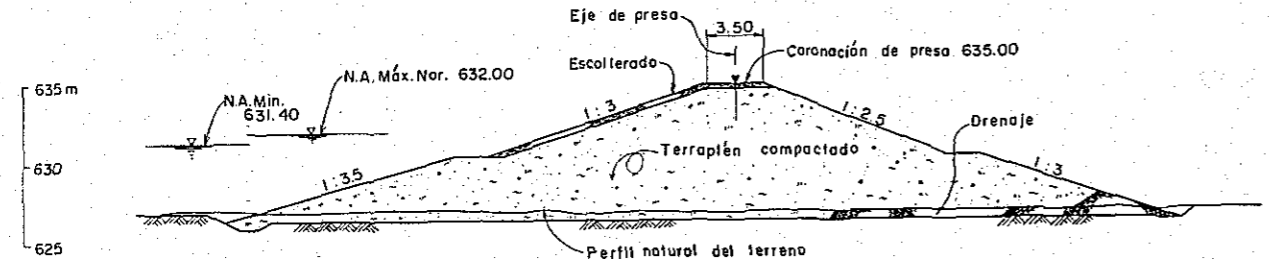
SECCION TIPICA TUNEL DE ADUCCION TUBERIA FORZADA



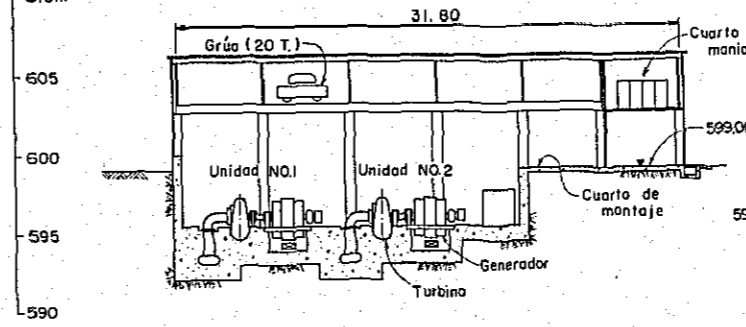
ELEVACION VISTA DESDE AGUA BAJO



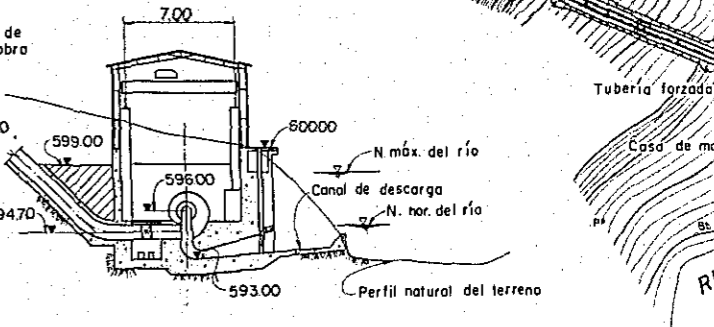
SECCION TIPICA DE TERRAPLEN



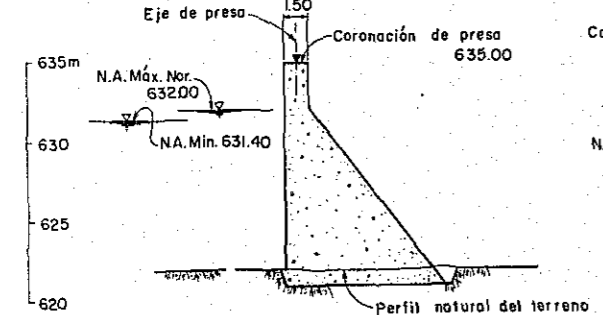
SECCION LONGITUDINAL



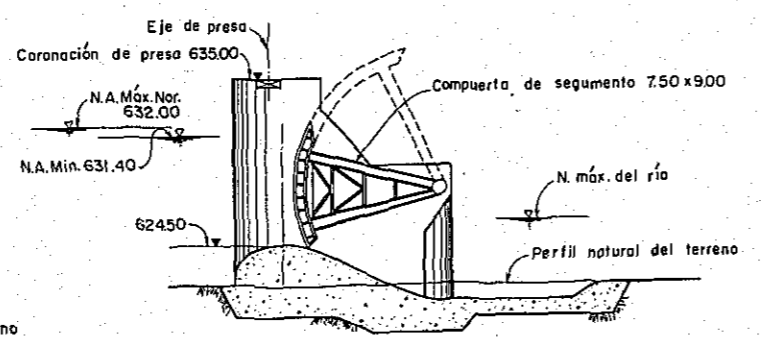
SECCION TRANSVERSAL



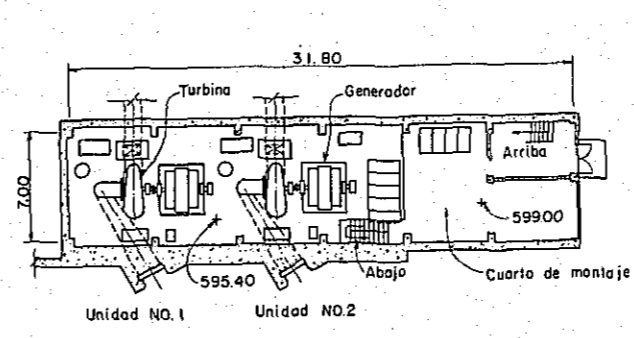
SECCION TIPICA DE BLOQUE DE HORMIGON SIN DERRAME



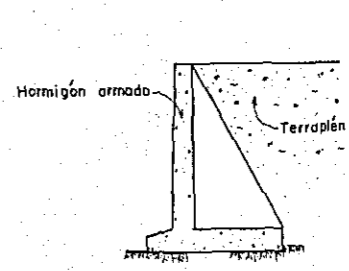
SECCION DE REBOSADERO



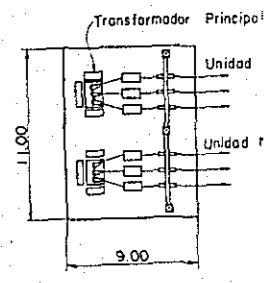
SECCION HORIZONTAL Nivel: 599.00



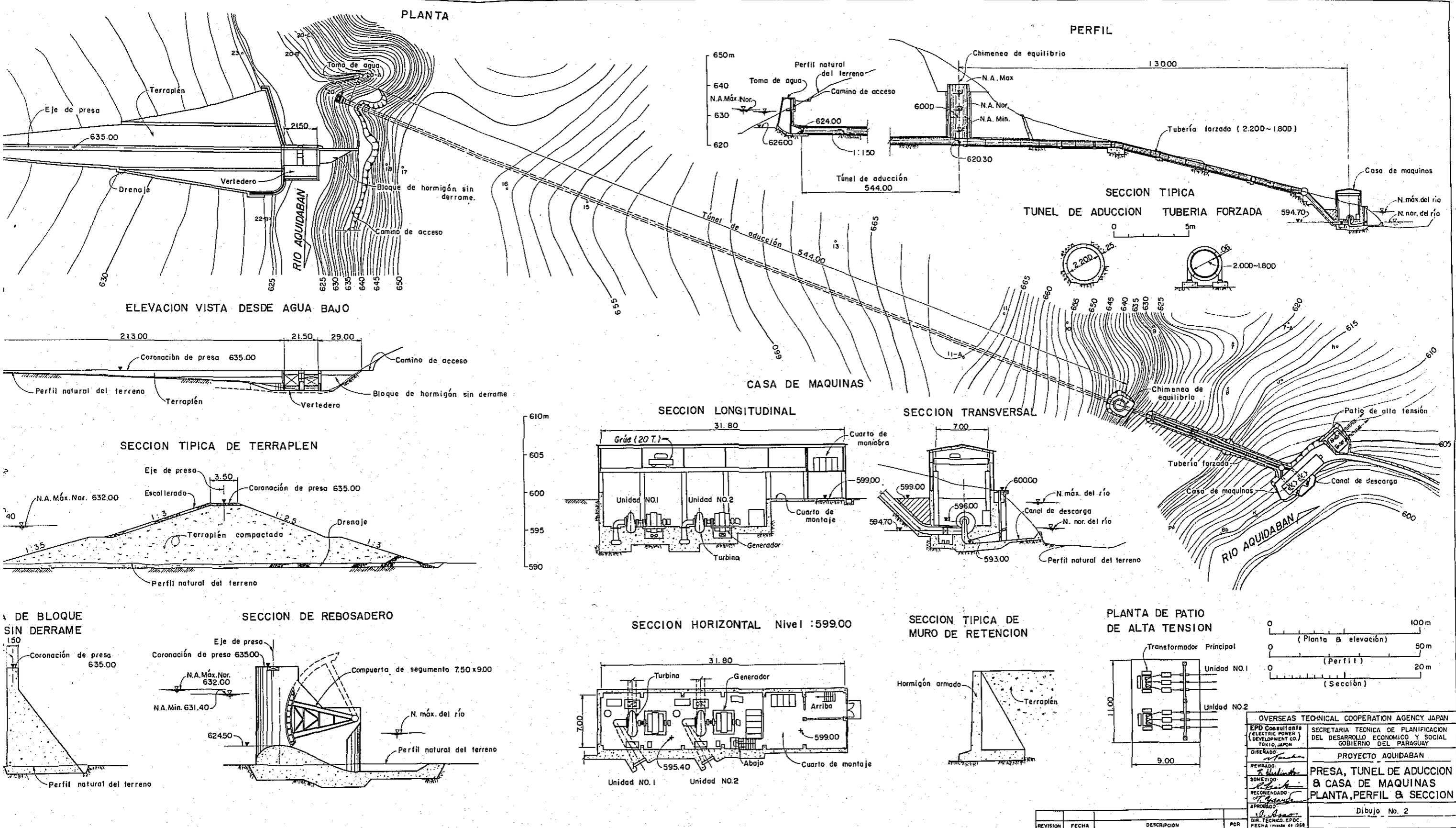
SECCION TIPICA DE MURO DE RETENCION



PLANTA DE PATIO DE ALTA TENSION

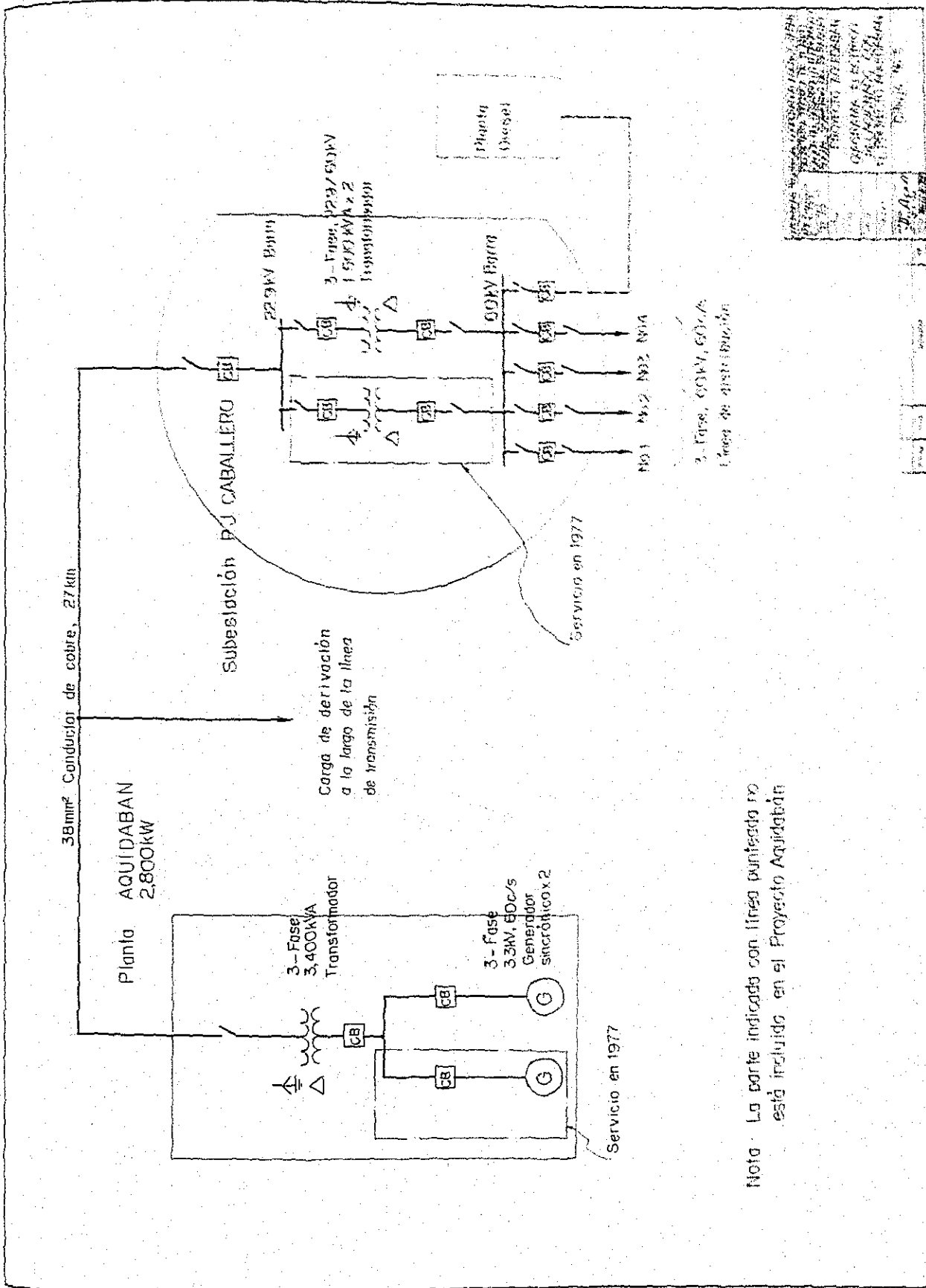


REVISION	FECHA	DESCRIPCION



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY JAPAN	
EPD Consultanta (ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO.) TOKYO, JAPAN	SECRETARIA TECNICA DE PLANIFICACION DEL DESARROLLO ECONOMICO Y SOCIAL GOBIERNO DEL PARAGUAY
PROYECTO AQUIDABAN	
PRESA, TUNEL DE ADUCCION & CASA DE MAQUINAS	
PLANTA, PERFIL & SECCION	
Dibujo No. 2	

REVISION	FECHA	DESCRIPCION	PCR



Nota: La parte indicada con línea punteada no está incluido en el Proyecto Aquidaban

CAPITULO OCTAVO - COSTO DE LAS OBRAS

CAPITULO OCTAVO - COSTO DE LAS OBRAS

8 - 1 Condiciones Fundamentales

En los cálculos de los costos de las obras incluidas en el presente Proyecto, las condiciones fundamentales son las siguientes:

- (1) Los cálculos de las obras abarcan la Central Aquidabán, las líneas de transmisión desde la Central hasta la Subcentral P. J. Caballero, la Subcentral P. J. Caballero y las líneas de distribución en la ciudad de P. J. Caballero y en las poblaciones vecinas.
- (2) En los cálculos de los costos de las obras fueron tenidos en cuenta los precios unitarios aplicados a las obras de la Central Acaray y otras obras dentro del territorio del Paraguay, vigentes en 1967, según se indican en la Tabla 8-1.
- (3) La cantidad de las obras está calculada de acuerdo con los planos del Proyecto Preliminar, anexos al presente Informe.
- (4) Los gastos de las obras están divididos en los de moneda paraguaya y los de moneda extranjera. Los de moneda paraguaya cubren las manos de obra de los trabajadores paraguayos, todos los materiales para la construcción que puedan ser adquiridos en la República, como ser el cemento, la madera y otros, y el transporte dentro del territorio paraguayo. Todo otro gasto que no esté mencionado en este párrafo corresponde a los gastos en moneda extranjera.
- (5) Los cálculos están hechos en la siguiente forma:
Para las obras de construcción se ha calculado en base al sistema de contratos y para el proyecto y la supervigilancia en base a que correrán a cargo de una empresa de asesoramiento técnico.
- (6) Los gastos por concepto de compuertas, tuberías de presión, turbogeneradores, cables, aisladores, transformadores, etc., están compuestos de la siguiente forma: gastos necesarios para el transporte y obras de montaje; y los necesarios para su fabricación.

- (7) Todos los gastos necesarios para ejecutar las obras, tales como la construcción del camino de acceso y los edificios y la adquisición de los equipos y vehículos, están incluidos en el renglón "Camino de acceso y otros".
- (8) Se ha considerado una reserva aproximada de 15% para atender las obras de ingeniería civil y de estructuras metálicas; otra reserva aproximada de 5% para los equipos eléctricos y obras de su montaje; y una tercera reserva aproximada de 10% para las obras de las líneas de transmisión y distribución y la Subcentral.
- (9) Los intereses a devengar durante el período de la construcción se los ha calculado a razón de 6,5% al año.
- (10) Se entiende que los generadores, turbinas y otros equipos importados estarán exentos de pagos de los derechos aduaneros.

Tabla 8-1 Lista de Precios Unitarios Calculados para las Obras de la Central Aquidabán

Obras o Materiales	Unidad	Precio Unitario (G)	Nota
Obras de concreto masivas	m ³	3.600	
Concreto sin reforzar	"	4.500	
Concreto armado	"	6.000	Pilares, paredes de contención, paneles, etc.
Concreto para revestimiento	"	5.300	
Concreto para pozos verticales	"	5.300	
Extracción de capas superficiales	m ²	50	
Excavación de tierra	m ³	120	
Excavación de rocas	"	500	
Perforación de túneles	"	3.300	
Perforación de pozos verticales	"	3.300	
Obras de masonería	m ²	200	
Terraplenado de tierra	m ³	230	
Compuerta	t	86.000	} Precio FOB
Tubería de presión	"	52.000	
Rejillas	"	35.000	
Cemento	"	7.000	
Barras de acero	"	30.000	
Postes de madera de 14 m	pieza	6.700	
Postes de madera de 10 m	pieza	2.300	
Cables de cobre duro desnudos trenzados de 38 m ²	km	58.000	} Precio FOB
Cables de cobre duro desnudos trenzados de 22 mm ²	km	34.000	

Obras o Materiales	Unidad	Precio Unitario (G)	Nota
Cables de cobre duro desnudos trenzados de 14 mm ²	Km	22.000	
Aisladores de suspensión de 250 mm	Pieza	300	
Aisladores portantes para 22,9 kV	Pieza	1.100	
Aisladores de espiga para 6,0 kV	Pieza	80	
Aisladores tensores para 6,0 kV	Pieza	160	
Aisladores de anclaje para 6,0 kV	Pieza	120	
Transformadores distribuidores de 5 kVA	Unidad	13.000	6,0 kV/220 V-3φ
Transformadores distribuidores de 10 kVA	Unidad	18.000	6,0 kV/220 V-3φ
Transformadores distribuidores de 10 kVA	Unidad	55.000	22,9 kV/220 V-3φ
Transformadores distribuidores de 15 kVA	Unidad	22.000	6,0 kV/220 V-3φ
Transformadores distribuidores de 20 kVA	Unidad	26.000	6,0 kV/220 V-3φ
Transformadores distribuidores de 20 kVA	Unidad	75.000	22,9 kV/220V-3φ
Transformadores distribuidores de 30 kVA	Unidad	33.000	6,0 kV/220 V-3φ
Transformadores distribuidores de 30 kVA	Unidad	93.000	22,9kV/220V-3φ

Precio FOB

8 - 2 Tabla General de los Costos de las Obras

La suma total de todas las obras incluidas en el presente Proyecto asciende a Q295.900.000 (DOSCIENTOS NOVENTA Y CINCO MILLONES NOVECIENTOS MIL GUARANIES), cuyos pormenores están indicados en el Tabla 8-2.

Tabla 8-2 Tabla General de los Costos de las Obras

Unidad: Q 1,000

Nomenclatura	1970		1971		1972		Total de Costos de la 1ª etapa			Costos de ampliación de líneas de distribución (1973 - 1975)		
	Moneda extranjera	Total	Moneda extranjera	Total	Moneda extranjera	Total	Moneda Guaya	Moneda extranjera	Total	Moneda para Guaya	Moneda extranjera	Total
Camino de acceso y otros	9,000	10,000					9,008	1,000	10,000			
Obras de ingeniería civil y montaje de máquinas	3,572	6,071	15,944	46,236		7,693	39,348	20,652	60,000			
Obras civiles			150	420		2,080	1,150	1,350	2,500			
Montaje de compuerta y tubería de presión		270		450		3,650	1,100	3,000	4,100			
Erección y montaje de equipos de la central		150		300		1,000	800	1,100	2,000			
Erección y montaje de equipos de transmisión, transformación y distribución		3,400		4,820		5,700	8,100	2,420	10,520			1,190
Total parcial	3,572	6,071	37,814	51,926	12,014	71,109	49,698	27,422	77,120	990	200	1,190
Costos de maquinaria y materiales		926		9,616		1,058		11,600	11,600			
Compuertas y tuberías de presión		2,890		23,890		4,320		31,100	31,100			
Maquinaria y equipos de la central		4,270		37,190		7,460		45,730	52,920			6,010
Equipos de transmisión, transformación y distribución		8,086		70,696		12,838		88,430	95,620			6,010
Total parcial	1,400	6,600	4,600	7,500	2,000	3,300	6,300	13,100	19,400	800		800
Gastos de proyecto, supervigilancia y administración												
Reserva	540	1,050	4,570	8,420	890	650	6,000	5,010	11,010			
Obras civiles, compuertas y tuberías de presión		145		1,230		350		60	1,715			
Maquinaria y equipos de la central		427		3,864		527		1,529	6,344			800
Equipos de transmisión, transformación y distribución		540		4,931		323		7,589	19,129			800
Total parcial	1,775	3,786	6,050	8,750	272	595	4,747	8,384	13,131	77	223	300
Intereses durante el período de la construcción	16,287	36,165	108,991	157,123	19,205	21,907	84,524	149,876	234,400	2,453	6,647	9,100
Total												

Nomenclatura	Obras civiles y de montaje	Costos de materiales	Gastos de proyectos, supervigilancia y administración	Reserva	Intereses durante el período de construcción	Otros	Total
Obras de la 1ª etapa:							
Obras civiles	62,500	11,600	7,270	11,010	6,468	4,552	103,400
Maquinaria y equipos de la central	4,160	31,100	4,850	1,775	2,404	1,861	46,100
Obras para transmisión, transformación y distribución	10,520	52,920	7,270	6,344	4,259	3,587	84,900
Total parcial	77,120	95,620	19,400	19,129	13,131	10,000	234,400
Obras de ampliación de líneas de distribución (1973 - 1975)							
Obras de la 2ª etapa:							
Equipos y maquinaria de la central	1,560	20,700	1,740	1,110	1,460	700	27,270
Equipos de transmisión, transformación y distribución	1,920	6,980	1,160	992	540	300	11,790
Total parcial	3,480	27,680	2,900	2,000	2,000	1,000	39,000
Obras de ampliación de líneas de distribución (1978 - 1982)							
Obras de la 2ª etapa:							
Total de Costos de Obras de la 2ª Etapa	81,490	139,360	23,100	23,104	15,846	11,000	295,900

Tabla 8-2 Tabla General de los Costos de las Obras

Unidad: Q 1.000

Nomenclatura	1976			1977			Total de Costos de la 2ª etapa			Gastos de ampliación de líneas de distribución (1978 - 1982)				Total		
	Moneda para-guaya	Moneda extranjera	Total	Moneda para-guaya	Moneda extranjera	Total	Moneda para-guaya	Moneda extranjera	Total	Moneda para-guaya	Moneda extranjera	Total	Moneda para-guaya	Moneda extranjera	Total	
Camino de acceso y otros	1.000	-	1.000	-	-	-	1.000	-	-	-	-	-	10.000	1.000	11.000	
Obras de ingeniería civil y montaje de maquinaria: Obras civiles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.348	20.652	60.000	
Montaje de compuerta y tubería de presión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.150	1.350	2.500	
Erección y montaje de equipos de la central	260	100	360	300	900	1.200	560	1.000	1.560	-	-	-	1.660	4.000	5.660	
Erección y montaje de equipos de transmisión, transformación y distribución	700	330	1.030	490	400	890	1.190	730	1.920	-	-	-	11.980	3.350	15.330	
Total parcial	960	430	1.390	790	1.300	2.090	1.750	1.730	3.480	-	-	-	54.138	29.352	83.490	
Costos de maquinaria y materiales: Compuertas y tuberías de presión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.600	
Maquinaria y equipos de la central	-	18.530	18.530	-	2.170	2.170	-	20.700	20.700	-	-	-	-	51.800	51.800	
Equipos de transmisión, transformación y distribución	120	4.510	4.630	190	2.160	2.350	310	6.670	6.980	-	-	-	8.500	67.460	75.960	
Total parcial	120	23.040	23.160	190	4.330	4.520	310	27.370	27.680	-	-	-	8.500	130.860	139.360	
Gastos de proyecto, supervigilancia y administración	100	1.400	1.500	700	700	1.400	800	2.100	2.900	-	-	-	7.900	15.200	23.100	
Reservas: Obras civiles, compuertas y tuberías de presión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.010	
Maquinaria y equipos de la central	15	930	945	15	150	165	30	1.080	1.110	-	-	-	6.000	2.795	2.885	
Equipos de transmisión, transformación y distribución	82	484	566	68	256	324	150	740	890	-	-	-	2.128	7.081	9.209	
Total parcial	97	1.414	1.511	83	406	489	180	1.820	2.000	-	-	-	8.218	14.886	23.104	
Intereses durante el período de la construcción	160	1.700	1.860	30	110	140	190	1.810	2.000	-	-	-	5.094	10.752	15.846	
Total	2.437	27.984	30.421	1.793	6.846	8.639	4.230	34.830	39.060	-	-	-	93.850	202.050	295.900	

CAPITULO NOVENO - EVALUACION ECONOMICA

CAPITULO NOVENO - EVALUACION ECONOMICA

La evaluación económica de la Central Aquidabán se efectúa a base del precio de fábrica y de la tasa de los beneficios - gastos.

De acuerdo con los gastos de las obras mencionados en el Capítulo Octavo, se buscan las amortizaciones anuales con intereses de la Central Aquidabán y hemos obtenido que las amortizaciones anuales ascienden a ₡ 19.320.000 (DIEZ Y NUEVE MILLONES TRESCIENTOS VEINTE MIL GUARANIES) por año, en cuyos cálculos intervienen los siguientes factores:

Costo de las obras:	Según lo estimado en el Capítulo Octavo
Año de duración de la Central:	50 años, excepto los de turbogeneradores, que son de 35 años
Año de duración de equipos de transmisión, transformación y distribución:	50 años
Tasa de intereses al año:	6,5%

Los gastos anuales que exige la operación de la Central Aquidabán ascienden a un total de ₡ 26.320.000 (VEINTE SEIS MILLONES TRESCIENTOS VEINTE MIL GUARANIES) anuales, si nos atenemos a la estimación hecha de los costos de su operación y mantenimiento, que incluyen los sueldos, gastos de reparaciones y gastos de administración, y que ascienden a ₡ 7.000.000 (SIETE MILLONES DE GUARANIES) al año.

De acuerdo con estos valores y de la energía de venta posible de la Central Aquidabán, a que se refiere el Capítulo Sexto, hemos buscado el precio de fábrica medio de la energía producida por dicha Central durante los 50 años de su duración y hemos obtenido el valor de 3,4 ₡/kWh para la energía puesta en los terminales de los consumidores.

Por otro lado hemos calculado las amortizaciones anuales de la planta diesel con una capacidad de producción anual de 14.600.000 kWh, que podría constituir una alternativa de la Central Aquidabán, y hemos obtenido como su valor el monto de ₡ 12.520.000 (DOCE MILLONES QUINTENTOS VEINTE MIL GUARANIES). En estos cálculos intervinieron los siguientes factores:

Año de duración de la planta diesel:	15 años
Tasa de intereses al año:	6,5 %
Equipos de distribución:	Igual que en el caso de la energía hidroeléctrica

Los gastos generales anuales de la planta diesel ascienden a Q 69.620.000 (SESENTA Y NUEVE MILLONES SEISCIENTOS VEINTE MIL GUARANIES), en cuyos cálculos intervinieron los siguientes factores:

Gastos de operación y mantenimiento:	Q 8.500.000 al año
Costo de combustible:	Q 48.600.000 al año

En consecuencia, el precio de fábrica de la energía producida por la planta diesel y entregada en los terminales de los consumidores asciende a 5,3 G/kW. Por lo tanto, se evidencia que el precio de fábrica de la Central Aquidabán es más económico que el de la planta diesel de la alternativa.

Hemos hecho también cálculos de los beneficios anuales de la Central Aquidabán, en los cuales los gastos fijos por kW y los gastos variables por kWh correspondientes a la planta diesel antes mencionada, fueron tomados como precio unitario de los beneficios por kW y kWh de la Central Aquidabán. Dichos estudios han arrojado un valor de Q 39.500.000 (TREINTA Y NUEVE MILLONES QUINIENTOS MIL GUARANIES). La división de este valor por los gastos anuales de la Central Aquidabán nos da una tasa de beneficios - gastos de 1,58.

De lo anterior se deduce que la Central Aquidabán resulta más económica que la alternativa de planta diesel desde el punto de vista tanto del precio de fábrica como de la tasa de los beneficios - gastos.

Los detalles de la "Evaluación Económica de la Central Aquidabán" están ilustrados en el anexo A-2.

CAPITULO DECIMO - PLAN DE FINANCIACION

CAPITULO DECIMO - PLAN DE FINANCIACION

10 - 1 Capital Necesario

Según hemos visto en el Capítulo Octavo la suma total de los gastos, en que incurre el presente Proyecto, asciende a G 295.900.000 (DOSCIENTOS NOVENTA Y CINCO MILLONES NOVECIENTOS MIL GUARANIES), cuyos pormenores clasificados por años están indicados en la Tabla 8-2.

10 - 2 Obtención del Capital

De la totalidad del capital necesario para la ejecución del presente Proyecto el 50% será aportado por el capital propio y el restante 50% por financiación. Para atender las obligaciones a contraer por concepto de dicha financiación hemos considerado las condiciones que se mencionan más adelante y son del mismo orden de la financiación hecha por las Instituciones de Crédito Internacionales:

Tasa de intereses:

5 años libres; y amortización del capital y los intereses en cuotas de montos iguales

Plazo de amortización:

20 años incluyendo los 5 años de gracia

10 - 3 Forma de Amortización

En el Capítulo Tercero nos hemos referido a las tarifas de venta de la energía eléctrica en las principales ciudades de la República del Paraguay. Basados en dichas tarifas consideramos que el posible precio de venta a los consumidores de 4,5 G/kWh, a que según este Proyecto se podría entregar la energía, es visiblemente inferior a las tarifas vigentes en la República. Teniendo en cuenta este precio de venta de 4,5 G/kWh, hemos hecho cálculos de ingresos anuales por concepto de energía vendida según el presente Proyecto, cuyos resultados quedan indicados en el Tabla 10-1.

Estimando los gastos de operación y mantenimiento de la Central Aquidabán y sus equipos de transmisión, transformación y distribución en G 4.000.000 por año durante los primeros 10 años y en G 6.000.000 por año a partir del decimoprimer año, y previa deducción de los costos de operación y mantenimiento y los de amortización, se obtienen los ingresos netos correspondientes a cada año, según se indica en la Tabla 10-1.

Se calculan las amortizaciones anuales de acuerdo con las condiciones de crédito, a que se refiere el acápite 10-2, y se compara el resultado de dichos cálculos con los fondos de amortizaciones anuales. De este modo se obtienen los resultados que indica la Tabla 10-3. Por consiguiente, el presente Proyecto es factible también desde el punto de vista del plan de financiación.

Tabla 10-1 Planilla de Ingresos

Unidad: ₡ 1.000

Nomenclatura	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Ingreso (A)	1.850	2.210	2.460	2.740	3.140	3.660	4.310	4.800	5.230	5.940	6.530	7.240	8.030	8.820	9.780	10.450	11.000	11.560	12.130	12.330
	8.320	9.950	11.100	12.300	14.100	16.450	19.400	21.600	23.600	26.700	29.400	32.600	36.200	39.700	44.000	47.000	49.500	52.000	54.600	55.500
Gastos (B)	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	5.086	5.147	5.208	5.269	5.269	5.269	5.269	5.269	5.269	5.269	8.618	8.671	8.671	8.671	8.671	8.671	8.671	8.671	8.671	8.671
	10.086	10.147	10.208	10.269	10.269	10.269	10.269	10.269	10.269	10.269	13.618	13.671	13.671	13.671	13.671	13.671	13.671	13.671	13.671	13.671
C	Δ1.766	Δ1.97	892	2.031	3.831	3.044	5.941	8.088	10.035	13.082	13.729	16.929	20.529	24.029	28.329	31.329	33.829	36.329	38.929	39.829
D						12.100	11.650	11.150	10.650	10.100	9.530	8.840	8.100	7.300	6.450	5.560	4.600	3.580	2.410	1.305
E	Δ1.766	Δ1.97	892	2.031	3.831	Δ9.056	Δ5.709	Δ3.062	Δ615	2.982	4.199	8.089	12.429	16.729	21.879	25.769	29.229	32.749	36.519	38.524

Tabla 10-2 Planilla de Amortización

Nomenclatura	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	
Inversión	234.400	3.030	3.030	3.040	-	39.060	2.670	2.670	2.670	2.670	2.670	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Obligaciones contraídas	117.200	1.515	1.515	1.520	-	19.530	1.335	1.335	1.335	1.335	1.335	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Intereses	7.630	8.210	8.840	9.890	10.150	12.100	11.650	11.150	10.650	10.100	9.530	8.840	8.100	7.300	6.450	5.560	4.600	3.580	2.410	1.305	
Amortización del principal	-	-	-	-	-	8.300	8.750	9.250	9.750	10.300	10.870	11.560	12.300	13.100	13.950	14.840	15.800	16.820	17.990	19.095	
Total del principal e intereses	-	-	-	-	-	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400
Balance	124.830	134.555	144.910	156.320	166.470	177.700	170.285	162.370	153.955	144.990	135.455	123.895	111.595	98.495	84.545	69.705	53.905	37.085	190.095	0	

Tabla 10-3 Planilla de Flujo de Fondos

Nomenclatura	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Fondo procedente de los ingresos:	3.320	4.950	6.100	7.300	9.100	△ 650	2.750	5.450	7.950	11.600	12.870	16.760	21.100	25.400	30.550	34.440	37.900	41.420	45.190	47.195
Entrada neta	△ 1.766	△ 197	892	2.031	3.831	△ 9.056	△ 5.709	△ 3.062	△ 615	2.982	4.199	8.089	12.429	16.729	21.879	25.769	29.229	32.749	36.519	38.524
Amortización del principal	5.086	5.147	5.208	5.269	5.269	8.406	8.459	8.512	8.565	8.618	8.671	8.671	8.671	8.671	8.671	8.671	8.671	8.671	8.671	8.671
Reintegro de las obligaciones	-	-	-	-	-	8.300	8.750	9.250	9.750	10.300	10.870	11.560	12.300	13.100	13.950	14.840	15.800	16.820	17.990	19.095
Fondo disponible neto	3.320	4.950	6.100	7.300	9.100	△ 8.950	△ 6.000	△ 3.800	△ 1.800	1.300	2.000	5.200	8.800	12.300	16.600	19.600	22.100	24.600	27.200	28.100

Tabla 10-4 Amortización de Bienes

Unidad: Q 1.000

Nomenclatura	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Capital invertido en instalaciones:												
Obras civiles y equipos de transmisión, transformación y distribución	188.300	-	-	-	-	11.790	-	-	-	-	-	-
Maquinaria y equipos de la central	46.100	-	-	-	-	27.270	-	-	-	-	-	-
Obras de ampliación de líneas de distribución	-	3.030	3.030	3.040	-	-	2.670	2.670	2.670	2.670	2.670	-
Total	234.400	3.030	3.030	3.040	-	39.060	2.670	2.670	2.670	2.670	2.670	-
Amortización de bienes:												
Obras civiles y equipos de transmisión, transformación y distribución	3.766	3.766	3.766	3.766	3.766	6.124	6.124	6.124	6.124	6.124	6.124	6.124
Maquinaria y equipos de la central	1.320	1.320	1.320	1.320	1.320	2.099	2.099	2.099	2.099	2.099	2.099	2.099
Obras de ampliación de líneas de distribución	-	61	122	183	183	183	236	289	342	395	448	448
Total	5.086	5.147	5.208	5.269	5.269	8.406	8.459	8.512	8.565	8.618	8.671	8.671

APPENDIX

APPENDIX

A - 1 DETERMINATION OF CAPACITY OF THE AQUIDABAN POWER STATION

A-1-1 Basic Conditions for Determination of Capacity of the Aquidabán Power Station

The following basic conditions are considered for determination of the capacity of the Aquidabán Power Station:

(1) The power service territory is to cover the city of Pedro Juan Caballero and its vicinities.

(2) In determining the capacity of the Aquidabán Power Station (hereinafter referred to as hydroelectric power station), its economic evaluation was made based on the combined operation with a diesel plant, rather than on independent operation.

(3) The maximum scale of development that may be permitted by the topography of the dam site was assumed as an alternative (hereinafter referred to as Alternative A₁). The installed capacity (kW) and annual energy production (kWh) of Alternative A₁ will be referred to as Required kW and Required KWh respectively.

(4) To meet the Required kW and Required kWh above, six tentative plans all combined of different scale of Aquidabán Power Station (namely, plan A₂, B₁, B₂, C₁, C₂ and C₃) and a diesel plant were considered. Out of seven plans including Alternative A₁, the most economical one from the viewpoints of both benefit-cost ratio and unit generating cost of combined hydroelectric power and diesel power, is to be selected to find the optimum scale for Aquidabán Power Station.

(5) The benefit-cost ratio of each plan is obtained as,

$$\frac{\text{Benefit of Hydroelectric Power (B)} + \text{Benefit (cost) of Diesel Power (B}_0\text{)}}{\text{Cost of Hydroelectric Power (C)} + \text{Cost of Diesel Power (B}_0\text{)}}$$

and the generating cost,

$$\frac{\text{Cost of Hydroelectric Power (C) + Cost of Diesel Power (B}_0)}{\text{Required kWh}}$$

(6) The cost of hydroelectric power includes operation and maintenance costs, the amortization cost which are calculated for the serviceable period of 50 years, with the residual value of zero at the end of the serviceable life and the sinking fund method for the interest rate of 6.5% per annum.

The cost of diesel power is obtained by multiplying what remains after deducting the equalized salable power and energy of hydro from the Required kW and Required kWh by the fixed costs per kW (unit kW benefit) and variable costs per kWh (unit kWh benefit) of diesel which estimated with the interest rate of 6.5% per annum, durable life of 15 years and a reserve capacity of 25%.

(7) The annual benefit of hydroelectric power is the following amount equalized over the serviceable years.

$$(\text{Salable Power} \times \text{Unit kW Benefit}) + (\text{Salable Energy} \times \text{Unit kWh Benefit})$$

(8) On an assumption that the power demands are to be met solely by the hydroelectric power up until such a time when the demands equal to the supply capacity of hydroelectric power, and those exceeding the supply capacity of hydroelectric power are to be met by the diesel power supply, the salable power and salable energy for each year of 50 serviceable years, based on the monthly power demand of each year, daily load factor by month, monthly average run-off, capacity of reservoir, etc. can be obtained. Then an equalized amount of the salable power or salable energy respectively for the 50 serviceable years, calculated on the basis of interest rate of 6.5% per annum can also be obtained to be referred to as the equalized salable power or energy.

(9) The run-off employed in the above calculation is a monthly average run-off of 4 years from 1963 to 1966.

(10) The construction cost of the hydroelectric power station used in the above com-

parisons is comprised of the construction costs of Aquidabán Power Station, the transmission line between the power station and the Pedro Juan Caballero Sub-Station and of the sub-station.

The construction cost of the diesel power station does not include the construction cost of the transmission line and that of the sub-station.

The construction cost of distribution lines which is assumed to be equal in the both cases of hydroelectric and diesel power plants is excluded from the total construction cost used in the economic evaluation.

A-1-2 Generating Capacity and Available Water

Three cases of normal high water level of Aquidabán regulating reservoir, namely, at elevations of 638 m, 632 m and 628 m, were selected for comparison, and were named Case A, Case B and Case C.

Case A would have a reservoir with a monthly regulating capacity of 2,300,000 m³, whereas Cases B and C would have daily regulating capacities.

On the other hand, in view of the fact that the daily load factor of power demands in the city of Pedro Juan Caballero and its surrounding areas is approximately 65% when the coffee plant is in operation and approximately 35% when not in operation, 2 different plans for each case were reviewed, one with the maximum available water being considered as the average run-off of the dry months divided by 0.65, and the other by 0.35. Those divided by 0.35 in the above three cases were named Alternative A₁, B₁ and C₁ respectively, and the others divided by 0.65, Alternative A₂, B₂ and C₂ respectively. Furthermore, in Case C only, an additional plan fixing the quotient at 0.50 was studied, which was called Alternative C₃.

In comparing these Alternatives according to the conditions as mentioned in A-1-1, each was assumed to have a reservoir with a regulating capacity as tabulated in Table A-1-1 of this Appendix, and the rated intake water level was set for each case in consideration of regulating operation of the reservoir. The output was calculated on the basis of a rated effective head with a head loss of about 4 m.

As the result of this comparative study, Alternative B₁, was found to be the least expensive in generation cost, and appeared to be the most economical scale with the greatest $\frac{B+B_0}{C+B_0}$ value as seen in Table A-1-8 and on the benefit-cost curve illustrated in Figure A-1-1 attached hereto. Therefore, Alternative B₁ is adopted as the optimum scale for the Aquidabán Power Station.

A-1-3 Economic Comparison of Various Alternatives

A-1-3-1 Principal Features of Each Alternative Used for Comparison

Principal Features of each Alternative used for comparison are as given below.

Table A-1-1 Principal Features of Each Alternative

Alternative	A ₁	A ₂	B ₁	B ₂	C ₁	C ₂	C ₃
Dam & Waterway Type							
Type of Generation							
Reservoir	Monthly Regulation		Daily Regulation				
Regulating Method	638.00	638.00	632.00	632.00	628.00	628.00	628.00
Normal Water Level	2,300,000	2,300,000	100,000	50,000	100,000	50,000	60,000
Effective Storage	(m)	(m ³)	(m)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
Available Depth	6.00	6.00	0.60	0.30	0.60	0.30	0.40
Dam	Over-flow section:		Concrete Gravity Dam				
Type	Non-over-flow section:		Earth Dam				
Height	21.00	21.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
Length (concrete)	77.00	77.00	68.50	68.50	68.50	68.50	68.50
" (earth)	400.00	400.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00
Volume (concrete)	11,300	11,300	4,950	4,950	3,800	3,800	3,800
" (earth)	116,000	116,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000
Spillway	Central overflow type with 2 Gates of 9.0 m x 7.5 m						
Design Flood Discharge	800	800	800	800	800	800	800
Waterway	Central overflow type with no Gates						
Headrace Tunnel Type	Lined pressure tunnel		Non-lined non-pressure tunnel				
Diameter	2.20	1.90	2.20	1.90	2.70	2.40	2.40
Length	550.00	550.00	550.00	550.00	550.00	550.00	550.00

(Table A-1-1 (continued).)

Alternative	A ₁	A ₂	B ₁	B ₂	C ₁	C ₂	C ₃
Water Tank Type							
Diameter (m)	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00
Height (m)	20.50	20.50	18.50	18.50	7.00	7.00	7.00
Penstock Diameter (m)	Before branching 1.95 - 1.85	1.65 - 1.50	1.90 - 1.50	1.55 - 1.35	1.90 - 1.80	1.55 - 1.35	1.60 - 1.40
Length (m)	After branching 0.90 - 0.80 177.70	0.90 - 0.80 177.70	0.90 - 0.80 148.00	0.80 148.00	0.90 - 0.80 141.00	0.80 141.00	0.80 141.00
Power Generation							
Tail Race Water Level (m)	595.00	595.00	595.00	595.00	595.00	595.00	595.00
Rated Head (m)	38.20	38.20	32.50	32.50	26.00	26.00	26.00
Maximum Available Water (m ³ /s)	12.00	6.30	10.90	5.80	10.90	5.80	7.60
Firm Available Water (m ³ /s)	4.20	4.20	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30
Maximum Output (kW)	3,600	1,900	2,800	1,500	2,200	1,180	1,550
Firm Output (kW)	1,100	1,100	830	840	670	670	670
Annual Firm Energy (kWh)	11,000,000	11,000,000	7,350,000	7,350,000	5,870,000	5,870,000	5,870,000

A-1-3-2 Available Run-off

Monthly available run-off after regulation in Alternative A₁ and A₂ is as given below.

Table A-1-2 Available Run-off by Month (Alternative A₁ and A₂)

Unit: m³/s

Month \ Year	1963	1964	1965	1966	Representative Year
January	8.1	8.5	10.7	8.2	8.9
February	9.7	10.4	10.7	6.0	9.2
March	8.4	5.6	7.1	11.1	8.1
April	3.9	4.3	7.1	6.0	5.3
May	4.0	4.3	9.9	5.6	6.0
June	4.0	4.3	7.8	5.6	5.4
July	4.0	4.2	5.6	4.1	4.5
August	4.0	4.3	4.3	4.1	4.2
September	4.0	4.2	4.3	4.1	4.2
October	4.0	4.5	12.9	9.8	7.8
November	11.4	9.4	7.2	5.5	8.4
December	5.9	10.3	12.2	9.6	9.5
Total	71.4	74.3	99.8	79.7	81.5

The monthly available run-off in Alternative B₁, B₂, C₁, C₂ and C₃ are as follows:

Table A-1-3 Available Run-off by Month (Alternative B₁, B₂, C₁, C₂ and C₃)

Unit: m³/s

Month \ Year	1963	1964	1965	1966	Representative Year
January	7.2	8.5	10.7	8.2	8.7
February	10.6	11.3	10.7	5.1	9.4
March	8.4	5.6	7.1	12.0	8.3
April	3.8	4.2	6.2	5.1	4.8
May	3.8	3.8	10.8	6.3	6.2
June	4.2	4.6	7.8	5.8	5.6
July	3.8	3.8	5.6	3.8	4.3
August	3.8	4.5	3.8	3.8	4.0
September	3.8	3.8	3.9	3.8	3.8
October	3.8	4.5	13.8	10.7	8.2
November	12.3	9.4	6.3	4.6	8.2
December	5.0	11.2	13.1	10.5	10.0
Total	70.5	75.2	99.8	79.7	81.5

A-1-3-3 Construction Cost and Annual Cost of Each Alternative

The construction cost and annual cost of each Alternative are as tabulated below.

Table A-1-4 Construction Cost of Each Alternative (Unit: ₱ 1,000)

Alternative	A ₁	A ₂	B ₁	B ₂	C ₁	C ₂	C ₃
Civil Engineering Works:							
Dam	97,500	97,500	45,500	45,500	28,200	28,200	28,200
Intake	2,670	2,670	2,360	2,360	2,000	2,000	2,000
Headrace Tunnel	17,100	14,000	17,100	14,000	14,400	11,800	11,800
Water Tank	7,200	7,200	5,060	5,060	4,300	3,580	3,580
Penstock	8,850	8,200	6,950	6,270	6,930	7,350	7,350
Powerhouse	8,800	8,800	6,400	6,400	6,400	6,400	6,400
Sub-total	142,120	138,370	83,370	79,590	62,230	59,330	59,330
Related Works:							
Turbine Generator	74,200	41,100	56,800	31,100	45,000	24,000	31,600
Total	216,320	179,470	140,170	110,690	107,230	83,330	90,930
Contingency	32,400	26,800	21,000	16,500	16,100	12,500	13,700
Administration & Engineering	24,900	20,600	16,100	12,700	12,300	9,580	10,460
Interest during Construction Period	13,380	11,130	8,730	7,110	7,370	5,590	5,910
Grand Total	287,000	238,000	186,000	147,000	143,000	111,000	121,000

Table A-1-5 Annual Cost of Each Alternative

Unit: \$1,000

Item	Alternative						
	A ₁	A ₂	B ₁	B ₂	C ₁	C ₂	C ₃
Works Related to Generation	287,000	238,000	86,000	147,000	143,000	111,000	121,000
Works Related to Transmission	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Total	307,000	258,000	206,000	167,000	163,000	131,000	141,000
Amortization	20,900	17,500	14,000	11,400	11,100	8,900	9,600
Maintenance & Repairs	1,840	1,550	1,240	1,000	980	790	850
Personnel Expense	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Administration Cost	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Total Annual Cost	24,940	21,250	17,440	14,600	14,280	11,890	12,650

A-1-3-4 Power Demand

The power demand for each year at the generating end is estimated as follows:

Table A-1-6 Power Demand at Generating End

Year		Power (KW)		Energy (KWH)
		(1)*	(2)*	
1st	1972	820	337	2,129,000
2nd	1973	975	412	2,546,000
3rd	1974	1,075	512	2,833,000
4th	1975	1,180	617	3,151,000
5th	1976	1,360	717	3,604,000
6th	1977	1,515	872	4,210,000
7th	1978	1,780	1,056	4,980,000
8th	1979	1,995	1,271	5,647,000
9th	1980	2,245	1,440	6,532,000
10th	1981	2,440	1,635	7,316,000
13th	1984	3,250	2,445	10,410,000
15th	1986	3,930	3,125	12,994,000
20th	1991	5,510	4,705	18,986,000

Note: (1)* Period between July through October when coffee plant in operation.

(2)* Period between November through June when coffee plant not in operation.

A-1-3-5 Salable Power and Salable Energy

The equalized salable power and salable energy at the Pedro Juan Caballero Sub-Station is as follows:

Table A-1-7 Equalized Salable Power and Equalized Salable Energy

Case	Equalized Salable Power (kW)	Equalized Salable Energy (kWh)
A ₁	2,480	9,360,000
A ₂	1,660	8,720,000
B ₁	1,990	8,600,000
B ₂	1,400	7,530,000
C ₁	1,830	7,400,000
C ₂	1,170	6,600,000
C ₃	1,440	6,880,000

Note: Calculations based on serviceable years of 50 years, interest per annum of 6.5% transmission loss (power) of 5%, transmission loss (energy) of 3%.

A-1-3-6 Cost of Alternative Diesel Power Plant

As an alternative facility, a diesel power plant with the following outline was considered.

(1) Particulars of Power Station

Installed Output:	500 kW x 4 units (1 unit of 500 kW reserve)
Annual Energy Output:	2,000 x 8,760 x 0.40 = 7,000,000 kWh
Loss at Station:	4%
Unit Fuel Cost:	12 Q/ℓ , 3.34 Q/kWh
Construction Cost:	Q 41,000,000

(2) Annual Expense

Fixed Costs

Amortization	Q 4,350,000
Maintenance & Repairs	Q 1,300,000
Personnel Expense	Q 3,000,000
Administration Cost	Q 1,000,000
Total	Q 9,650,000
Fixed Cost per kW	Q 6,430

Variable Costs

Fuel	Q 23,400,000
Variable Cost per kWh	Q 3.34

Cost of Generation

$$\frac{9,650,000 + 23,400,000}{7,000,000} = 4.72 \text{ Q/kWh}$$

A-1-3-7 Economic Comparison of Each Alternative

The benefit-cost ratio and generating cost in the various alternatives at the 6,000 V side of Pedro Juan Caballero Sub-Station are as shown in Table A-1-8.

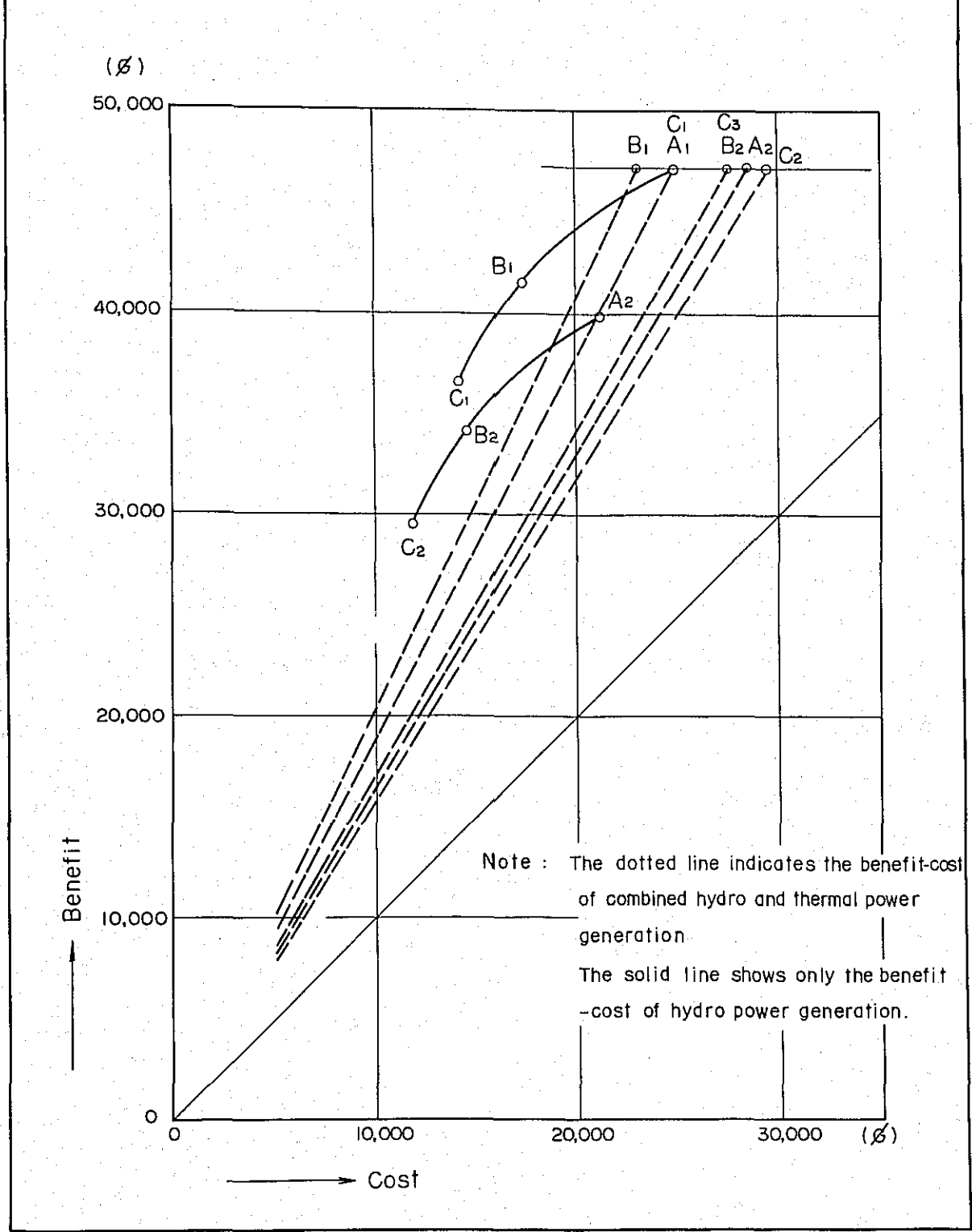
Table A-1-8 Benefit-Cost Ratio and Generating Cost

Item	Alternative	A ₁	A ₂	B ₁	B ₂	C ₁	C ₂	C ₃
Benefit (B)	Equalized Salable Power (kW)	2,480	1,660	1,990	1,400	1,830	1,170	1,440
	Benefit of Equalized Salable Power (G 1,000)	15,950	10,700	12,800	9,000	11,750	7,600	9,260
	Salable Energy (MWH)	9,360	8,720	8,600	7,530	7,400	6,600	6,880
	Benefit of Equalized Salable Energy (G 1,000)	31,250	29,100	28,700	25,200	24,700	22,000	23,000
	Total of Benefit (B) (G 1,000)	47,200	39,800	41,500	34,200	36,450	29,600	32,260
Cost (C) (G 1,000)	24,940	21,250	17,440	14,600	14,280	11,890	11,890	12,650
Annual Cost of Diesel Power (B ₀) (G 1,000)		7,400	5,700	13,000	10,750	17,600	14,940	
Benefit-Cost Ratio $\frac{B + B_0}{C + B_0}$		1.90	1.65	2.04	1.71	1.88	1.60	1.71
Generating Cost (G/kWh)		2.66	3.06	2.47	2.95	2.67	3.16	2.94

Note: $B_0 = (B)A_1 - (B)A_2, (B)A_1 - (B)B_1$ -----

$$\text{Generating cost} = \frac{(C) + (B_0)}{9,360,000}$$

Fig. A-1-1 Aquidabán Power Plant Benefit and Cost



A-2 ECONOMIC EVALUATION OF AQUIDABAN POWER STATION

A-2-1 Salable Power and Salable Energy

The salable power and salable energy at the consuming end used in the economic evaluation of the Aquidabán Power Station are those shown in Table 6-3 of Chapter 6.

A-2-2 Annual Cost and Power Cost (Cost per kWh)

Calculation of the annual cost is made on the following conditions.

(1) Interest Rate:

The interest rate is fixed at 6.5% per annum.

(2) Investment for Facilities:

The investment for construction is as tabulated below.

Table A-2-1 Investment

Unit: ₱1,000

Facility	1st Stage 1970 to 1972	1973 to 1975	2nd Stage 1976 to 1977	1978 to 1982	Total
Generation	149,500	-	27,270	-	176,770
(Civil Works)	(103,400)	-	(0)	-	(103,400)
(Turbine & Generator)	(46,100)	-	(27,270)	-	(73,370)
Transmission Substation & Distribution	84,900	9,100	11,790	13,340	119,130
Total	234,400	9,100	39,060	13,340	295,900

(3) Serviceable Years:

The serviceable years of facilities of the Aquidabán Power Station (including the transmission and distribution facilities) are to be 50 years, provided, however, that those of turbines and generators are to be 35 years.

(4) Amortization

The amortization are equalized throughout the serviceable years according to the sinking fund method, and no residual value is considered at the end of the serviceable years.

(5) Personnel Expense: ₱ 2,000,000 per year

(6) Maintenance and Repairs:

Generation Facilities: ₱ 1,000,000 per year

Transmission, Distribution
& Sub-Station ₱ 3,000,000 per year

(7) Administration Expense: ₱ 1,000,000 per year

Table A-2-2 Annual Cost of Aquidaban Power Station

Item	Cost (₱)
Amortization for Civil Engineering Structures and Transmission, Distribution and Sub-Station	14,500,000
Amortization for Turbines and Generators	4,820,000
Personnel Expense	2,000,000
Maintenance and Repairs	4,000,000
Administration Expense	1,000,000
Total	26,320,000

The annual cost calculated upon the abovementioned terms and conditions is as shown in Table A-2-2, and dividing this value by equalized salable energy at the consuming end (7,750,000 kWh), an equalized cost of ₱ 3.4 per kWh at the consuming end is obtained therefrom.

A-2-3 Comparison with Alternative Diesel Power Plant

As an alternative to the Aquidaban Power Station, installation of a diesel power plant in the city of Pedro Juan Caballero can be considered. In this case, however, the facilities of transmission of 22.9 kV between the Aquidaban Power Station and the city of Pedro Juan Caballero and the receiving sub-station can be eliminated.

Output:	700 KW x 5 units
Capacity Factor:	47.5%
Annual Energy Output:*	14,600,000 kWh
Loss at Station:	4%
Salable Energy at Consuming End:	13,100,000 kWh
Fuel Cost:	₱ 12 per liter, ₱ 3.34 per kWh
Construction Cost:	
Generation Facilities:	₱ 72,000,000
Distribution Facilities:	₱ 71,860,000

Remark: *----- a value of energy output of the Aquidaban Power Station at the 6,000 V side of P. J. Caballero Sub-Station after 1994.

Calculation of the annual cost of this diesel power plant is made on the following conditions.

- (1) Interest Rate: 6.5% per annum
- (2) Serviceable Years:

Generation Facility:	15 years
Distribution Facility:	50 years
- (3) Amortization:

The amortization are those equalized throughout the serviceable years, and no

residual book value is considered at the end of the serviceable years.

- (4) Personnel Expense: ₱ 3,300,000 per year
- (5) Maintenance and Repairs:
 - Generation Facilities: ₱ 2,100,000 per year
 - Distribution Facilities: ₱ 2,100,000 per year
- (6) Administration Expense: ₱ 1,000,000 per year

The annual cost calculated upon the abovementioned conditions is as shown in Table A-2-3, and by dividing this by the salable energy output of 13,100,000 kWh, a cost of ₱ 5.3 per kWh at the consuming end is obtained.

Table A-2-3 Annual Cost of Alternative Diesel Plant

Item	Cost (₱)
Amortization for Diesel Plant and Transmission, Distribution and Sub-Station	12,520,000
Personnel Expense	3,300,000
Maintenance and Repairs	4,200,000
Administration Expense	1,000,000
Fuel Cost	48,600,000
Total	69,620,000

A-2-4 Benefit-Cost Ratio

The fixed costs per kW and variable costs per kWh of the diesel power plant mentioned in the preceding paragraph will be regarded as unit benefit per kWh of the Aquidaban Power Station. An equalized benefit, which is an equalized value of the total benefit converted into the present worth at 1972, obtained as products of the salable power and salable energy described in Chapter 6 by these unit kW and kWh benefits, comes out at ₱ 39,500,000.

The ratio between the above equalized annual benefit and average annual cost described in A-2-2 becomes 1.58, and this leads to the conclusion that the project of the Aquidabán Power Station is more advantageous than the alternative diesel power plant plan.

A - 3 DEVELOPMENT PROGRAM FOR RIO YPANE

The Rio Ypane springing from the highlands of eastern Paraguay runs south of the Rio Aquidabán almost in parallel to join the Rio Paraguay and the catchment area at the conflux is 11,300 km². The length of the river is approximately 280 km. The project area is situated on the upstream reaches of the Rio Ypane where the catchment area is approximately 1,000 km². The proposed site for the power plant is located about 50 km southwest of the city of Pedro Juan Caballero.

The monthly average run-off at the site estimated from the records of precipitation available at the meteorological station of the Engineer Corps stationed near the site is as shown in Table A-3-1.

The type of development for the Rio Ypane is considered to be a dam type in view of the flat gradient of the river. For economic comparison between the hydroelectric power plants at the Aquidabán and Ypane sites, the construction cost per KWH to firm energy was used.

Judging from the available records of precipitation, the run-offs obtained through actual observation by the survey team seem to be the minimum for both rivers in the dry season, and therefore, actually observed run-offs (Aquidabán River: 3.3 m³/s and Ypane River: 7.1 m³/s) were used throughout as firm available water in calculation of firm energy.

For the Ypane Development Program, two prospective sites appearing desirable for power generation were selected, and the plans based on these sites were named Alternative A and Alternative B. The normal water level for both was set at an elevation of 112 m in view of the topography at the sites. The Aquidaban Project used for comparison purposes had the same normal water level of reservoir as Alternative B₁ of the Aquidaban Project.

According to the above comparison the construction costs per firm kWh in Alternatives A and B of the Rio Ypane are ₡ 38.4 per kWh and ₡ 33.4 per kWh respectively, as compared to the ₡ 26.5 per kWh of the Aquidabán Project, and this leads to the conclusion that the development program of the Rio Ypane, regardless of Alternative A or Alternative B, will end up to be less economical in comparison to the Rio Aquidaban Development Project.

Therefore, the conclusion can be drawn that the Rio Aquidabán should first be developed

as the power supply facility for the city of Pedro Juan Caballero and its surrounding areas.

Determination of the development of the Rio Ypané should be made only after 1982 in consideration of the long-term forecast for demands to be further studied, and in the meantime, surveys including run-off observation should be continued for this purpose.

Table A-3-1 Monthly Average run-off at the dam site of Ypané
Power Station

Unit: m³/s

Year \ Month	1945	1946	1947	1948	1949	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956
January	16.0	33.4	39.4	11.2	29.4	8.3	28.9	25.7	10.6	27.7	26.6	19.4
February	11.6	22.4	32.0	10.4	8.5	8.3	34.3	14.7	8.2	14.7	19.0	10.7
March	24.5	43.1	12.0	8.2	25.0	8.2	35.6	14.4	8.2	16.6	25.0	12.3
April	15.9	14.7	21.9	8.2	9.5	8.2	8.2	17.1	29.3	8.2	10.3	19.9
May	10.4	38.0	25.4	8.2	14.1	8.2	10.8	8.2	20.0	15.5	11.2	27.4
June	17.1	10.4	16.2	8.2	8.2	8.2	9.0	8.8	12.2	16.3	8.2	13.0
July	8.4	29.3	11.1	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	10.2	16.8
August	8.2	8.2	9.9	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	11.6	8.4
September	10.8	21.2	22.1	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	23.4	13.9	8.2	24.1
October	16.1	28.7	39.0	14.5	38.6	10.4	25.0	32.4	20.6	11.7	25.0	18.2
November	21.3	8.2	9.1	18.3	11.6	9.2	14.6	28.4	22.8	8.2	15.4	8.2
December	16.5	23.6	32.8	8.2	17.0	8.2	17.9	8.2	13.0	20.6	30.0	16.0
Average	14.7	23.4	22.6	10.0	15.5	8.5	17.4	15.2	15.4	14.2	16.7	16.2

Remark: Above run-offs are calculated from Precipitation records, on the assumption that annual discharge coefficient is 0.3, and monthly average run-off in dry month is 8.2 m³/s.

The principal features of each alternative, between which an economic comparison was made, are as shown in Table A-3-2, and the results thereof are as shown in Table A-3-3.

Table A-3-2 Principal Features of Each Alternative

Item	Unit	Ypané		Aquidabán
		Alt. A	Alt. B	
Normal Water Level	m	112 ^{*-1}	112 ^{*-1}	632
Tailrace Water Level	"	96.5	96.0	595
Effective Head	"	14.0	14.5	32.5
Effective Capacity of Reservoir	m ³	150,000	150,000	150,000
Maximum Available Water	m ³ /s	14.4 ^{*-2}	14.4 ^{*-2}	7.6 ^{*-2}
Installed Capacity	kW	1,580	1,630	1,930
Reservoir Operation System		Daily Regulation	Daily Regulation	Daily Regulation
Dam Height	m	17	24	14
Dam Length	"	616	418	204
Dam Volume (concrete)	m ³	10,730	14,200	4,950
Dam Volume (earth)	"	150,000	64,000	25,000
Type of Power Plant		Indoor type	Indoor type	Indoor type
Type of Turbine		Tubular type	Tubular type	Horizontal shaft. Francis type
Number of Generators		2	2	2

Remarks: *-1

Values taken from the topographical map attached to "Feasibility Report" prepared by AID do not represent absolute elevations.

*-2

Maximum available water is considered as 2 times the monthly average run-off in dry months.

Table A-3-3 Comparison of Construction Cost per kWh of Each Alternative

Item	Unit	Ypané		Aqidabán
		Alternative A	Alternative B	
Annual Firm Energy Output	kWh	6,900,000	7,150,000	7,350,000
Construction Cost of Power Plant	₪	265,000,000	238,000,000	194,000,000
Construction Cost per kWh	₪	38.4	33.4	26.5

A - 4 ATTACHED TABLES AND FIGURES

Table A-4-1 Records and Average Values of Precipitation Observed at Coffee Plantation and Airport near Pedro Juan Caballero City

Unit: mm

Year \ Month	1963			1964		
	Airport	Coffee Pl.	Average	Airport	Coffee Pl.	Average
January	183.0	168.2	175.6	238.0	106.8	172.4
February	380.0	144.6	262.3	175.0	281.5	228.3
March	193.0	222.2	207.6	41.0	185.3	113.2
April	0	34.2	17.1	38.0	131.9	85.0
May	47.0	90.0	68.5	55.0	71.7	63.4
June	75.0	132.6	103.8	105.0	82.9	94.0
July	8.0	15.0	11.5	45.5	55.7	50.6
August	0	5.1	2.6	83.5	100.6	92.1
September	6	40.0	23.0	43.5	29.8	36.7
October	52.0	55.3	53.7	94.0	88.7	91.4
November	315.0	294.9	305.0	185.0	195.2	190.1
December	59.0	185.3	122.2	208.0	244.8	226.4
Total	1,318.0	1,387.4	1,352.9	1,311.5	1,574.9	1,443.6

Year \ Month	1965			1966		
	Airport	Coffee Pl.	Average	Airport	Coffee Pl.	Average
January	202.0	220.4	211.2	259.2	153.3	170.2
February	211.0	209.7	210.4	108.0	103.0	105.5
March	166.0	113.8	139.9	285.0	220.2	252.6
April	106.0	139.9	123.0	120.0	92.1	106.1
May	212.0	212.0	212.0	134.0	128.4	131.2
June	130.0	176.1	153.1	112.0	129.1	120.6
July	107.0	116.2	111.6	29.0	50.3	39.7
August	12.0	20.8	16.4	0	7.4	3.7
September	84.0	70.2	77.1	58.0	58.7	58.4
October	265.0	283.1	274.1	222.0	228.7	225.4
November	101.0	148.9	125.0	113.0	78.3	95.7
December	187.0	331.3	259.2	259.0	182.6	220.8
Total	1,783.0	2,042.4	1,913.0	1,627.0	1,432.1	1,529.9

Table A-4-2 Records and Average Values of Precipitation Observed at Meteorological Station of Engineer Corps near Pedro Juan Caballero City

Unit: mm

Year Month	1945	1946	1947	1948	1949	1950	1951
January	140.5	298.1	343.0	138.6	289.2	114.8	266.6
February	102.3	199.5	278.2	129.2	82.8	106.4	316.6
March	215.7	385.0	103.9	65.4	244.8	99.1	329.0
April	139.7	131.6	190.5	102.4	93.4	57.5	68.8
May	91.3	339.4	221.2	29.2	138.6	45.4	100.6
June	150.1	92.9	141.4	17.0	77.0	77.6	83.6
July	73.7	262.3	96.8	26.2	4.8	5.8	7.4
August	50.9	16.4	86.3	8.0	18.0	2.8	56.2
September	95.0	189.1	192.8	68.2	11.1	48.2	57.5
October	141.2	255.5	339.1	180.4	373.3	143.0	231.4
November	187.2	64.4	79.3	226.7	114.1	126.8	135.4
December	145.3	210.7	285.8	56.2	167.6	56.1	165.7
Total	1,532.9	2,444.9	2,358.3	1,047.5	1,614.7	883.5	1,819.0

Unit: mm

Year Month	1952	1953	1954	1955	1956	Average
January	249.6	101.4	280.0	240.7	174.5	218.6
February	141.8	76.0	148.8	172.9	91.9	154.3
March	139.2	65.5	168.1	227.8	110.3	178.7
April	165.0	285.7	49.8	94.1	178.3	129.8
May	49.9	192.0	156.3	102.2	244.8	143.5
June	85.1	116.5	164.6	66.6	117.2	99.0
July	16.7	1.8	19.3	92.6	151.3	62.8
August	6.9	0.0	0.0	104.9	27.2	30.9
September	77.0	229.1	139.9	4.3	215.7	111.6
October	312.5	196.1	118.0	227.3	163.4	224.3
November	274.0	220.3	23.6	140.4	68.0	137.0
December	70.1	123.9	209.9	272.1	143.3	159.7
Total	1,587.8	1,608.3	1,478.3	1,745.9	1,685.9	1,650.2

Table A-4-3 Construction Cost of Civil Works

Unit: G 1,000

Item	Unit	Quantity	Unit Price(¢)	1970		1971		1972		Total		
				D. C.	F. C.	D. C.	F. C.	D. C.	F. C.	D. C.	F. C.	
				Total	Total	Total	Total	Total	Total			
Dam												
Diversion and care of river	lump sum	1		2,100	1,400	-	-	-	-	2,100	1,400	3,500
Overburden Stripping	m ²	6,600	50	90	75	90	165	-	-	180	150	330
Open excavation (soil)	m ³	1,200	120	39	33	39	72	-	-	78	66	144
Open excavation (rock)	m ³	1,320	500	150	180	150	330	-	-	300	360	660
Mass concrete	m ³	2,300	3,600	-	-	5,700	8,280	-	-	5,700	2,580	8,280
Reinforced concrete	m ³	2,200	6,000	-	-	8,700	13,200	-	-	8,700	4,500	13,200
Earth embankment	m ³	22,700	230	-	-	2,030	3,380	1,100	740	3,130	2,090	5,220
Riprap	m ²	1,800	200	-	-	-	-	220	140	220	140	360
Foundation treatment	lump sum	1	-	-	-	870	1,500	-	-	870	630	1,500
Sub total				2,379	1,688	17,579	26,927	1,320	880	21,278	11,916	33,194
Intake												
Open excavation (soil)	m ³	250	120	-	-	16	30	-	-	16	14	30
Open excavation (rock)	m ³	250	500	-	-	55	125	-	-	55	70	125
Reinforced concrete	m ³	120	6,000	-	-	224	360	224	136	448	272	720
Sub total				-	-	195	515	224	136	519	356	875
Headrace Tunnel												
Tunnel excavation	m ³	2,260	3,300	1,000	580	3,700	5,870	-	-	4,700	2,750	7,450
Lining concrete	m ³	1,070	5,300	-	-	2,320	3,020	2,050	600	4,370	1,300	5,670
Sub total				1,000	580	6,020	8,890	2,050	600	9,070	4,050	13,120
Surge Tank												
Open excavation (soil)	m ³	880	120	-	-	57	106	-	-	57	49	106
Open excavation (rock)	m ³	220	500	-	-	50	110	-	-	50	60	110
Shaft excavation	m ³	750	3,300	-	-	1,550	2,470	-	-	1,550	920	2,470
Shaft lining concrete	m ³	50	5,300	-	-	205	265	1,020	305	1,225	365	1,590
Sub total				-	-	1,862	2,951	1,020	305	2,882	1,394	4,276

D.C. : Domestic Currency
F.C. : Foreign Currency

Table A-4-3 Construction Cost of Civil Works (continued)

Unit: Q1,000

Item	Unit	Quantity	Unit Price (\$)	1970			1971			1972			Total					
				D. C.	F. C.	Total	D. C.	F. C.	Total	D. C.	F. C.	Total	D. C.	F. C.	Total			
Penstock																		
Open excavation (common)	m ³	1,000	120				65	55	120				65	55	120			
Open excavation (rock)	m ³	380	500				85	105	190				85	105	190			
Tunnel excavation	m ³	150	3,300				310	185	495				310	185	495			
Lining concrete	m ³	70	5,300										286	85	371			
Reinforced concrete	m ³	80	6,000				320	160	480				320	160	480			
Plain concrete	m ³	180	4,500				580	230	810				580	230	810			
Sub total							1,360	735	2,095				286	85	371	1,646	820	2,466
Power House																		
Open excavation (common)	m ³	600	120			24	26	22	48							39	33	72
Open excavation (rock)	m ³	2,300	500			400	340	410	750							520	630	1,150
Reinforced concrete	m ³	510	6,000				2,010	1,050	3,060							2,010	1,050	3,060
Superstructure	lump sum	1					800	200	1,000							800	200	1,000
Sub total							193	231	424				3,176	1,682	4,858	3,369	1,913	5,282
Switch Yard																		
Open excavation (common)	m ³	700	120													44	40	84
Reinforced concrete	m ³	20	6,000													80	40	120
Office and warehouse	lump sum															460	123	583
Sub total																584	203	787
Total							3,572	2,499	6,071	30,292	15,944	46,236	5,484	2,209	7,693	39,348	20,652	60,000

Table A-4-4 Hydraulic Equipment and Installation Works

Unit: ₪ 1,000

Item	1970			1971			1972			Total		
	D. C.	F. C.	Total	D. C.	F. C.	Total	D. C.	F. C.	Total	D. C.	F. C.	Total
Materials												
Spillway gate	-	600	600	-	4,800	4,800	-	600	600	-	6,000	6,000
Intake gate	-	26	26	-	156	156	-	78	78	-	260	260
Tailrace gate	-	26	26	-	156	156	-	78	78	-	260	260
Intake screen	-	14	14	-	84	84	-	42	42	-	140	140
Penstock	-	260	260	-	2,080	2,080	-	260	260	-	2,600	2,600
Sub-total (FOB)	-	926	926	-	7,276	7,276	-	1,058	1,058	-	9,260	9,260
Insurance	-	-	-	-	100	100	-	-	-	-	100	100
Ocean Freight	-	-	-	-	2,240	2,240	-	-	-	-	2,240	2,240
Sub-total (CIF)	-	926	926	-	9,616	9,616	-	1,058	1,058	-	11,600	11,600
Installation Cost												
Transportation	-	-	-	200	-	200	250	-	250	450	-	450
Installation	-	-	-	70	150	220	630	1,200	1,830	700	1,350	2,050
Sub-total	-	-	-	270	150	420	880	1,200	2,080	1,150	1,350	2,500
Total	-	926	926	270	9,766	10,036	880	2,258	3,138	1,150	12,950	14,100

D.C.: Domestic Currency
F.C.: Foreign Currency

Table A-4-5 Electrical Equipment and Installation Works

Unit: \$1,000

Item	1970			1971			1972			1st Stage, Total		
	D. C.	F. C.	Total	D. C.	F. C.	Total	D. C.	F. C.	Total	D. C.	F. C.	Total
	Materials											
Turbine	-	760	760	-	6,080	6,080	-	760	760	-	7,600	7,600
Generator	-	930	930	-	7,440	7,440	-	930	930	-	9,300	9,300
Main transformer	-	230	230	-	1,380	1,380	-	690	690	-	2,300	2,300
Others	-	970	970	-	6,790	6,790	-	1,940	1,940	-	9,700	9,700
Sub-total (FOB)	-	2,890	2,890	-	21,690	21,690	-	4,320	4,320	-	28,900	28,900
Insurance	-	-	-	-	300	300	-	-	-	-	300	300
Ocean Freight	-	-	-	-	1,900	1,900	-	-	-	-	1,900	1,900
Sub-total (CIF)	-	2,890	2,890	-	23,890	23,890	-	4,320	4,320	-	31,100	31,100
Installation Cost	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transportation	-	-	-	80	80	80	320	-	320	400	-	400
Installation	-	-	-	70	300	370	630	2,700	3,330	700	3,000	3,700
Sub-total	-	-	-	150	300	450	950	2,700	3,650	1,100	3,000	4,100
Total	-	2,890	2,890	150	24,190	24,340	950	7,020	7,970	1,100	34,100	35,200

Item	1976			1977			2nd Stage, Total			Total		
	D. C.	F. C.	Total	D. C.	F. C.	Total	D. C.	F. C.	Total	D. C.	F. C.	Total
	Materials											
Turbine	-	6,840	6,840	-	760	760	-	7,600	7,600	-	15,200	15,200
Generator	-	8,370	8,370	-	930	930	-	9,300	9,300	-	18,600	18,600
Main transformer	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,300	2,300
Others	-	1,920	1,920	-	480	480	-	2,400	2,400	-	12,100	12,100
Sub-total (FOB)	-	17,130	17,130	-	2,170	2,170	-	19,300	19,300	-	48,200	48,200
Insurance	-	200	200	-	-	-	-	200	200	-	500	500
Ocean Freight	-	1,200	1,200	-	-	-	-	1,200	1,200	-	3,100	3,100
Sub-total (CIF)	-	18,530	18,530	-	2,170	2,170	-	20,700	20,700	-	51,800	51,800
Installation Cost	230	-	230	-	-	-	230	-	230	630	-	630
Transportation	30	100	130	300	900	1,200	330	1,000	1,330	1,030	4,000	5,030
Installation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub-total	260	100	360	300	900	1,200	560	1,000	1,560	1,660	4,000	5,660
Total	260	18,630	18,890	300	3,070	3,370	560	21,700	22,260	1,660	55,800	57,460

Table A-4-6 Substation, Transmission and Distribution Line Materials and Installation Works

Unit: ₱ 1,000

Item	1970			1971			1972			1st Stage, Total		
	D.C.	F.C.	Total	D.C.	F.C.	Total	D.C.	F.C.	Total	D.C.	F.C.	Total
Materials												
Wooden Pole Conductor	-	1,400	1,400	4,000	-	4,000	2,500	-	2,500	6,500	-	6,500
Pole Transformer	-	440	440	11,200	-	11,200	1,400	-	1,400	14,000	-	14,000
Main Transformer	-	100	100	3,520	-	3,520	440	-	440	4,400	-	4,400
Others	-	2,330	2,330	830	-	830	100	-	100	1,030	-	1,030
Sub-total (FOB)	-	4,270	4,270	18,640	-	18,640	690	-	690	23,300	-	23,990
Insurance	-	-	-	4,000	-	4,000	3,190	-	3,190	42,730	-	49,920
Ocean Freight	-	-	-	-	430	430	-	-	-	430	-	430
Sub-total (CIF)	-	4,270	4,270	2,570	-	2,570	-	-	-	2,570	-	2,570
Installation Cost	-	-	-	37,190	-	37,190	3,190	-	3,190	45,730	-	52,920
Transportation	-	-	-	900	-	900	600	-	600	1,500	-	1,500
Installation	-	-	-	2,500	-	2,500	4,100	-	4,100	6,600	-	9,020
Sub-total	-	-	-	3,400	-	3,400	4,700	-	4,700	8,100	-	10,520
Total	-	4,270	4,270	7,400	-	7,400	7,890	-	7,890	15,290	-	63,440
				38,610		46,010	13,160		48,150			

Item	1973~1975			1976			1977			1978 - 1982			Total		
	D.C.	F.C.	Total	D.C.	F.C.	Total	D.C.	F.C.	Total	D.C.	F.C.	Total	D.C.	F.C.	Total
Materials															
Wooden Pole Conductor	370	-	370	120	-	120	130	-	130	250	-	250	630	-	630
Pole Transformer	-	660	660	-	220	220	-	220	440	-	440	-	1,100	-	1,100
Main Transformer	-	1,800	1,800	-	600	600	-	600	1,200	-	1,200	-	3,000	-	3,000
Others	-	2,820	2,820	-	930	930	-	100	1,030	-	1,030	-	-	-	2,060
Sub-total (FOB)	370	5,280	5,650	120	2,460	2,460	60	1,110	3,630	60	3,570	3,630	4,700	4,700	34,390
Insurance	-	50	50	-	40	40	-	20	60	-	60	60	90	-	630
Ocean Freight	-	310	310	-	260	260	-	110	370	-	370	370	530	-	3,780
Sub-total (CIF)	370	5,640	6,010	120	4,510	4,630	190	2,160	6,980	310	6,670	6,980	9,420	10,050	67,460
Installation Cost															
Transportation	170	-	170	100	-	100	90	-	90	190	-	190	270	-	270
Installation	820	200	1,020	600	330	930	400	400	800	1,000	730	1,730	1,430	-	9,850
Sub-total	990	200	1,190	700	330	1,030	490	400	890	1,190	730	1,920	1,700	-	11,980
Total	1,360	5,840	7,200	820	4,840	5,660	680	2,560	8,900	1,500	7,400	8,900	9,420	11,750	70,810
				820		11,750	20,480		91,290						

D.C.: Domestic Currency F.C.: Foreign Currency

Fig. A-4-1 Annual Mean Isohyetal Map in Paraguay Period: 1941 - 1964

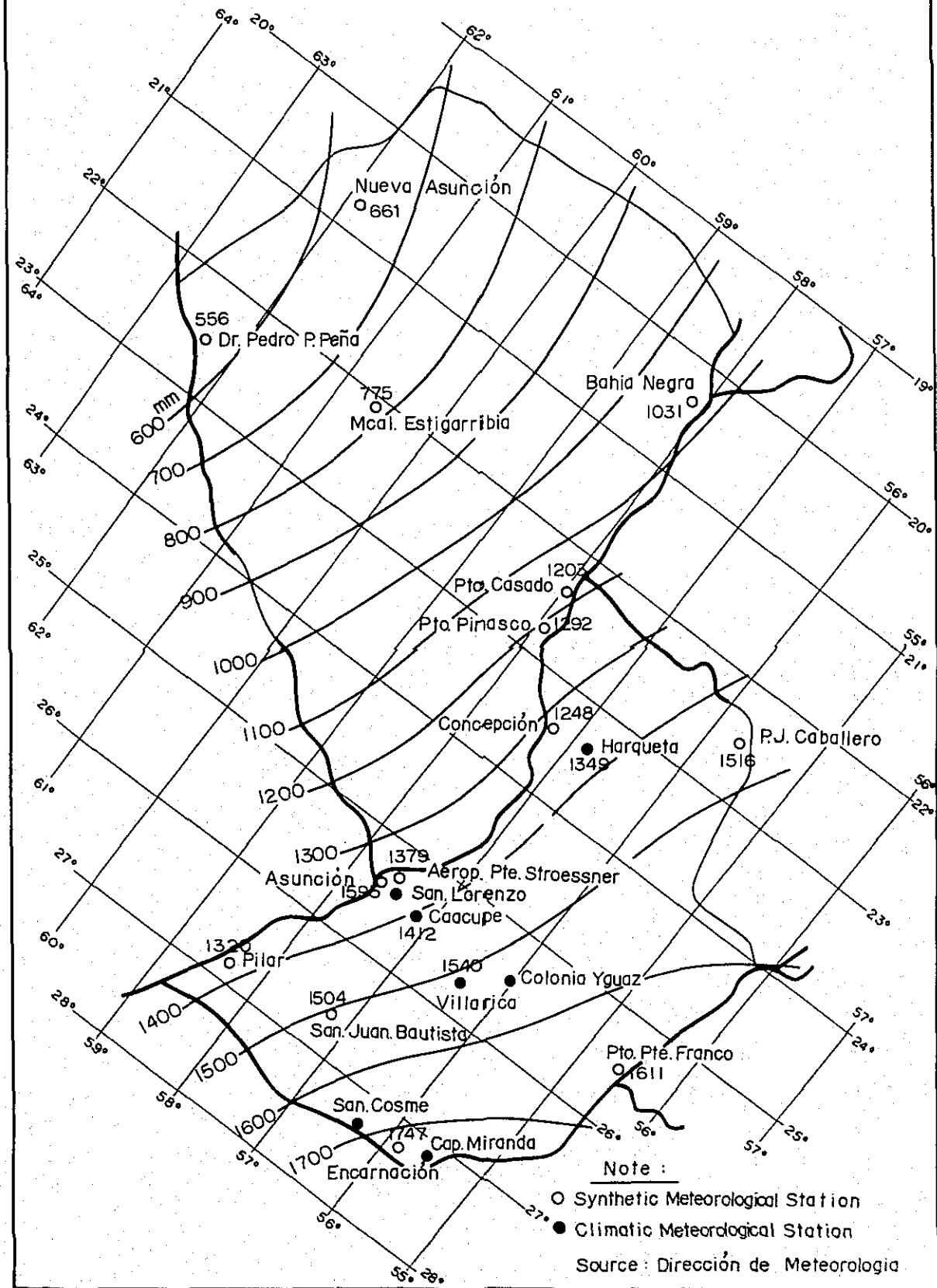


Fig. A-4-2 Annual Mean Isohyetal-day Map in Paraguay Period: 1941 - 1964

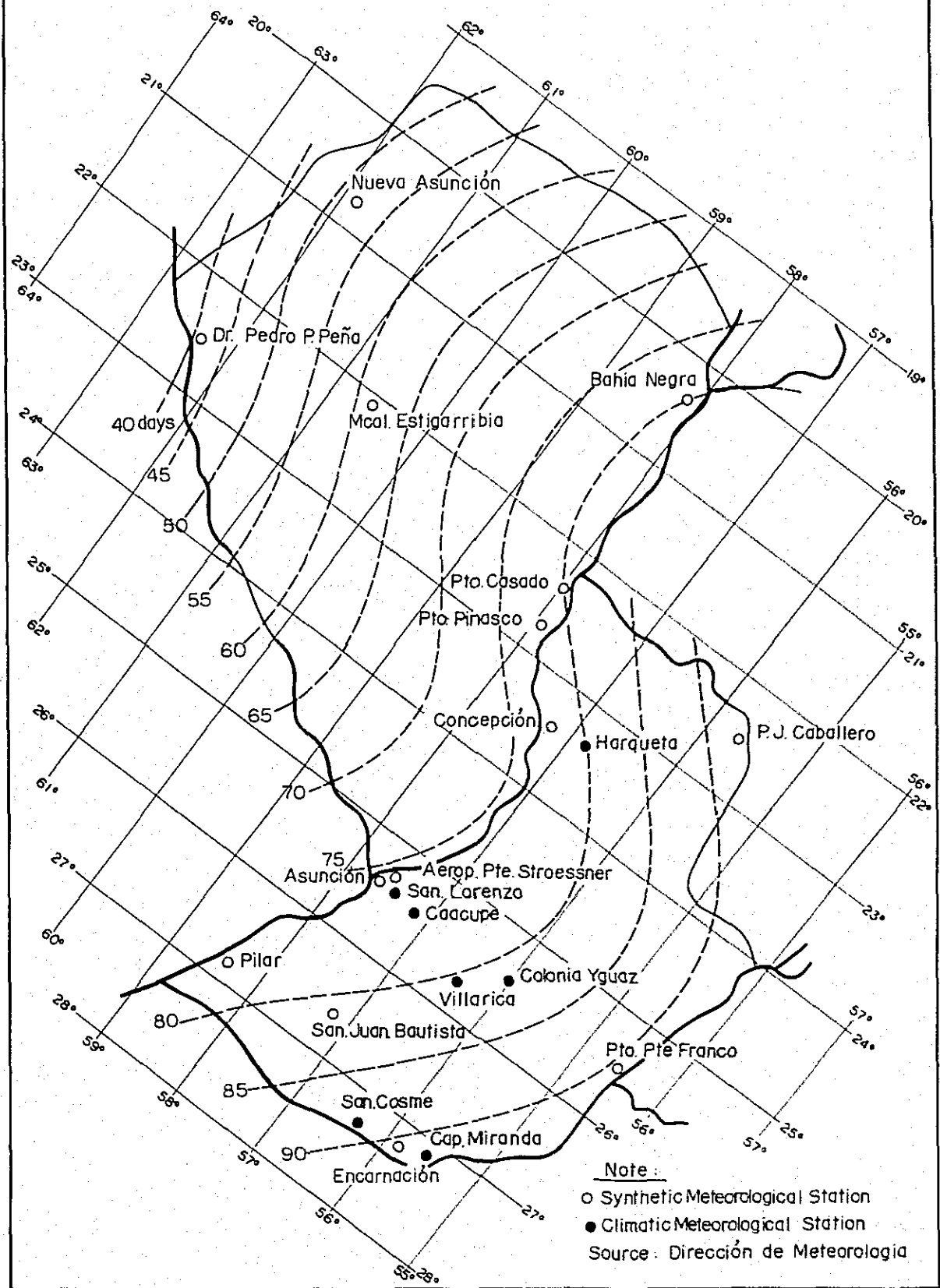


Fig. A-4-3 Annual Mean Isothermal Map in Paraguay Period: 1941 - 1964

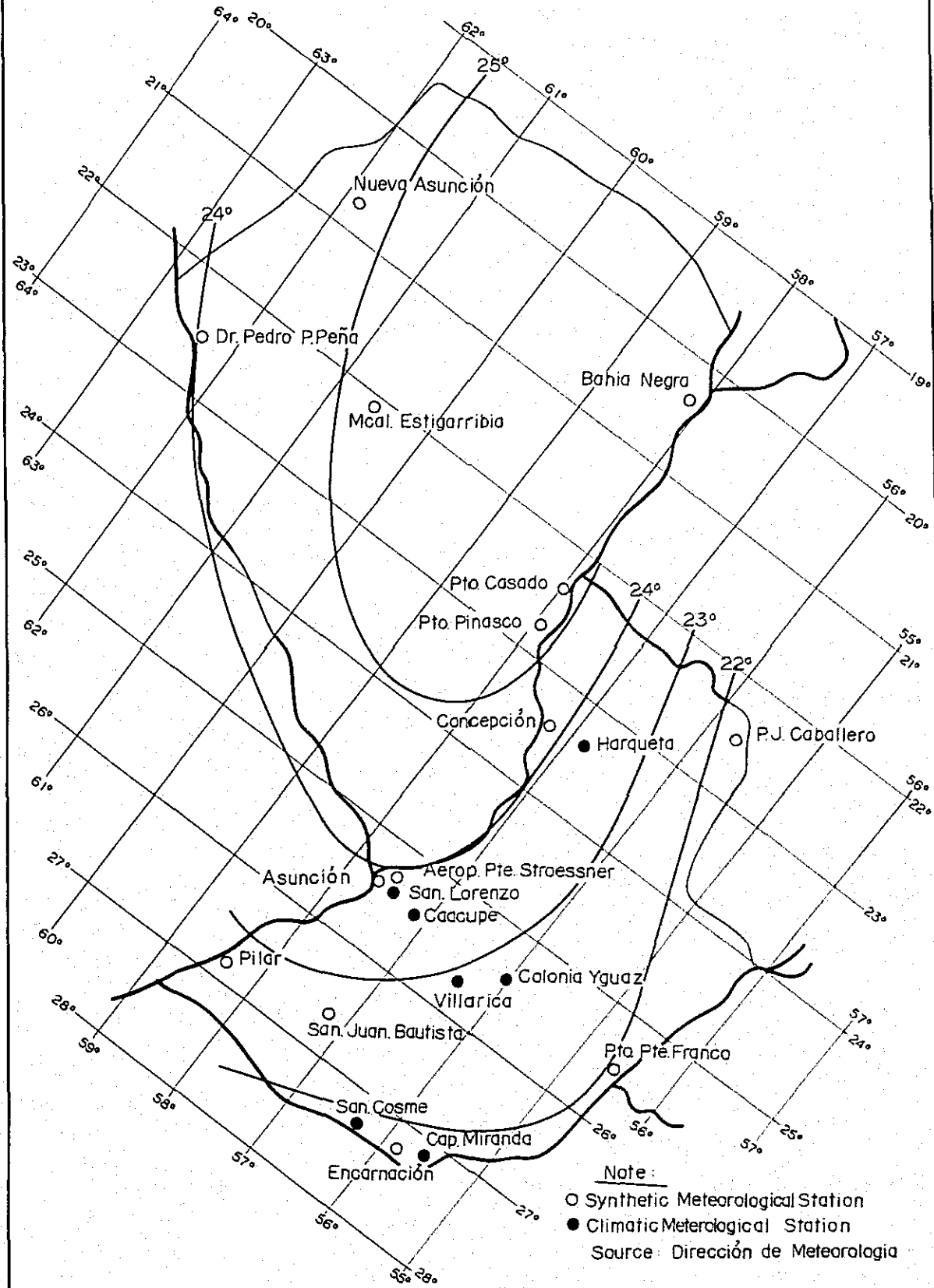


Fig. A-4-4 Annual Mean Isoevaporation Map in Paraguay Period: 1941 - 1964

