

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Mecánica



**Proyecto Definitivo de la Minicentral
Hidroeléctrica Carumas II, 750 KW, Moquegua**

T E S I S

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

JUAN CARLOS LIU YONSEN

Promoción - 1982 - 2

Lima - Perú

1986

TABLA DEL CONTENIDO

	Pág.
PROLOGO	
CAPITULO I	INTRODUCCION
1.1	Antecedentes
1.1.1	Raíces del estudio..... 03
1.1.2	Proyectos con los que se relaciona.... 05
1.2	Objetivos y alcances de la investigación
1.2.1	Objetivos..... 08
1.2.2	Alcances..... 08
CAPITULO II	PLAN DE DESARROLLO
2.1	Ubicación y Descripción del área del Proyecto
2.1.1	Ubicación del área del proyecto..... 11
2.1.2	Descripción del Area de Proyecto..... 13
2.2	Esquema del plan de desarrollo.
2.2.1	Esquema del abastecimiento de agua.... 14
2.2.2	Esquema del proyecto hidroeléctrico... 15
CAPITULO III	ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO
3.1	Demanda actual
3.1.1	Cuantificación del consumo de energía.. 17
3.1.2	Descripción de la utilización de las di ferentes fuentes de energía..... 20
3.1.3	Demanda actual de energía susceptible a ser sustituida. 23
3.2	Previsión de la demanda, con el proyecto..... 25
3.2.1	Sector doméstico y alumbrado público.
3.2.1.1	Pronóstico de población..... 26
3.2.1.2	Pronóstico del número de vivien <u>u</u> das..... 27
3.2.1.3	Pronóstico del número de abona- dos domésticos..... 27
3.2.1.4	Consumo neto de energía en los

sectores doméstico y A.P.....	29
3.2.2 Sector Comercial.	
3.2.2.1 Pronóstico del número de abona - dos comerciales.....	29
3.2.2.2 Consumo unitario comercial.....	30
3.2.2.3 Consumo neto en el sector comer- cial.....	31
3.2.3 Consumo neto en el Sector Industrial....	31
3.2.4 Consumo neto de energía de Cargas Especia les.....	32
3.2.5 Consumo neto total de energía.....	32
3.2.6 Consumo Bruto total de energía.....	33
3.2.7 Máxima demanda de potencia.....	34
3.3 Demanda de los pozos de agua subterránea.....	35
3.4 Demanda Máxima total.....	37

CAPITULO IV DISEÑO Y EQUIPAMIENTO ELECTROMECHANICO

4.1 Determinación del número de etapas de equipamien- to.....	46
4.2 Cálculo y selección de la turbina y el regulador.	
4.2.1 Generalidades.....	48
4.2.2 Número de grupos a instalar.....	50
4.2.3 Tipo de turbina a seleccionar.....	51
4.2.4 Parámetros de funcionamiento.....	53
4.2.5 Características con estructurivas.....	54
4.2.6 Dimensiones teóricas de la turbina.....	55
1) Cálculo de la altura neta exacta.....	56
2) Cálculo del diámetro del chorro.....	58
3) Cálculo del diámetro del rodete.....	59
4) Cálculo de las dimensiones y número - mínimo de paletas.....	59
5) Cálculo de las dimensiones principa - les de la turbina.....	61
4.2.7 Regulador de las turbinas.....	61
4.3 Cálculo y selección del alternador	
4.3.1 Generalidades.....	63

4.3.2	Número de unidades.....	63
4.3.3	Potencia nominal de cada grupo.....	63
4.3.4	Características del alternador.....	64
4.3.5	Protección del generador.	
	- Tipos de protección.....	68
	- Descripción de cada tipo de protección	70
4.4	Diseño de las instalaciones eléctricas interiores de la casa de máquinas.	
4.4.1	Cálculo de la iluminación.....	74
4.4.2	Cálculo de los conductores.....	75
4.5	Diseño del sistema de puesta en paralelo.....	81
4.6	Tableros eléctricos de control.....	81
4.6.1	Cálculo de las corrientes de cortocircuito.....	83
4.6.2	Valor nominal del interruptor principal.	87
4.6.3	Cálculo de las celdas de la sala de tableros.....	88
4.6.4	Construcción del tablero.....	93
4.6.5	Instrumentos de medición y control.....	95
4.6.6	Equipo de protección.....	95
4.7	Selección de los transformadores de potencia.	
4.7.1	Descripción general.....	96
4.7.2	Especificaciones técnicas.....	97
4.8	Equipo de seccionamiento y protección.....	98

CAPITULO V CRONOGRAMA DE CONSTRUCCION Y PROGRAMA DE TRABAJO

5.1	Cronograma de construcción.	
5.1.1.	Aspectos generales.....	100
5.1.2.	Cronograma de trabajo de las obras.....	100
5.2	Programa de trabajo.	
5.2.1	Aspectos generales.....	104
5.2.2	Facilidades de construcción.....	104

CAPITULO VI COSTOS DE CONSTRUCCION Y FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO.

6.1	Definiciones básicas.....	106
-----	---------------------------	-----

6.2 Presupuesto de las obras civiles.....	108
6.3 Resumen de los costos de construcción.....	112
6.4 Requerimiento de fondos y fuentes alternativas de financiamiento.	
6.4.1 Aspectos generales.....	113
6.4.2 Requerimiento de fondos del proyecto.....	113
6.4.3 Fuentes alternativas de financiamiento...	115

CAPITULO VII EVALUACION DEL PROYECTO

7.1 Introducción.....	119
7.2 El proyecto y sus costos de mercado	
7.2.1 Descomposición de los principales rubros..	121
7.2.2 Flujo de caja de los fondos internos.....	123
7.3 Cálculo de los factores de ajuste.....	123
7.4 Cálculo de los costos sociales.....	126
7.5 Resultado final de la evaluación.....	
7.5.1 Cálculo del costo del Kwh promedio.....	127
7.5.2 Cálculo de los indicadores del proyecto.	127
7.5.2.1 Valor de la tarifa.....	127
7.5.2.2 Cálculo de los indicadores.....	128
7.6 Análisis de sensibilidad.	
7.6.1 Sensibilidad respecto al costo del Kwh promedio.....	139
7.7 Comparación con una planta térmica alterna.	
7.7.1 Introducción.....	141
7.7.2 Costos de la alternativa térmica.....	
7.7.2.1 Costo del equipamiento inicial....	142
7.7.2.2 Costo anual de operación y mantenimiento.....	142
7.7.2.3 Costo total de la alternativa térmica.....	143
7.7.2.4 Cálculo de los indicadores económicos para la alternativa.	143
7.8 Comparación con una alternativa de suministro de energía mediante una línea de transmisión entre Titijones y Carumas.	
1. Generalidades.....	149

	2. Costos de construcción de la línea de transmisión.....	149
	3. Evaluación de la alternativa de la L.T.	
	3.1 Cálculo del costo promedio del Kwh de la alternativa.....	150
	3.2 Cálculo de los indicadores económicos de la alternativa.....	150
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
	1. Conclusiones	152
	2. Recomendaciones.....	155
	BIBLIOGRAFIA	157
ANEXO I	ANALISIS SOCIO-ECONOMICO DE LA MICROREGION	
	1. Recursos aturales.....	160
	2. Aspectos Económicos.....	165
	3. Aspectos Sociales.....	170
	4. Vías de comunicación.....	172
	5. Aspectos Político Administrativos.....	173
ANEXO II	METEOROLOGIA E HIDROLOGIA DE LA CUENCA	
	1. Generalidades.....	176
	2. Esquema de Meteorología e Hidrología.....	176
	3. Estaciones de aforo y meteorología.....	180
	4. Análisis de los datos observados.....	181
	5. Cálculo de disponibilidad de aguas superficiales en la pampa de Huamajalso.....	182
	6. Datos históricos de las descargas registradas en Huamajalso.....	186
	7. Comparación entre los valores de descargas históricas y descargas calculadas.....	186
	8. Diagrama de persistencia de caudales.....	187
ANEXO III	GEOLOGIA	
	1. Antecedentes de la investigación geológica.	193

	2. Geología de la microregión.....	194
	3. Hidrogeología.....	195
ANEXO IV	DISEÑO DE OBRAS CIVILES	
	1. Descripción y diseño del proyecto.....	200
	2. Especificaciones técnicas particulares....	206
	3. Cálculo de la tubería forzada.....	211
ANEXO V	PLAN DE LINEAS DE TRANSMISION DEL PROYECTO	
	1. Definiciones básicas.	221
	2. Ruta de las líneas y condiciones topográficas.....	221
	3. Condiciones meteorológicas.....	223
	4. Diseño de la línea de transmisión.....	226
	5. Especificaciones técnicas de los materiales.....	228
ANEXO VI	ALTERNATIVA DE UNA LINEA DE TRANSMISION TIPI JONES HUAMAJALSO - CARUMAS.	
	1. Plan de la línea de transmisión.....	236
	2. Análisis del Sistema de Energía.....	243
APENDICES		
	A. Tablas y ábacos de fabricantes de turbinas y reguladores.....	
PLANOS DEL PROYECTO		

P R O L O G O

El presente estudio sobre la minicentral hidroeléctrica Carumas II , consta de siete capítulos, y seis anexos, los mismos que justifican, o complementan lo abarcado en la parte principal de la tésis. A continuación comentaremos brevemente el contenido de cada punto.

El Capítulo # I, de Introducción; explica el origen y las circunstancias en que se dá el estudio, su interrelación con otros proyectos - mayores, con los cuales se complementa. Fija además los objetivos y alcances del estudio.

El Capítulo # II sobre Plan de Desarrollo; ubica y describe toda el área del proyecto, los esquemas de abastecimiento de agua y de aprovechamiento hidroenergético.

El Capítulo # III, Estudio del Mercado Eléctrico, cuantifica el consumo de energía que se sucede en todo el ámbito del proyecto; analizando la problemática de las presentes ofertas y demandas energéticas.

Comprende asimismo, un pronóstico del consumo de energía, que se daría con la ejecución del proyecto.

El Capítulo # IV, Diseño y Equipamiento Electromecánico; determina -

el número de etapas de equipamiento, número de grupos a instalar por etapa. Brindando además ciertos parámetros que permitan seleccionar de manera óptima todo el equipamiento in terno de la hidroplanta (turbinas, generadores, tableros de control, transformadores, etc.). Incluso abarca un diseño de las instalaciones eléctricas interiores de la casa de máquinas.

El Capítulo # V, sobre el cronograma de construcción y Programa de Trabajo, define la manera en la cual deben ser desarrollados los trabajos para no dilatar su culminación ni aumentar su costo.

El Capítulo # VI, Costos de Construcción y Financiamiento del Proyecto, resume y cuantifica los costos que demandaría la ejecución de las obras, a precios del mercado actual. Plantea además, las posibles fuentes de donde provendrían los fondos necesarios para cubrir dichos gastos.

El Capítulo # VII, Evaluación del Proyecto; calcula los indicadores económicos del estudio, obtenidos tanto de una evaluación privada como de una evaluación nacional; a fin de determinar la rentabilidad del proyecto. Realiza una comparación con otras alternativas sucesivas, para lograr una decisión final.

En lo concerniente a los anexos, se han tratado todos los estudios auxiliares que avalen lo ejecutado en cálculos y diseños; tal es el caso de los anexos de geología, hidrología-meteorología y análisis socio-económico.

También se consideró dentro de los anexos, una síntesis de los diseños de las obras civiles, parte fundamental en la concepción del estudio.

Los últimos dos anexos bosquejan el plan de las líneas de transmisión -

sión planteadas en los capítulos anteriores.

Finalmente, debo expresar mi agradecimiento a la Corporación Departamental de Desarrollo de Moquegua (CORDEMOQUEGUA), al Proyecto Especial Tacna - Moquegua, y en general a todas aquellas personas que me prestaron el apoyo para realizar este trabajo.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 Antecedentes

1.1.1 Raíces del Estudio

El departamento de Moquegua, donde se encuentra ubicado el presente proyecto, soporta ancestralmente la carestía de agua para sus usos múltiples. Actualmente la sequía que azota a la zona, es tan agobiante que de cada tres hectáreas cultivadas sólo una recibe el agua suficiente para la producción agropecuaria. El agua para usos poblacionales también es muy escasa, demostrándose que la población urbana cubre su demanda sólo en un 35% de sus requerimientos.

Muchos son los esfuerzos que se han realizado y realizan para dar solución a este álgido problema. Por un lado se mejora la conducción del escaso recurso hídrico mediante mejores y apropiados acueductos; por otro lado se viene concluyendo el proyecto en ejecución "Derivación Humalzo o Huamajalzo" obra para la que se ha asignado por parte del estado, las partidas necesarias para su pronta culminación.

Pero se tiene entendido que todas estas soluciones tienen el carácter de paliativos y de emergencia, motivo por el cual su diseño y estructuración involucró algunos inconvenientes, que se suscitaron por satisfacer las necesidades en la manera más optimista. Así tenemos - que la microregión Carumas, que se desarrolla a orillas del río del mismo nombre, aguas abajo de donde se captaron las aguas para el canal de Huamajalso, resultó en alguna forma perjudicada por dicho proyecto; y en ciertos meses se acentúa dicho inconveniente, ya que el recurso hídrico es extremadamente escaso, no alcanzando para satisfacer ambas demandas. Por lo que los pobladores de los distritos de Carumas y Cuchumbaya han demostrado su más fuerte oposición al proyecto Huamajalso, llegando en algunas oportunidades a causar serios daños en algunas obras civiles ejecutadas. Vista esta situación y teniendo en cuenta la importancia que reviste la ejecución del proyecto Huamajalso como parte integrante de otro proyecto que sí daría una solución definitiva al problema hídrico en las ciudades de Moquegua e Ilo, cual es el Proyecto Integral Hidroenergético Pasto Grande, se vió por conveniente satisfacer la demanda hídrica de la microregión Carumas, brindándole la cantidad justa y necesaria de agua para sus necesidades. Además, utilizar esta entrega en un lugar adecuado que permita la generación hidroeléctrica a fin de dotar de energía para el desarrollo integral de la microregión que es considerada como una zona de mucha potencialidad económica, así como también proporcionaría la energía necesaria para el bombeo de aguas subterráneas en las pampas de Huamajalso, de esta manera se podrían extraer gran parte del recurso hídrico que se devolvería a la microregión, sin detrimento para ningún proyecto.

1.1.2 Proyecto con los que se relaciona

La esperanza e ilusión, de dotar de agua permanente y suficiente para usos múltiples en beneficio directo de las ciudades de Moquegua e Ilo, se encuentran cifradas en la cuenca de Pasto Grande, lugar del cual se piensa trasvasar a la cuenca del valle de Moquegua el ansiado recurso hídrico.

Proyecto Huamajalso - Pasto Grande para el Abastecimiento - de Agua Agrícola y Poblacional a los Valles de Moquegua e Ilo.

El Proyecto contempla la posibilidad de dotar de un caudal adicional aproximado de $4 \text{ m}^3/\text{seg.}$ con aguas procedentes de las cuencas de Huamajalso, Huachunta, Chilota y Pasto Grande para su trasvasarse a los valles de Moquegua e Ilo. La propuesta recoge los elementos básicos planteados en el "Proyecto de Irrigación de Moquegua", realizado en 1966, por la firma consultora norteamericana Mc - CREARY KORETSKY ENGINEERS (MKE), estudio al cual se le ha adicionado las aguas que se pueden captar de la cuenca Huamajalso.

La ejecución del proyecto debería realizarse en dos etapas bien definidas, siendo la primera vinculada con la cuenca Huamajalso, y la segunda correspondiente a las cuencas de Huachunta, Chilota y Pasto Grande, cuyos detalles se describen a continuación.

Etapa N° 1 Proyecto Huamajalso.

Descripción

El Proyecto Huamajalso - Huaracane, consiste en captar un gasto de 300 lt/seg. en la cuenca Huamajalso, a una altura promedio

de 4500 m.s.n.m.; vertedero a 4400 m.s.n.m., y transportarlo por medio de aproximadamente 21 kilómetros de canal y un túnel de 614 metros de longitud, hasta la quebrada de Huacuyo a 4145 m.s.n.m. donde existe una zona adecuada para construir una represa con una capacidad máxima de 10.7 millones de metros cúbicos de agua, cuyas características más significativas son: altura 58 metros, ancho 164 m. en la cresta; espejo de agua 0.58 kilómetros cuadrados. Desde ese reservorio de distribución, el agua discurriría por el lecho de las quebradas Sajena, Quebaya y luego por el lecho de los ríos Otorá y Huacane hasta desembocar en el valle de Moquegua.

El reservorio sería llenado con agua del río Huamajalso (Carumas) principalmente durante los meses de lluvia, y manteniendo a su nivel durante la época de estiaje con 200 lt/seg. de aguas superficiales y 63 lt/seg. provenientes de aguas subterráneas. Este sistema de suministro de agua permitiría contribuir a cubrir la deficiencia de agua de los valles de Moquegua e Ilo. Prácticamente, toda el agua que se descargue de la represa de Huacuyo será disponible para ese propósito. Pues entre ella y el valle de Moquegua no existen áreas de cultivo significativas.

La realización parcial de esta etapa puede concluirse casi de inmediato, ya que el túnel y los canales mencionados ya se encuentran casi listos, (el primero con una capacidad de $7 \text{ m}^3/\text{seg.}$, y el canal con una capacidad actual de 650 lt/seg.), faltando sólo una limpieza del sistema y posiblemente el revestimiento de ciertos sectores del canal para evitar filtraciones y pérdidas. Con estas instalaciones, se podría trasladar las aguas excedentes del río Huamajalso (Carumas), para uso de los valles de Moquegua e Ilo.

El campo de bombeo en las pampas de Huamajalso, a la fecha se viene implementando mediante la perforación de pozos tubulares de los que se espera obtener 200 lt/seg.; por lo tanto hay la urgencia de dotar los de energía, para lo cual hay dos soluciones factibles :

1. Mediante la construcción de una línea eléctrica de 33 KV de nivel de tensión, a partir de la subestación existente en Titijones del sistema SPCC - Aricota, con una longitud aproximada de 15 km.
2. Dotarla de energía, mediante una línea de 13.8 KV, a partir de la minicentral hidroeléctrica Carumas II; con una longitud aproximada de 14 km.

Etapa N° 2 Aprovechamiento del río Vizcachas.

La segunda etapa consiste en la derivación de las aguas del río vizcachas en Pasto Grande para incrementar la dotación del valle de Moquegua con un caudal de $2.7 \text{ m}^3/\text{seg.}$; cuyos componentes incluyen un reservorio en Pasto Grande, para que las aguas captadas sean conducidas por gravedad a través de un canal de aproximadamente 34 km., un túnel (Jachacuesta) de 7.5 km. de largo, y luego por cauce natural hasta su empalme con el sistema Huamajalso (Etapa N° 1). El tramo comprendido desde el reservorio hasta la salida del túnel mencionado corresponde al mismo que se encuentra descrito en el " Proyecto de Irrigación de Moquegua" de MKE. Desde este punto, las aguas discurren hacia las instalaciones descritas en la Etapa N° 1, por lo cual se eliminaría la construcción del túnel Irimoco de 10.5 Km. - considerado originalmente en el referido proyecto de MKE.

La otra parte de esta etapa consiste en el aprovechamiento de las cuencas de Huachunta y Chilota, mediante plantas de bombeo que permitan elevar el nivel de las aguas en aproximadamente 50 metros,

y apropiados acueductos; aportarían al canal que viene del reservorio de Pasto Grande en el abra de Condoriqueña un gasto estimado en $1 \text{ m}^3/\text{seg.}$

1.2 Objetivos y Alcance de la Investigación

1.2.1 Objetivos

El propósito de esta investigación es el desarrollo de un estudio de factibilidad para la construcción de una minicentral hidroeléctrica en el distrito de Carumas - Moquegua; para hacer frente a la demanda de energía eléctrica de la región, así como para proveer de energía al campo de Huamajalso y de esta forma aumentar la oferta hídrica en por lo menos 280 lt/seg.; producidos 200 lt/seg. - de los mismos por bombeo de aguas subterráneas y los restantes 80 lt/seg. por un ahorro por concepto de filtraciones, al mejorar la conducción de las aguas a la zona de servicio en la microregión Carumas (Huataraquena); cantidad que viene desaprovechándose a la fecha por la utilización de un canal de tierra (acequia) de una longitud de 10 Km.; gasto que podría recuperarse por el uso de apropiados canales que dispondría la citada minicentral hidroeléctrica.

1.2.2 Alcance

Los alcances de esta investigación, incluyen la planificación global del sistema hidroenergético, así como el diseño general de la minicentral hidroeléctrica Carumas II con sus respectivas líneas de transmisión y distribución. Abarcando los siguientes puntos, diseño de las obras civiles con detalles a nivel constructivo, diseño de las líneas de transmisión a nivel preliminar.

Alcanza también el estudio de otras alternativas sucedáneas a la planteada (Interconexión al sistema Aricota SPCC, Centrales Térmicas), Evaluación económica y social del proyecto así como posibles financiamientos para el mismo. Analizando de antemano la situación socio - económica de la región a servir; de igual manera todos los estudios complementarios que sustenten los objetivos y diseños planteados en los alcances anteriores, como son: estudios geológicos, topográficos, hidrológicos, etc.

CAPITULO N° II
PLAN DE DESARROLLO

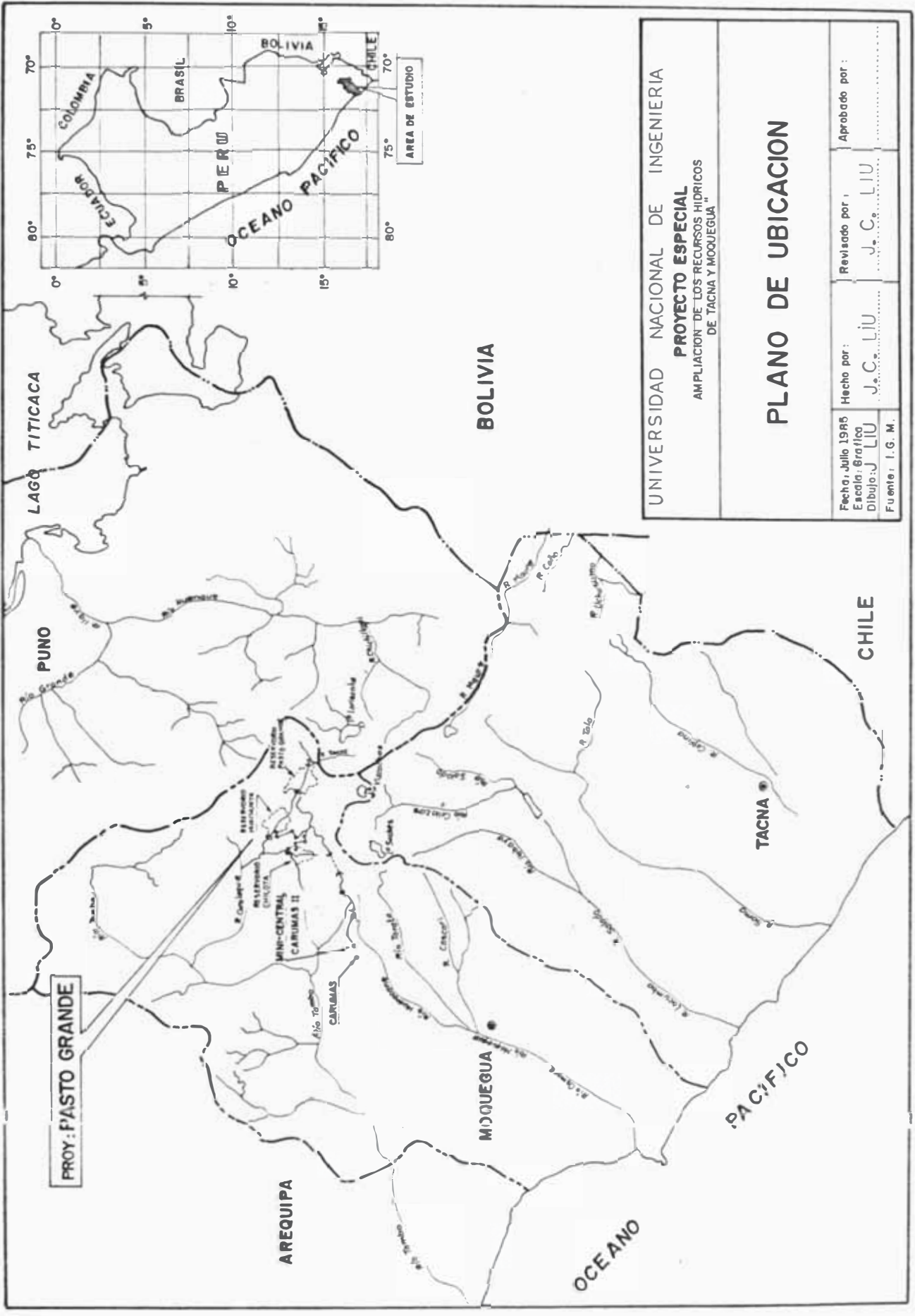
2.1 Ubicación y Descripción del Area del Proyecto

2.1.1 Ubicación del Area de Proyectos

El Proyecto se encuentra ubicado en :

Departamento	:	Moquegua
Provincia	:	Mariscal Nieto
Distrito	:	Carumas
Coordenadas	:	Long. 71° 21' 52" Lat. 16° 50' 27"
Altura	:	3000 - 4400 m.s.n.m.

Respecto a la microregión Carumas; ésta se encuentra ubicada al este de la capital del departamento de Moquegua, a una altura comprendida entre los 2500 y 5600 m.s.n.m. y cuyas coordenadas geográficas se sitúan entre los 16° 58' de latitud sur y los 70° 10' de longitud oeste, abarcando una superficie territorial de 3188 Km². Limita por el norte con el distrito de Matalaque, por el sur con el departamento -



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	
PROYECTO ESPECIAL AMPLIACION DE LOS RECURSOS HIDRICOS DE TACNA Y MOQUEGUA	
PLANO DE UBICACION	
Fecha: Julio 1985 Escala: Grafico Dibujo: J. LIU	Hecho por: J. C. LIU
Revisado por: J. C. LIU	Aprobado por: J. C. LIU
Fuente: I. G. M.	

de Tacna, por el este con el departamento de Puno y por el oeste con el distrito de Torata.

La microregión consta de los siguientes distritos con sus respectivos anexos y poblados.

Carumas : Carumas, Solajo , Ataspaya, Cambrune, Saylapa, somoa, Yaragua.

Cuchumbaya : Cuchumbaya, Huatalaque, Quebaya, Sacuaya, Soquesanuevo.

San Cristóbal : Calacoa, San Cristóbal, Muylaque, Sijuaya.

2.1.2 Descripción del Area de Proyecto.

El área del Proyecto se extiende desde una altiplanicie a 4400 m.s.n.m. que es la ladera occidental de la sierra, hasta una zona intermedia a 3550 m.s.n.m. La altiplanicie donde se encuentra el esquema de provisión de agua, es una zona árida a 4400 m.s.n.m.; se ubica la bocatoma, de allí se inicia el desarrollo de un canal alimentador con una longitud de 2900 m. el mismo que luego de atravesar una altiplanicie de 1,000 m. de longitud; bordeará por la ladera del cerro San Pedro los restantes 1900 metros lineales. Al llegar frente a la zona de Putintaca, se presenta una caída óptimamente aprovechable hasta los 400 metros de diferencia de cotas, la misma que se utilizará para la generación de 750 Kw.

Las aguas serán devueltas al canal Huataraquena, que es un canal de tierra (acequia) que discurre 80 metros por debajo de la altura adoptada para la minicentral. Con la entrega de las aguas en este punto se ahorra un desarrollo de 10 Km. del canal Huataraquena con el con

siguiente ahorro de pérdidas de agua por filtración, que se estima en 80 lt/seg. Para proporcionar los 250 lt/seg. que es el actual caudal que discurre por dicho lugar.

Respecto a la distribución de la energía generada; se hará mediante dos líneas de transmisión de 13.8 Kv. de nivel de tensión, las mismas que partirán desde el patio de llaves o tableros de la minicentral; la primera línea parte con rumbo este, hacia la zona de las pampas de Huamajalso, distante 14 Km., la misma que dotará de 250 Kw. de potencia al campo de bombeo que allí se instalará, para la extracción de aguas subterráneas entre las zonas de Incalaya y Chaullapujo.

Asimismo, partirá una línea de transmisión de igual nivel de tensión, con una longitud de 6 Km. la que conectará con el sistema de distribución que parte de la actual minicentral Carumas I.

2.2 Esquema del Plan de Desarrollo

2.2.1 Esquema del Abastecimiento de Agua

Este Proyecto, consiste en retirar un gasto de 250 lt/seg a la salida del túnel Collpacota en los acueductos del Proyecto Huamajalso, cantidad que será entregada al valle de Carumas en compensación al caudal que captaban antes del proyecto Huamajalso en el río Carumas, aguas abajo de la bocatoma del proyecto. En cuanto al caudal ha utilizar en el proyecto hidroenergético Carumas II, se tuvo en cuenta una segunda alternativa que consistía en retirar del canal de Huamajalso 350 lt/seg. en lugar de los 250 lt/seg. estipulados; con el fin de incrementar la potencia eléctrica a generar en la hidroplanta y de esta manera cubrir un mayor horizonte de la de -

manda de energía de la microregión. Pero por falta de disponibilidad del recurso hídrico se desestimó esta alternativa para no causar mayor detrimento al proyecto Huamajalso, el caudal de diseño se fijó en 250 lt/seg. Más bien el caudal de diseño del canal de alimentación se fijó en 350 lt/seg. pensando en el futuro cuando se implemente el proyecto Pasto Grande y exista una amplia disponibilidad del recurso hídrico.

2.2.2 Esquema del Proyecto Hidroeléctrico

Respecto al salto óptimo a utilizar, también se evaluó varias alternativas sobre la longitud del mismo; primando al final dos alternativas :

La primera que selecciona un salto bruto de 400 m.; esta alternativa fue aceptada porque permite obtener la mayor cantidad de potencia en forma óptima económicamente, esto debido a la topografía que es bastante aceptable presentando un ángulo de inclinación promedio respecto a la horizontal de 20°; además permite cubrir el diagrama de demanda total en por lo menos 15 años.

La segunda alternativa propone aumentar el salto bruto a utilizar; ya que el canal donde se realizará la descarga está a 80 m. más abajo del punto elegido para emplazar la hidroplanta. A pesar que esta alternativa tiene como principal ventaja el hecho de una mayor generación que nos permite cubrir un mayor horizonte del diagrama de demandas, esta alternativa se descartó por falta de recursos económicos que no permiten que se realice planificación a tan largo plazo. Además tiene como principal inconveniente, la pendiente topográfica en la parte baja que se desea extender, es muy suave llegando a ser

de 15° en promedio, con lo cual los costos por concepto de tubería forzada se incrementan notablemente, desvirtuando el concepto de economía por factor de escala que debía ser favorable a esta alternativa por su mayor capacidad instalada.

Respecto al nivel de tensión para las líneas de transmisión, este se fijó en 13.8 KV, teniendo en consideración la distancia y la potencia a transmitir; además se fijó en dicho nivel por la existencia de líneas de igual nivel de tensión en la región, situación que ayuda en las actividades de mantenimiento y repuestos para la línea.

CAPITULO III
ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

3.1 Demanda Actual

3.1.1 cuantificación del Consumo de Energía

La demanda actual de la microregión Carumas se analiza en base a un estudio desarrollado en forma más detallada sobre las fuentes de energía utilizadas en la microregión, la estructura del consumo y sus costos; todo ésto en base a la información sobre demografía, producción industrial, agroindustrial, actividad comercial, cargas especiales, fuentes de energía, grupos electrógenos existentes y consumo de combustibles. Datos proporcionados por los censos nacionales e informaciones a través de encuestas por la oficina de microregiones de CORDEMOQUEGUA. El cálculo de la demanda total de energía actual que se consume en la microregión "sin el proyecto" se realiza bajo los siguientes criterios: Se recopiló las características de los grupos electrógenos particulares existentes en la microregión, así como su potencia instalada, consumo de combustibles y horas de utilización; asimismo consumo de velas, pilas, carbón por familia y

por mes; proyectándose luego dichos valores en forma anual. Estos valores se multiplicaron por los factores de conversión de energía elaborados por ELECTROPERU-Convenio AID y se obtuvo los valores tabulados en el cuadro N° 1; respecto al consumo de leña, éste por constituir un rubro importante dentro del consumo de energía total y por ser difícil su cuantificación por medio de las encuestas; los valores tabulados se obtuvieron en base a un análisis energético que se detalla en 3.1.1.1.

3.1.1.1 Cuantificación del uso de la leña en la Microregion

El uso de la leña en la microregión está ligado a las actividades de cocina, higiene, panadería y lavandería, para lo cual se ha cuantificado su consumo por actividad de la siguiente manera:

Cocina	:	1.32 lb. de leña húmeda
Lavandería	:	0.77
Panadería	:	1.58
Higiene	:	1.32

4.99 ~ 5 lb/persona-día

Dicho consumo unitario multiplicado por el número de personas de la microregión que utilizan la leña (60%) durante todo el año (365 días) daría el consumo anual.

$$\text{Consumo Anual} = \frac{5 \text{ (lb/pers-día)} \times 365 \text{ (días)} \times 0.6 \text{ (8332)}}{2.2. \text{ (lb/Kg)}}$$

2.2. (lb/Kg)

$$\text{Consumo Anual} = 4'150,000 \text{ Kg.}$$

CUADRO N° 1

CONSUMO ACTUAL DE ENERGIA DE LA MICROREGION CARUMAS SIN EL PROYECTO

FUENTE	CANTIDAD ANUAL	UNIDAD	EQUIV./DE LA UNIDAD (Kw-h)	EFICIENCIA	FACTOR DE CONVERSION	CONSUMO DE ENERGIA (Kw-h)
Energía Térmica	30,125	Kw-h	1	1	1	30,150
Hidroenergía	38,160	Kw-h	1	1	1	38,160
Kerosene	15,000	Galones	36.82	0.18	6.6276	99,414
Petróleo	10,000	Galones	40.69	0.15	6.1035	61,035
Gasolina	3,000	Galones	33.776	0.12	4.0530	12,159
Velas (15 x 2 cms.)	100,000	Unidades	---	---	0.0280	2,800
Pilas Eléctricas	20,000	Unidades	---	---	0.0070	140
Carbón	25,000	Kilogramos	7.5581	0.231	1.7440	43,600
Leña (uso doméstico)	4'150,000	Kilogramos	4.1860	0.120	0.5023	2'084,545
Energía Solar	900	Kw-h	1	1	1	900
TOTAL :						2'372,903

3.1.2 Descripción de la utilización de las diferentes fuentes- de energía.

En lo referente a las diferentes fuentes de energía utilizadas en la microregión y la problemática; se hará una descripción a continuación :

- Energía Térmica .- La energía de este tipo se consume en las localidades de Cuchumbaya y San Cristóbal, en donde existen sendos grupos térmicos a petróleo, operados por ELECTROPERU (ELECTROSUR), cuya potencia instalada es de 17 Kw. por unidad, dando una potencia efectiva de 10 Kw. por grupo durante 5 horas de funcionamiento diario. El consumo de petróleo y el abastecimiento, que se dificulta en época de lluvia, no permiten una continuidad en el servicio, afectando la calidad del mismo.

- Hidroenergía .- El distrito de Carumas, cuenta con una minicentral Hidroeléctrica (Carumas I), con una capacidad instalada de 29 Kw., y una capacidad efectiva de 20 Kw.; funcionando sólo desde las 17 a 22 horas diariamente, esto por la disponibilidad del agua que es utilizada para otros fines antes y después de llegar a la hidropantta, dificultando su operación y continuidad de servicios.

- Kerosene .- El Kerosene en la microregión se utiliza generalmente en las cocinas a kerosene y cocinillas (primus) con que cuenta el 25% de la población; además se le utiliza en las lámparas a gas de kerosene para la iluminación doméstica y en menor escala en la refrigeración.

- Petróleo.- El Petróleo como uso doméstico, se le utiliza en la calefacción durante la noche cuando la temperatura -
desciende; existen en algunas casas especialmente las de albergue para la gente foránea y empleados públicos; calefactores de construcción doméstica que funcionan a petróleo.

- Gasolina.- En la microregión existen alrededor de 10 grupos eléctricos (la mayoría marca Honda y Onan) cuyas potencias oscilan entre 8 y 3 H.P. los mismos que sirven para la generación eventual de energía, para uso particular, especialmente en las fechas de fiesta en la microregión, en donde la capacidad existente no se dá abasto. Dichos grupos funcionan con gasolina, que resulta de elevado costo en la zona, por el costo de transporte que demanda llevarla desde Moquegua, distante 140 Km. de la microregión.

- Velas.- El uso de velas en la microregión se restringe exclusivamente al de la iluminación de interiores, especialmente en las zonas rurales y en parte de la población urbana que no cuenta con servicio eléctrico; además sirve como previsión ante las frecuentes fallas en el servicio eléctrico actual.

- Pilas Eléctricas.- Existe en la microregión una proliferación de radios y equipos portátiles de fabricación japonesa, que son adquiridos a bajo costo en los departamentos de frontera, los cuales funcionan utilizando pilas secas de 1.5 volts.; y sirven para la recreación e información de los pobladores del lugar.

- Carbón .- El Carbón, encuentra utilización en las actividades de cocina, estando muy poco difundido su uso y explota -

ción, a pesar de que la zona contiene muchas reservas carboníferas , que la hizo objeto de estudio por la oficina proyecto Alto Chicama - de ELECTROPERU el año 1983, a fin de implementar una minicentral térmica en la zona; posibilidad que fué desestimada por el momento, puesto que dichas instalaciones sólo resultan rentables cuando cubren demandas superiores a los 5 MW. situación que aún no se dá en la región.

- Leña .- Se utiliza leña de ciertos árboles que crecen en la zona alta de la microregión como son : los molles, keños, arbustos espinosos (curis), y malezas leñosas como el "chillihua", - además de ciertos arbustos como los tolares y la yareta; que son utilizados para diversas actividades energéticas que van desde la cocina doméstica, en hornos para la elaboración del pan, para la calefacción e Higiene de amplios sectores de la población, que alcanzan un 65% de la misma.

- Energía Solar .- Esta forma de energía aprovechable mediante técnicas de avanzada, aún no muy difundidas en el país, encuentra utilización en la microregión, especialmente en lo que se refiere a radio y TV.; existen tres radios de banda localista- de propiedad de CORDEMOQUEGUA, que permiten la comunicación de la ciudad de Moquegua con cada distrito de la microregión, y dichos - equipos son dotados de energía por celdas solares que se hallan instaladas para el efecto. Además la misma CORDEMOQUEGUA, viene ejecutando un proyecto de televisión en la zona (canal 7 TV.), en el cual se montará a muy corto plazo una repetidora de televisión de 10 Watts de potencia que dará cobertura a toda la microregión y será abastecida con energía proporcionada por celdas solares.

3.1.3 Demanda actual de energía susceptible a ser sustituida -
con la hidroenergía del proyecto.

En el cuadro ° 2, se identifica la parte de energía posible de ser sustituida "con el proyecto", a partir de los siguientes supuestos :

- Se podrá sustituir el 100% de la energía generada con petróleo o gasolina dentro de la microregión, también se piensa sustituir el total de la hidroenergía generada actualmente, ya que son muchos los inconvenientes que ocasiona el funcionamiento de la actual - hidroplanta; por lo que sería más conveniente su traslado a otras microregiones del departamento, donde existen condiciones óptimas para el uso del actual equipo. (como las microregiones de Chojata, Yunga, Ichuña, etc.)
- Para la energía producida con kerosene se consideró como factible de sustituir sólo el 6% de la demanda correspondiente; esto debido a que el bajo costo inicial de los aparatos de cocina a kerosene seguirán fomentando el uso del hidrocarburo; dejando ese pequeño margen de 6% para posibles sustituciones principalmente-- con pequeñas hornillas eléctricas y para funciones de alumbrado y refrigeración.
- Para el caso de las pilas eléctricas que se usan generalmente para radios, tocadiscos y grabadoras a cassettes, se supone que se sustituirán en el orden de un 85%, por energía eléctrica proveniente del proyecto, debido a que en general estos artefactos - tienen incorporado el sistema para ser utilizado por corriente-- alterna, requiriéndose una mínima inversión para aprovechar los

CUADRO N° 2

DEMANDA DE LA ENERGIA SUSCEPTIBLE A SER SUSTITUIDA CON LA ENERGIA DEL
 PROYECTO DE LA MICROREGION

FUENTE	DEMANDA ANUAL DE ENERGIA (Kw-h)	PORCENTAJE SUSTITUIBLE	DEMANDA CUBIERTA POR EL PROYECTO (Kw-h)
Energía Térmica	30,150	100%	30,150
Hidroenergía	38,160	100	38,160
Kerosene	99,414	6	5,960
Petróleo	61,035	80	48,830
Gasolina	12,159	100	12,159
Velas	2,800	70	1,960
Pilas Eléctricas	140	85	120
Carbón	43,600	3	1,310
Leña (uso doméstico)	2'084,545	2	41,690
Energía Solar	900	100	900
TOTAL :			181,240

bajos costos por Kw-h "con el proyecto", comparados con el alto costo por Kw-h proporcionado por las pilas eléctricas.

- Para la leña de uso doméstico, se ha considerado que un 2% de su demanda energética correspondiente, es susceptible a ser sustituida por energía del proyecto; esto más que todo en las actividades de cocina.
- Referente al uso de las velas; estas serían sustituidas en un 70% con energía del proyecto, limitándose su uso a las apartadas zonas rurales donde demorará en llegar las redes eléctricas con la energía del proyecto.
- El petróleo para uso doméstico en las actividades de calefacción, se ha previsto que puede ser sustituido hasta en un 80% de su demanda correspondiente.
- En lo que concierne a la energía solar, esta tendrá que ser sustituida totalmente por la energía del proyecto, ya que no se justifica su uso en las zonas urbanas donde existe energía barata y confiable; esto por la incapacidad de las celdas para proporcionar energía permanente y por la incomodidad del espacio demandado por sus instalaciones.

3.2 Previsión de la Demanda en el Proyecto.

Para el estudio de la Demanda Eléctrica de la Región, se hará uso de los Estudios de Mercado que aparece en el V Proyecto de Energía Eléctrica del Perú, presentado por la firma consultora canadiense MONTREAL ENGINEERING (OVERSEAS) LIMITED MONENCO, tal como allí se indica, su aplicación es recomendable a localidades con una pobla -

ción estimada en 1978 menor a 20,000 habitantes.

3.2.1 Sector Doméstico y Alumbrado Público

3.2.1.1. Pronóstico de Población

Se ha tenido en cuenta la información censal de los años 1961 y 1981, en cuanto a datos de población e índices de crecimiento se refiere. Para ello se analizó los datos globales de población considerándola como población exclusivamente urbana, por la tendencia a conformar un centro poblacional más unificado, cuando se realicen trabajos de electrificación en la zona.

LOCALIDAD	POBLACION 1961	POBLACION 1972	POBLACION 1981
Carumas	3,990	3,863	3,853
Cuchumbaya	1,881	1,838	1,809
Sn. Cristóbal	2,483	2,602	2,670

En la estimación de las tasas de incremento poblacional para los años especificados, estas resultan negativas, con excepción del distrito de San Cristóbal, cuya tasa máxima para el período 61-81 es de 0.36%.

Para este caso el método MONENCO aconseja utilizar la tasa de 1% común para todos los años de la proyección

LOCALIDAD (1)	1986	1991	1996	2001	2006	2011
Carumas	3853	4050	4256	4473	4701	4941
Cuchumbaya	1809	1901	1998	2100	2207	2320
Sn. Cristóbal	2670	2806	2949	3100	3258	3424
POB. TOTAL	8332	8757	9203	9673	10166	10685

(1) Tasa Considerada 1%.

3.2.1.2. Pronóstico del Número de Viviendas

Relacionado los datos de pronósticos de población con la relación de habitantes por vivienda registrada en el censo de 1981 tenemos los siguientes resultados :

LOCALIDAD	R h/v	1986	1991	1996	2001	2006	2011
Carumas	3.85	1000	1052	1105	1162	1221	1283
Cuchumbaya	3.89	465	489	514	540	567	596
Sn.Cristóbal	3.94	678	712	748	786	827	869

3.2.1.3 Pronóstico del Número de Abonados Domésticos.

El número de abonados domésticos, se determina en función del número de vivienda multiplicado por el coeficiente de electrificación respectivo (Curva B-2, lámina # 4).

LOCALIDAD	1986	1991	1996	2001	2006	2011
Carumas	420	568	718	784	855	911
cuchumbaya	195	264	334	365	397	423
Sn.Cristóbal	285	384	486	531	579	617

a) Pronóstico de Consumos Unitarios (Y).

Para el pronóstico de consumos unitarios para el sector doméstico y alumbrado Público se utilizará proyección - exponencial de la forma $Y = a (X)^b$; donde a, b son parámetros calculados, y (X) es el número de abonados domésticos anteriormente calculado. Para este caso se han tomado los siguientes valores :

LOCALIDADES

Carumas :

$$Y = 74.9688 X^{0.3293}$$

Cuchumbaya :

$$Y = 74.9688 X^{0.3293}$$

San Cristóbal :

$$Y = 74.9688 X^{0.3293}$$

Obteniendo los siguientes resultados :

LOCALIDAD	1986	1991	1996	2001	2006	2011
Carumas	548	605	654	673	692	707
Cuchumbaya	426	470	508	523	538	549
Sn.Cristóbal	482	532	575	592	609	622

3.2.1.4 Consumo Neto de Energía de los Sectores Doméstico y Alumbrado Público (Kw-h).

El consumo integrado de los sectores domésticos y Alumbrado Público, resulta del producto de los consumos unitarios por el número de abonados en cada caso.

LOCALIDAD	1986	1991	1996
Carumas	230,160	343,640	469,572
Cuchumbaya	83,070	124,080	169,672
Sn. Cristóbal	137,370	204,288	279,450

LOCALIDAD	2001	2006	2011
Carumas	527,632	591,660	644,077
Cuchumbaya	190,895	213,586	232,227
Sn. Cristóbal	314,352	352,611	383,774

3.2.2 Sector Comercial.

3.2.2.1 Pronóstico del Número de Abonados Comerciales.

Tomando en consideración, los valores descritos y recomendados en la metodología aplicada por ELECTROPERU se tomaron en cuenta los siguientes datos :

LOCALIDADES RELACION ENTRE NUMERO DE
ABONADOS DOMESTICOS Y NU-
MERO DE ABOGADOS COMERCIA
LES

Carumas	7
Cuchumbaya	7
San Cristóbal	7

Obteniéndose los siguientes resultados :

LOCALIDAD	1986	1991	1996	2001	2006	2011
Carumas	60	81	103	112	122	130
Cuchumbaya	28	38	48	52	57	60
Sn. Cristóbal	41	55	69	76	83	88

3.2.2.2 Consumo Unitario Comercial.

Teniendo presente los valores recomendados por la metodología citada se tomó en cuenta :

LOCALIDAD	C. UNITARIO COMERCIAL
	C. UNITARIO DOMESTICO Y A.P.
Carumas	1.05
Cuchumbaya	1.05
San Cristóbal	1.05

Dando por resultado :

LOCALIDAD	1986	1991	1996	2001	2006	2011
Carumas	575	635	687	707	727	742
Cuchumbaya	447	493	533	549	565	576
Sn.Cristóbal	506	559	604	622	639	653

3.2.2.3 Consumo Neto de Energía en el Sector Comercial -
(Kw-h).

El consumo neto se obtiene multiplicando el número de abonados comerciales por su respectivo consumo unitario.

LOCALIDAD	1986	1991	1996
Carumas	34,500	51,435	70,761
Cuchumbaya	12,516	18,734	25,584
Sn. Cristóbal	20,746	30,745	41,676

LOCALIDAD	2001	2006	2011
Carumas	79,184	88,694	96,460
Cuchumbaya	28,548	32,205	34,560
Sn. Cristóbal	47,272	53,037	57,464

3.2.3 Consumo Neto en el Sector Industrial.

No se contempla demanda alguna en el sector industrial, porque el método así lo estipula para este tipo de regiones, a pesar que existe posibilidad de incentivar y crear agro-industria.

3.2.4 Consumo Neto de Energía de Cargas Especiales (Kw-h).

Como consumo de energía de cargas especiales se ha considerado las demandas correspondientes a Comisarías, Postas Médicas, - Colegios, Iglesias, Locales Comunales, Retransmisores de TV, etc.

Este consumo a diferencia del método de MONENCO, se ha considerado - como un 3% de la suma del consumo doméstico y alumbrado público mas el consumo comercial. Los resultados son :

LOCALIDAD	1986	1991	1996
Carumas	7,940	11,852	16,210
Cuchumbaya	2,868	4,284	5,858
Sn. Cristóbal	4,743	7,051	9,634

LOCALIDAD	2001	2006	2011
Carumas	18,204	20,411	22,216
Cuchumbaya	6,583	7,374	8,004
Sn. Cristóbal	10,849	12,169	13,237

3.2.5 Consumo Neto Total de Energía (Kw-h).

El consumo neto total de energía por localidad resulta de la suma aritmética de los consumos netos de los sectores domésticos- alumbrado público más comercial y más cargas especiales.

LOCALIDAD	1986	1991	1996
Carumas	272,600	406,927	556,543
Cuchumbaya	98,454	147,098	201,114
Sn. Cristóbal	162,859	242,084	330,760
TOTAL :	533,913	796,109	1'088,417

LOCALIDAD	2001	2006	2011
Carumas	625,020	700,765	762,753
Cuchumbaya	226,026	253,165	274,791
Sn. Cristóbal	372,473	417,817	454,475
TOTAL :	1'223,519	1'371,747	1'492,019

3.2.6 Consumo Bruto Total de Energía (Kw-h).

Se obtiene como resultado de sumar al consumo neto total de energía, las pérdidas respectivas.

Estas pérdidas al nivel de transmisión y distribución se han considerado como un 10% del consumo neto total.

LOCALIDAD	1986	1991	1996
Carumas	299,860	447,620	612,197
Cuchumbaya	108,299	161,808	221,225
Sn. Cristóbal	179,145	266,292	363,836
TOTAL :	587,304	875,720	1'197,258

LOCALIDAD	2001	2006	2011
Carumas	687,522	770,841	839,028
Cuchumbaya	248,629	278,481	302,270
San Cristóbal	409,720	459,599	499,922
TOTAL :	1'345,871	1'508,921	1'641,220

3.2.7 Maxima Demanda de Potencia (KW).

La máxima demanda de potencia de cada localidad analizada resulta de dividir el consumo bruto de energía entre el número de horas de utilización de la máxima demanda. Los rangos en que se considera variarán linealmente los valores de las horas de utilización son :

LOCALIDAD	HORAS DE UTILIZACION (1986 - 2013)
Carumas	2,430 - 3,000
Cuchumbaya	2,125 - 2,600
San Cristóbal	2,125 - 2,600

3.2.7.1 Pronóstico de las horas de utilización.

El número de horas de utilización para cada localidad, será :

LOCALIDAD	1986	1991	1996	2001	2006	2011
Carumas	2430	2528	2627	2725	2823	2921

LOCALIDAD	1986	1991	1996	2001	2006	2011
Cuchumbaya	2125	2207	2289	2370	2452	2534
Sn. Cristóbal	2125	2207	2289	2370	2452	2534

3.2.7.2 Pronóstico de Máxima Demanda (KW).

Los resultados en la determinación de máxima demanda, serán :

LOCALIDAD	1986	1991	1996	2001	2006	2011
Carumas	123	177	233	252	273	287
Cuchumbaya	51	73	97	105	114	119
San Cristóbal	84	121	159	173	187	197
TOTAL :	258	371	489	530	574	603

Los resultados finales por localidad, se especifican en los cuadros N° 3, 4 y 5 que se muestran a continuación.

3.3 Demanda de los Pozos de Agua Subterránea.

Los Pozos de Bombeo de Agua Subterránea a implementar en la pampa de Huamajalso, se prevee que serán mínimo de dos; con una profundidad de 100 metros, un nivel estático de las aguas a 50 metros, y un nivel dinámico de 80 metros; a fin de obtener 100 lt/seg. de cada uno de los pozos.

3.3.1 Cuantificación de la potencia consumida por cada bomba.

El tipo de bomba que se utilizará, bombas turbina tipo -

vertical para pozo profundo de varias etapas (cinco como mínimo); - las mismas que darán la potencia hidráulica necesaria para elevar el líquido hasta un canal de descarga que estará 2m. por encima de la bomba. Este tipo de bomba, para la potencia hidráulica que se necesita y por ser impulsadas por motor eléctrico, presentan una eficiencia global igual a 0.71 (Ref.: Manual de bombas Tyler Hicks), por lo que cada grupo absorberá la siguiente potencia eléctrica.

$$P = \frac{\gamma Q H}{100 \eta}$$

Donde :

γ = Peso específico del agua a 10 C = 1000 kg/m³.

Q = Caudal a bombear en m³/s. = 0.1

H = Altura total de bombeo = 82 m.

η = Eficiencia global = 0.71

P = Potencia absorbida por grupo en Kw.

reemplazando valores :

$$P = 115 \text{ Kw.}$$

3.3.2 Cálculo de las pérdidas de energía.

Se considerará un 10% de pérdidas por transmisión y distribución, lo que dará un consumo global de las dos bombas de 230 Kw. y una potencia de pérdidas de 23 Kw.

3.3.3 Cálculo de la máxima demanda de potencia (Kw).

Desde que ambas bombas funcionaran en servicio continuo,- durante los meses de mayo a diciembre (meses de estiaje), el factor-

de simultaneidad será igual a 1; con un factor de carga de igual valor por lo tanto se tendrá que la máxima demanda de potencia sera igual a la suma de lo absorbido por las dos bombas más las pérdidas, lo que daría :

$$MD = 253 \text{ kw.}$$

3.3.4 Cálculo de la energía a consumir. (Kw-h).

Para un factor de carga igual a la unidad, con una máxima demanda de 253 Kw.; conderando además un funcionamiento contínuo de 18 horas diarias, para un período de 8 meses al año (mayo a di - ciembre), la energía consumida, será :

$$E = 253 \times 1 \times 18 \times 8 \times 30 = 1'092,960 \text{ Kw-h.}$$

3.4 Demanda Máxima total (Kw).

La demanda máxima total susceptible a ser cubierta en forma total o parcial mediante la energía generada con el proyecto, involuca la máxima demanda de la microregión, más la demanda máxima de las plantas de bombeo a instalar en la pampa de Huamajalso, la que en resumen, sería :

AÑO	1986	1991	1996	2001	2006	2011
Máxima Demanda (Kw.)	511	624	742	783	827	856

CUADRO N° 3

LOCALIDAD : CARUMAS

	1986	1991	1996	2001	2006	2011
- Consumo Doméstico y Alumbrado Público (Kw-h)	230,160.	343,640.	469,572.	527,632.	591,660.	644,077.
- Consumo Comercial (Kw-h)	34,500.	51,435.	70,761.	79,184.	88,694.	96,460.
- Cargas Especiales (Kw-h)	7,940.	11,852.	16,210.	18,204.	20,411.	22,216.
- Consumo Neto Total (Kw-h)	272,600.	406,927.	556,543.	625,020.	700,765.	762,753.
- Pérdidas (Kw-h)	27,260.	40,693.	55,654.	62,502.	70,076.	76,275.
- Consumo Bruto Total (Kw-h)	299,860.	447,620.	612,197.	687,522.	770,841.	839,028.
- Horas de Utilización	2,430.	2,528.	2,627.	2,725.	2,823.	2,921.
- Máxima Demanda de Potencia (Kw)	123.	177.	233.	252.	273.	287.
- Consumo per-cápita (W/Habitantes)	32.	44.	55.	56.	58.	58.

CUADRO N° 4

LOCALIDAD : CUCHUMBAYA

	1986	1991	1996	2001	2006	2011
- Consumo Doméstico y Alumbrado Público (Kw-h)	83,070.	124,080.	169,672.	190,895.	213,586.	232,227.
- Consumo Comercial (Kw-h)	12,516.	18,734.	25,584.	28,548.	32,205.	34,560.
- Cargas Especiales (Kw-h)	2,868.	4,284.	5,858.	6,583.	7,374.	8,004.
- Consumo Neto Total (Kw-h)	98,454.	147,098.	201,114.	226,026.	253,165.	274,791.
- Pérdidas (Kw-h)	9,845.	14,710.	20,111.	22,603.	25,317.	27,479.
- Consumo Bruto Total (Kw-h)	108,299.	161,808.	221,225.	248,629.	278,481.	302,270.
- Horas de Utilización	2,125.	2,207.	2,289.	2,370.	2,452.	2,534.
- Máxima Demanda de Potencia (Kw)	51.	73.	97.	105.	114.	119.
- Consumo per-cápita (W/Habitante)	28.	38.	48.	50.	52.	52.

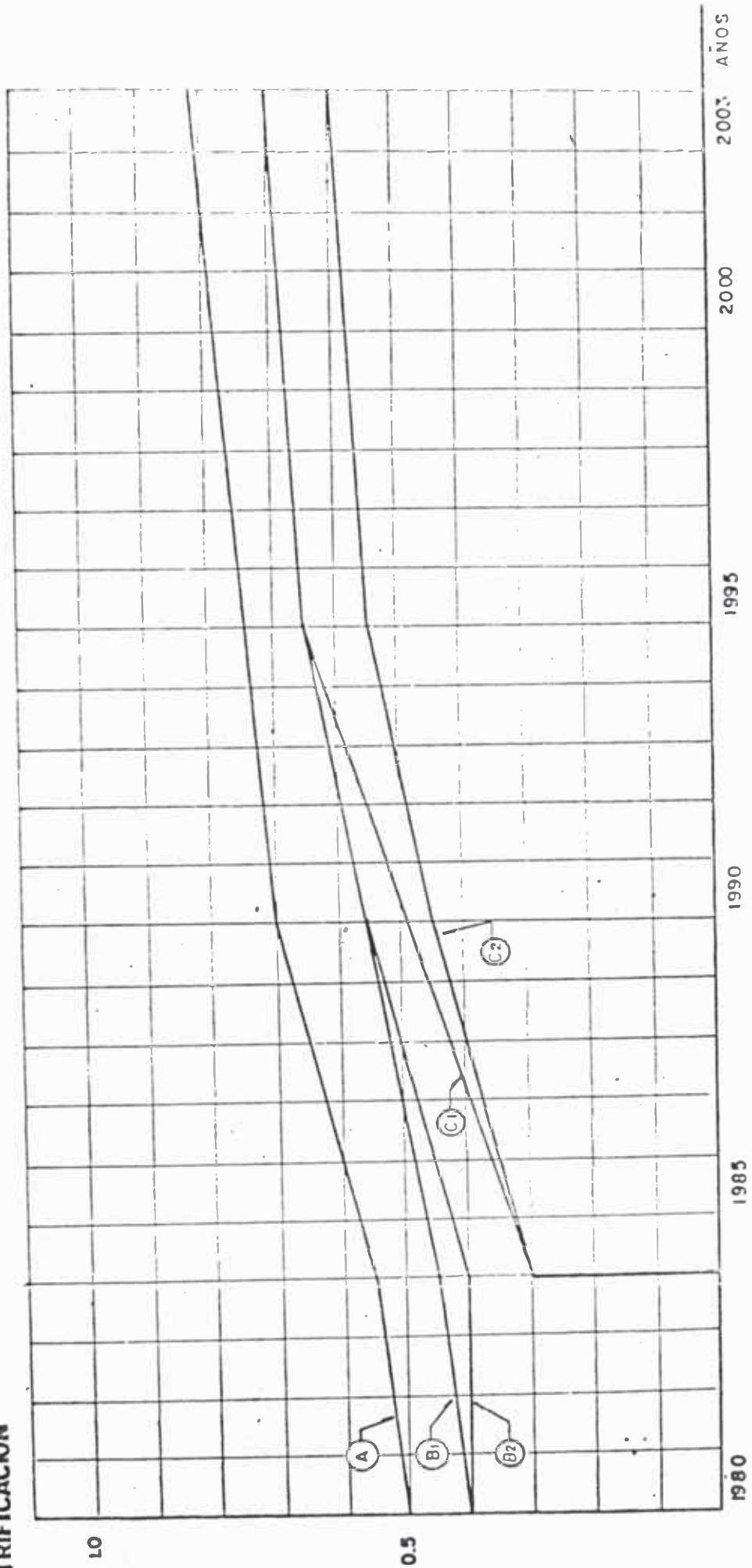
CUADRO N° 5

LOCALIDAD : SAN CRISTOBAL

	1986	1991	1996	2001	2006	2011
- Consumo Doméstico y Alumbrado Público (Kw-h)	137,370	204,288	279,450	314,352	352,611	383,774
- Consumo Comercial (Kw-h)	20,746	30,745	41,676	47,272	53,037	57,464
- Cargas Especiales (Kw-h)	4,743	7,051	9,634	10,849	12,169	13,237
- Consumo Neto Total (Kw-h)	162,859	242,084	330,760	372,473	417,817	454,475
- Pérdidas (Kw-h)	16,286	24,208	33,076	37,247	41,782	45,447
- Consumo Bruto Total (Kw-h)	179,145	266,292	363,836	409,720	459,599	499,922
- Horas de Utilización	2,125	2,207	2,289	2,370	2,452	2,534
- Máxima Demanda de Potencia (Kw)	84	121	159	173	187	197
- Consumo per-cápita (W/Habitante)	31	43	54	56	57	57

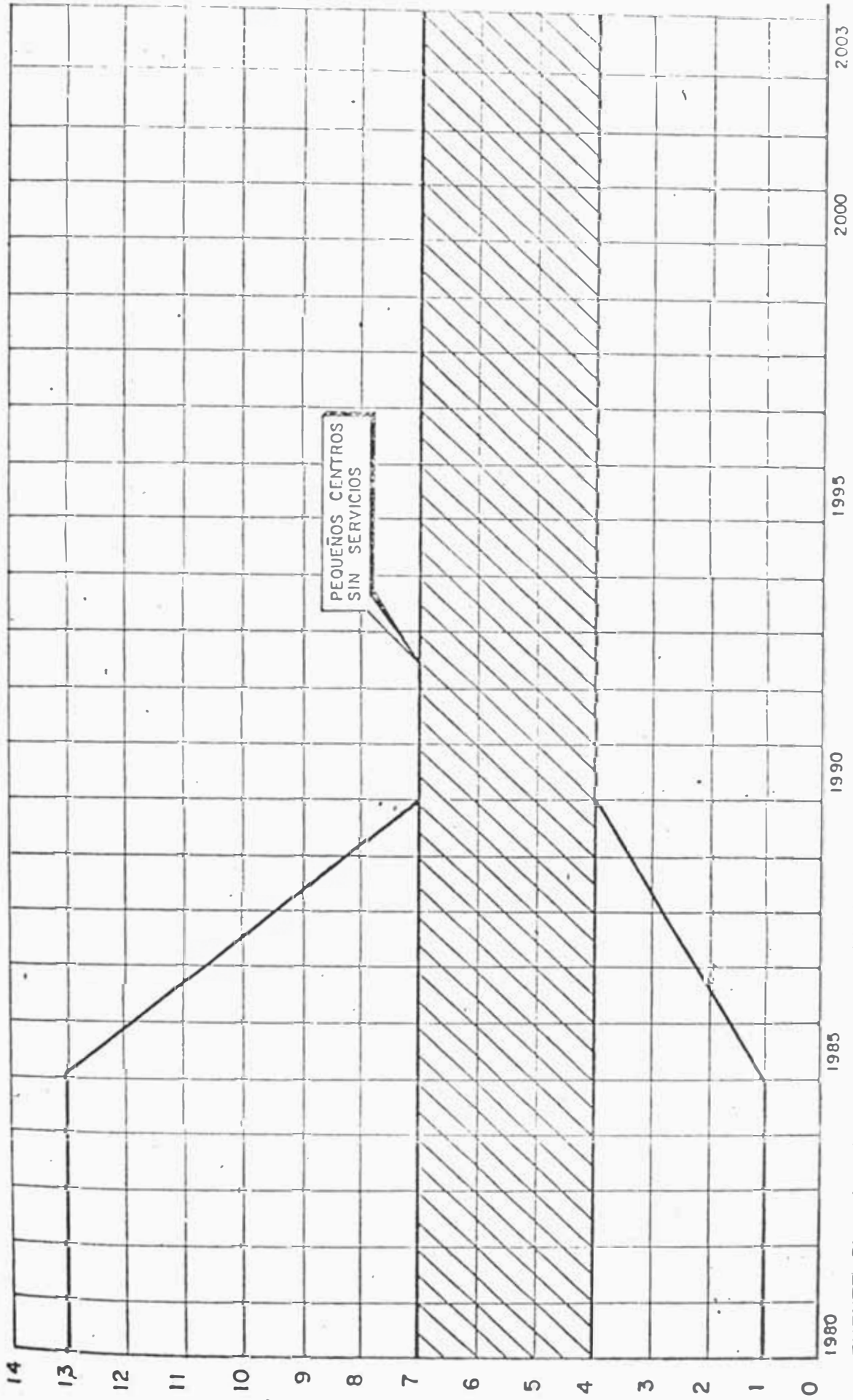
PRONOSTICO DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION



PRONOSTICO DE LA RELACION ENTRE EL NUMERO DE ABONADOS DOMESTICOS Y EL NUMERO DE ABONADOS COMERCIALES

N° DE ABONADOS DOMESTICOS
N° DE ABONADOS COMERCIALES

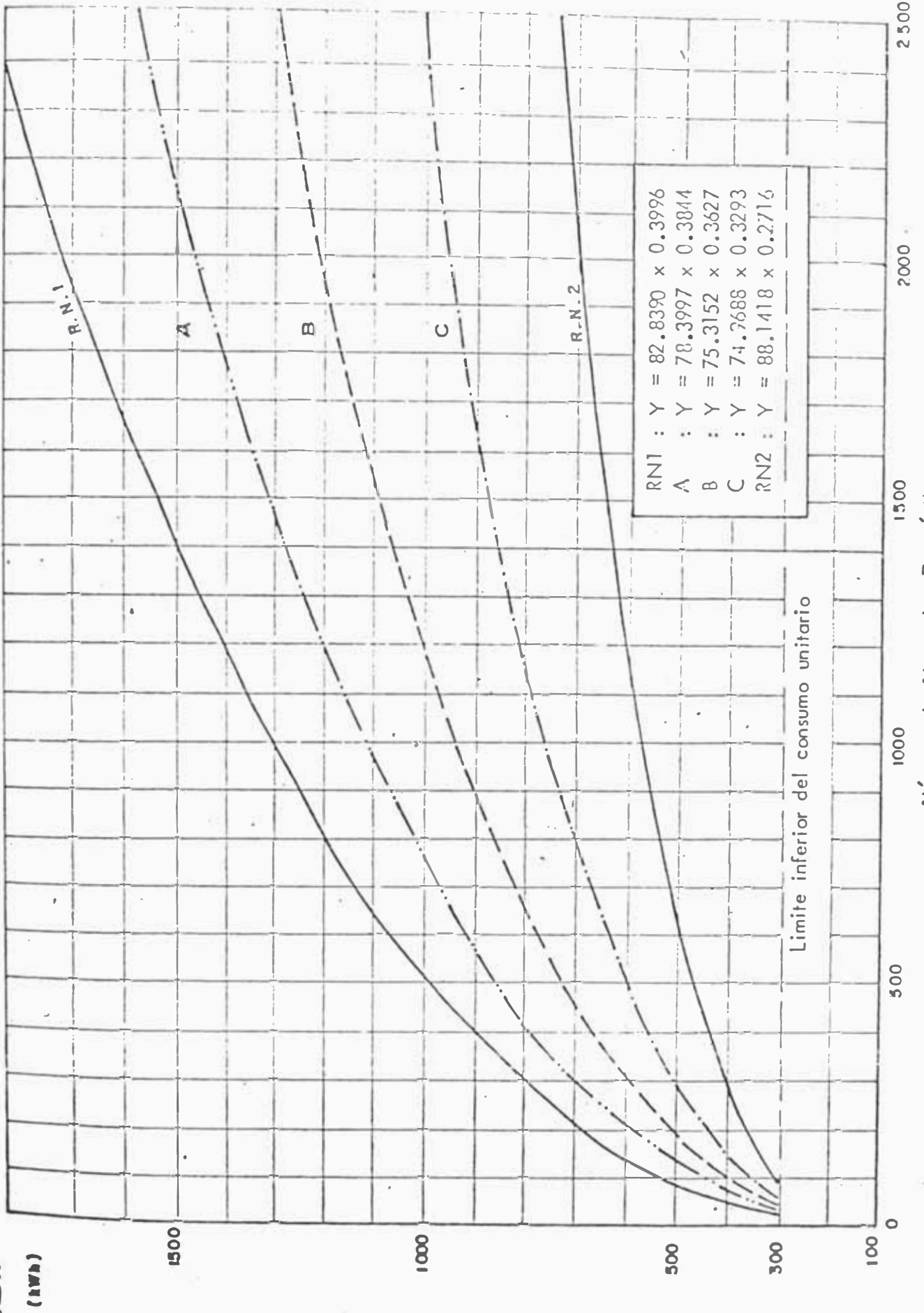


FUENTE: Direccion General de Electricidad

AÑOS

CONSUMO UNITARIO DOMESTICO Y ALUMBRADO PUBLICO VS. NUMERO DE ABONADOS DOMESTICOS

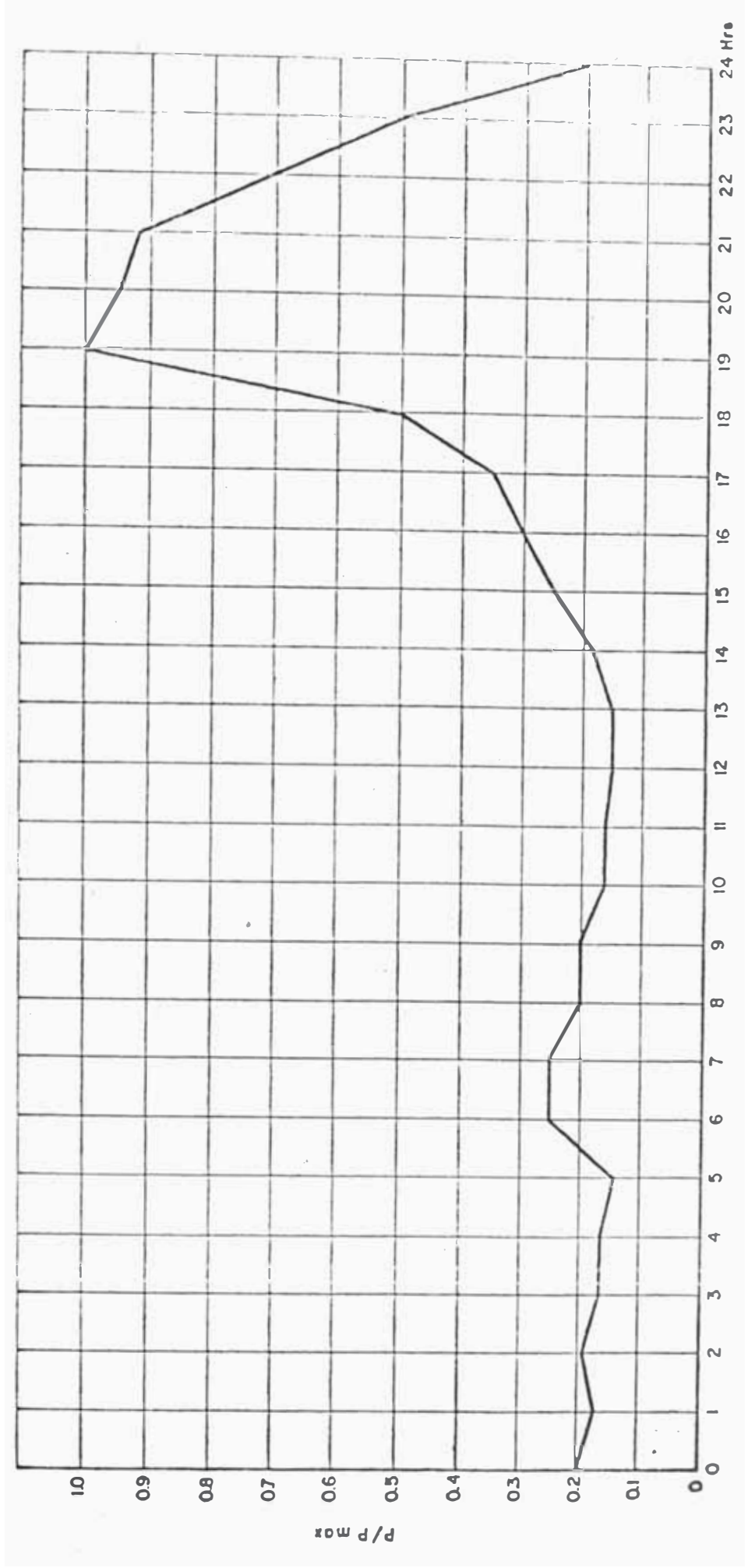
CONSUMO UNIT. DOM. Y ALUMBR. PUBLICO



Número de Abonados Domésticos

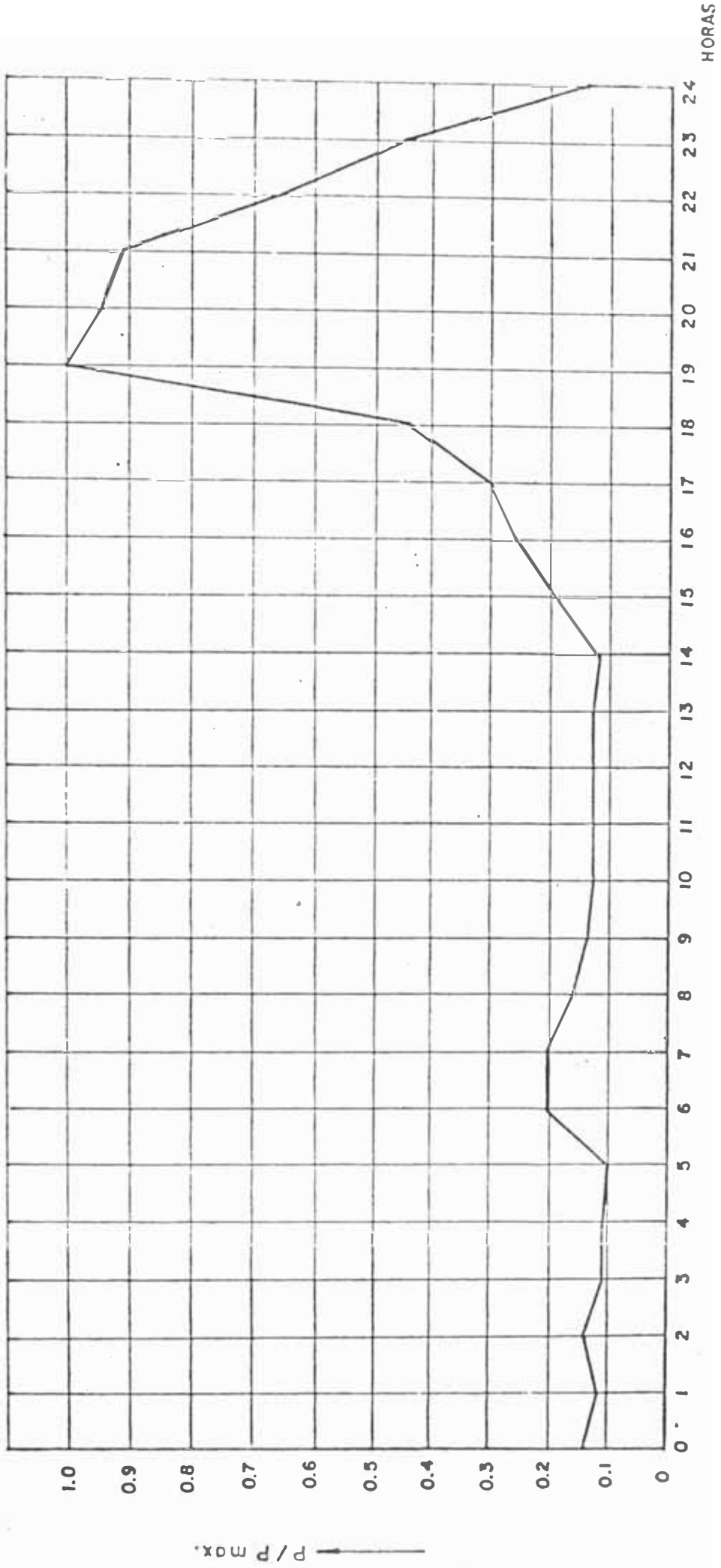
LAMINA Nº 7

DIAGRAMA DE CARGA UNITARIO
LOCALIDAD TIPO "B"
 $f_c = 0.342$



LAMINA Nº 8

DIAGRAMA DE CARGA UNITARIO
LOCALIDAD TIPO "C"
 $f_c = 0.30$



CAPITULO IV
DISEÑO Y EQUIPAMIENTO ELECTROMECHANICO

4.1 Determinación del número de etapas de equipamiento.

Se vió en el capítulo III, sobre estudio del mercado eléctrico, la curva de máxima demanda de potencia del pequeño sistema; dicha curva se presenta en la lámina N° 9, donde se esquematiza también las dos etapas de equipamiento que se han previsto, para cubrir el horizonte de demanda del sistema, en forma global por lo menos hasta el año 2010.

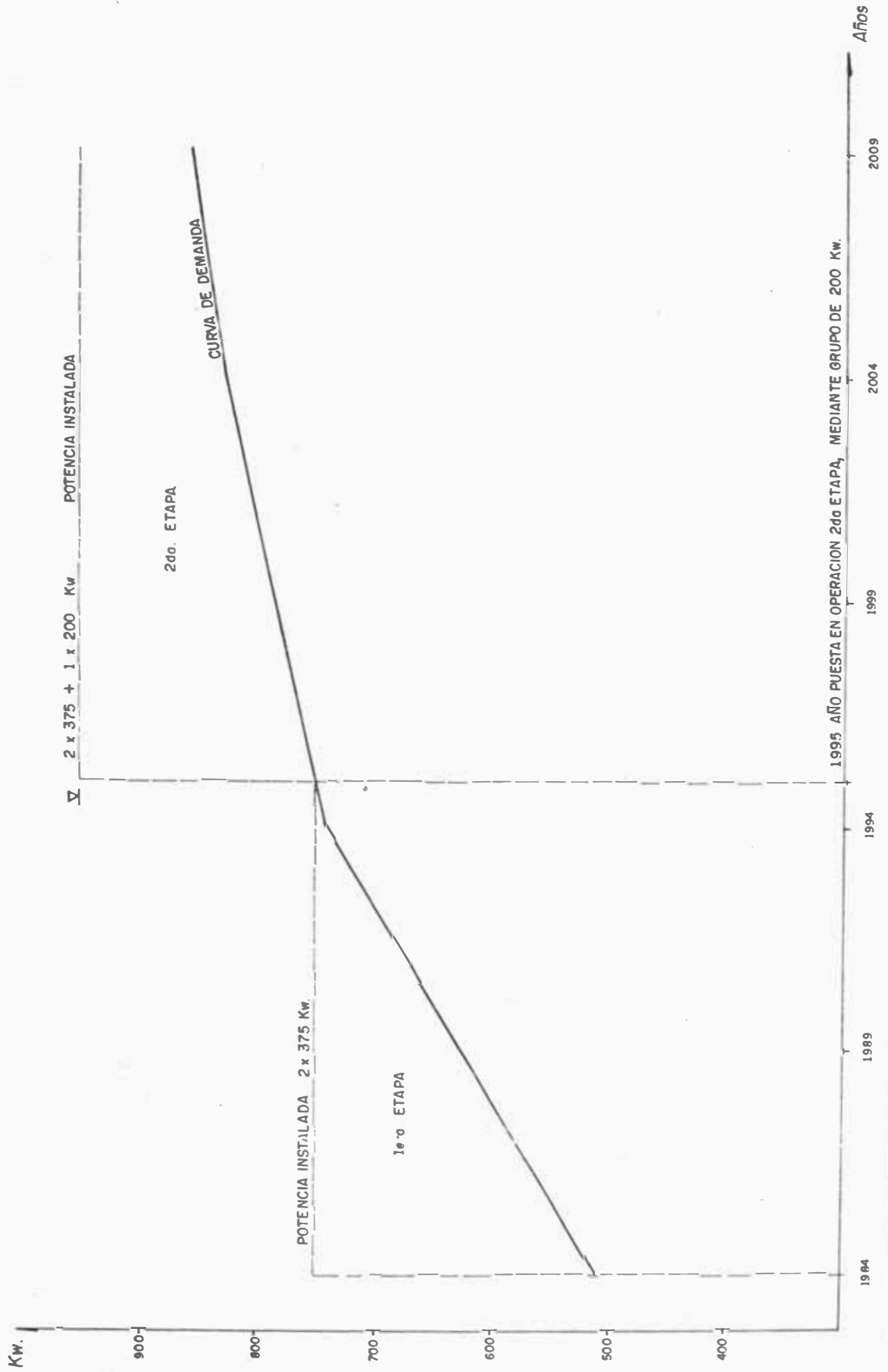
Los criterios que se tuvieron en cuenta, en la elección del número de etapas fueron :

- Económicos.

Se tuvo presente el fuerte costo inicial, que significa tratar de cubrir el diagrama de máxima demanda, en una sola etapa; dando por resultado poseer una gran capacidad instalada ociosa, durante mucho tiempo.

LAMINA Nº 9

ETAPAS DE EQUIPAMIENTO DE LA MINICENTRAL CARUMAS II



- Reserva futura.

El número de etapas que se adopte, deberá ser óptimo, tal que asegure una reserva para el futuro, de manera tal, se evite estar pensando continuamente en ampliar la planta, porque la capacidad quedó corta en relación a la demanda.

- Criterios técnicos.

A pesar de que el tipo de turbina seleccionado, asegura una buena eficiencia en funcionamiento a bajo porcentaje de carga, lo óptimo sería garantizar dicho funcionamiento a porcentajes cercanos al 100% de la carga nominal. A fin de obtener la mejor eficiencia. Por otro lado, se vió necesario que la potencia de los grupos a instalar en las diferentes etapas, esté en el mismo rango de potencia, para garantizar en el futuro un buen funciona - miento en paralelo.

4.2 Cálculo y selección de la Turbina y el Regulador

4.2.1 Generalidades.

La selección de las turbinas en pequeñas centrales hidro - eléctricas (menores a 5000 Kw.), se realiza en base a lo ofertado en el mercado; existen criterios de estandarización de cada fabricante, los mismos que sugieren el equipo más adecuado de la gama de turbi - nas en existencia. La estandarización se basa en que una turbina - puede operar a plena carga en un rango de H y Q, y además hacerlo con altas eficiencias con caudales menores al de diseño y velocidades ligeramente diferentes a su velocidad óptima. La idea de estandariza - ción para un fabricante de cualquier equipo es tener que fabricar -

siempre unidades iguales, a fin de facilitar su construcción, no necesitan herramientas especiales, racionalizar el uso de materiales, etc. Todo lo cual redundaría en menores costos. Algunos fabricantes, aún proveen un diseño individual para cada condición de caída y caudal, aumentando el costo y el tiempo de entrega, de tal manera que el costo que resulta de la eliminación del valor del tiempo empleado en un diseño individual, generalmente justifica el uso de un diseño existente.

Esta situación de estandarizar las turbinas, presenta las siguientes ventajas y desventajas desde el punto de vista del usuario:

Ventajas

- Facilidad y rapidez en la selección de la turbina, en base a las tablas que presenta cada fabricante.
- No se necesitan realizar diseños especiales, con el consiguiente ahorro de tiempo.
- Menores costos de adquisición
- Facilidad en la adquisición de repuestos
- Permiten constituir grupos hidroeléctricos estándar.

Desventajas.

- Generalmente se adquieren turbinas sobredimensionadas, por lo que obliga a efectuar mayores inversiones iniciales.
- La relación peso-potencia aumenta, porque una misma turbina puede generar varias potencias menores a la nominal.

- Las turbinas operan a bajos porcentajes de carga. El efecto se acentúa con el sobredimensionamiento de la turbina.
- Estar limitado a los equipos que ofertan los proveedores o fabricantes.

Con estas consideraciones, se puede afirmar que estandarizar turbinas es seleccionar o diseñar uno o varios tipos, modelos o tamaños de turbinas, estableciendo sus parámetros de funcionamiento dentro de límites de salto (H) y caudal (Q) pre-establecidos e incorporados a una línea de producción, de modo que, para una aplicación particular en que un determinado usuario, necesite adquirir una turbina con cualquier H y Q comprendido dentro de estos límites, se pueda seleccionar una, ofertada comercialmente, igual a la considerada como estandar y además se conozcan sus nuevas características de operación.

En el Perú actualmente se cuenta con tecnología adecuada para la fabricación de turbinas para pequeñas hidroplantas como es la del motivo de estudio. Con excepción del regulador de la turbina que es una de las partes más complicada y sofisticada que necesita importarse todavía; el resto se puede fabricar íntegramente en el país; existen compañías especializadas como ALGESA S.A. que está en capacidad de ofertar la maquinaria requerida por el proyecto.

4.2.2 Número de grupos a instalar.

La central de generación considerada en el estudio, será la principal fuente de electricidad para la microregión y el sistema en general. No se visualiza la posibilidad que en un futuro -

cercano se instale una red interconectada para traer electricidad de un sistema de distribución central. Mientras tanto la minicentral hidroeléctrica presentada, deberá satisfacer la demanda de carga, la misma que aumentará año a año. Por otro lado se necesitará realizar la actividad de mantenimiento preventivo y correctivo; en dichas ocasiones será necesaria la desconexión temporal del total o parte del suministro a los consumidores, lo que dependerá del número de equipos que hayan sido instalados. Otra de las razones que aboga por la instalación de un mayor número de equipos, es la que considera la obtención de una mejor eficiencia en la operación, el tener bastantes equipos facilita que los mismos siempre funcionen en su mejor rango de eficiencias.

En contrapartida a las razones expuestas, las desventajas que se obtienen con el aumento del número de grupos a instalar, se sintetizan en un aumento del costo total de los equipos y por una complicación en el diseño y operación de la minicentral, por lo que en este tipo de instalaciones se ha fijado el número de grupos en 6 como límite, esto por experiencias obtenidas.

Por lo tanto, conciliando todas las razones anteriores se a visto por conveniente fijar en 2 el número de grupos.

4.2.3 Tipo de turbina a seleccionar.

La velocidad específica ($n_s = \sqrt{N} H^{-5/4}$, donde $n = \text{RPM}$, $N = \text{CV}$, $H = \text{salto en m.}$) permite fijar un criterio racional para la elección del tipo más adecuado a las características de la instalación, que en los saltos de agua lo define el caudal y la altura. Hay que tener en cuenta que el número de revoluciones por minuto de

la turbina, que debe trabajar acoplada con el alternador, para suministrar la corriente a 60 ciclos/seg; ha de ajustarse a la fórmula conocida $n = 3600/p$, siendo p , el número de pares de polos. Es conveniente desde el punto económico de que las máquinas funcionan a elevado número de revoluciones para reducir el costo de los mismos.

En función del salto y velocidad específica se obtiene la siguiente gama de tipos de turbinas sujetas a selección :

CUADRO N° 6

ALTURA DE SALTO (m.)	VELOCIDAD ESPECIFICA (n_g)	TIPO DE TURBINA
800 a 400	18 a 25	Pelton con una tobera
400 a 100	26 a 35	Pelton con una tobera
800 a 400	26 a 35	Pelton con dos toberas
400 a 100	36 a 50	Pelton con dos toberas
400 a 100	51 a 72	Pelton con cuatro toberas
400 a 200	55 a 70	Francis lentísima

Ref. bibliográfica N° 41

Otros de los factores que determinan la selección de la turbina es el factor eficiencia de operación; del diagrama de carga típico del sistema y microregión, observamos que es un diagrama con un bajo factor de carga y una punta bastante pronunciada para la máxima demanda, por lo tanto el tipo de turbina a seleccionar debe tener buen

na eficiencia en un rango bastante grande de fluctuación de la carga.

Por las consideraciones expuestas, y visto que en nuestro caso se seleccionarán dos grupos, cada uno de los cuales con un caudal de 125 lt/seg., salto de 400 m., velocidad de 1800 RPM (Por velocidad-síncrona del alternador) y potencia nominal de 503 CV.; el valor de la velocidad específica n_s será igual a 23. Por lo tanto nuestra selección recae en una turbina Pelton con una tobera, que dicho sea de paso también posee buena eficiencia a diferentes porcentajes de carga. Por lo que todos los fabricantes por intermedio de sus ábacos y tablas, también las ofertan para este tipo de condiciones. (ver apéndice A, ábacos de algunos fabricantes).

4.2.4 Parámetros de funcionamiento.

En base a equipos existentes de óptimo funcionamiento, - las características mínimas solicitadas para los equipos, serán los siguientes :

a. Eficiencia.

La eficiencia hidráulica solicitada, sera :

- A 100% de carga	:	90%
- A 90% de carga	:	91%
- A 80% de carga	:	91%
- A 70% de carga	:	92%
- A 60% de carga	:	92%
- A 50% de carga	:	91%
- A 40% de carga	:	90%

- A 30% de carga : 88%
- A 20% de carga : 86%
- A 10% de carga : 80%
- A 5% de carga : 75%

b. Velocidad.

- Velocidad nominal : 1800 RPM
 - Velocidad de fuga : 3900 RPM
- admisible

c. Potencia.

- 375 KW. (503 CV)

4.2.5 Características constructivas.

- La carcasa debe ser construída de planchas de acero al carbono, soldada eléctricamente en forma estanca, será reforzada con platinas a fin de minimizar la vibración y debe incluir blindajes de acero inoxidable en las partes sujetas a erosión.
- El rotor Pelton será de acero inoxidable totalmente mecanizado , pulido y balanceado estática y dinámicamente para operar sin vibración a la velocidad de régimen.
- Los codos de entrada (Toberas), serán fundidas en aleación cromo-níquel con brida de fijación y asiento para varilla de aguja de bronce antifricción. Las varillas de las agujas se harán de acero inoxidable con puntas recambiables de acero al cromo endurecido, pulidos muy finamente.

Los cojinetes serán rodamientos de rodillos cónicos, adecuados para soportar los esfuerzos radiales y tangenciales que se susciten; con lubricación mediante graseras exteriores, y serán montados sobre acero de buena calidad (SAE 1045). Deberán garantizar una vida media no inferior a 50,000 horas.

- La volante que se deba colocar para completar el GD^2 necesario , será fabricada de plancha de acero, balanceada estática y dinámicamente
- El eje de soporte de la turbina será construido de acero de alta tenacidad e inoxidable, adecuado a los requerimientos de solici-tación de esfuerzos.
- Los deflectores del chorro serán de placa maciza de acero al man-ganeso.
- La turbina se suministrará conjuntamente con un junta de expan-sión, la misma que facilitará el montaje de la máquina, ya que ab-sorberá los pequeños desalineamientos entre el tubo de carga y la válvula de cierre. Asimismo permitirá el desmontaje rápido de la válvula ó la turbina, para su mantenimiento.

4.2.6 Dimensiones teóricas de la turbina.

A manera de obtener un conocimiento previo de las dimen-siones de la turbina a fin de tener mayores elementos de juicio en el caso de selección entre varios grupos de turbinas estandarizadas, es que se realiza el presente cálculo de las dimensiones principales, basadas en relaciones obtenidas en la práctica así como en estudios-teóricos, que han sido ensayados dando una óptima perfomance.

1. Cálculo de la altura neta exacta.

La altura estática es de : 399.76 m.

A dicha altura se le deducirá por concepto de pérdidas las siguientes cargas :

a. Pérdidas debidas a la entrada de agua a la tubería.

Considerando el abocinamiento que se realizará en la entrada, dichas pérdidas serán :

$$h_1 = 1.65 \frac{v^2}{2g}$$

Donde :

V = velocidad : 1.93 m/s.

$$h_1 = 0.31 \text{ m.}$$

b. Pérdidas a causa del rozamiento con las paredes de la tubería.

En el diseño de la tubería se cuantificó dicha pérdida, siendo igual a :

$$h_2 = 18 \text{ m.}$$

c. Pérdidas de carga en los codos y ángulos.

En los cambios de rasante y de dirección que experimenta la tubería de presión en su trayecto hacia las turbinas emplazadas en la casa de máquinas se suceden 9 cambios de dirección, los

mismos que forman ángulos menores de 20°, por lo que las pérdidas por este concepto serán :

$$h_3 = 9 \times \xi \frac{v^2}{2g}$$

Donde el valor del coeficiente ξ toma los siguientes valores en función del ángulo α de cambio de dirección :

α	20°	40°	60°	80°
ξ	0.046	0.139	0.364	0.740

$$h_3 = 0.08 \text{ m.}$$

d. Pérdida de carga por derivación de un colector para la turbina.

Esta pérdida se cuantifica por la siguiente fórmula:

$$h_4 = \frac{v_a^2 - v^2}{2g} + 0.54 \frac{v_a^2}{2g}$$

Donde :

v_a = Velocidad en la derivación para un caudal de 125 lt/seg. en un tubo de 10": 2.47 m/seg.

$$h_4 = 0.29 \text{ m.}$$

e. Pérdida de carga en las válvulas

Según Weisbach, dicha pérdida será :

$$h_5 = K V^2 / 2g.$$

considerando una válvula tipo esférica, el valor de K será igual a 0.52, y la pérdida será :

$$h_5 = 0.16 \text{ m.}$$

f. Pérdidas de carga a la salida.

Dicha pérdida, es igual a :

$$h_6 = V^2 / 2g$$

por lo tanto :

$$h_6 = 0.31 \text{ m/seg.}$$

Por lo que la altura neta obtenida por la diferencia entre la altura estática total y las pérdidas es :

$$H_d = 380.61 \text{ m.}$$

2. Cálculo del diámetro del chorro. (d)

La velocidad C_1 de salida del chorro, será :

$$C_1 = \psi \sqrt{2gH_d}$$

aceptando un coeficiente de salida $\psi = 0.97$, determinamos C_1 .

$$C_1 = 84 \text{ m/seg.}$$

por lo que el diámetro de chorro en caso de turbinas de un solo inyector, será :

$$d^2 = \frac{0.125}{84} \times \frac{4}{\pi} \quad (\text{m.})$$

$$d = 43.5 \text{ mm.}$$

Diámetro que está dentro del rango de inyectores construidos, y de valor no muy alto, por lo que no hay necesidad de varios chorros.

3. Cálculo del diámetro del rodete. (D)

Asumiendo una velocidad nominal de la turbina de 1800 RPM a fin de utilizar una velocidad síncrona para el alternador - que se acoplará en forma directa. Considerando además que la velocidad periférica del rodete debe ser igual a la mitad de la velocidad del chorro para obtener una buena eficacia, se tendrá :

Velocidad periférica de la rueda

$$u = 84/2 = 42 \text{ m/s.}$$

El diámetro, será :

$$D = \frac{60 \times u}{\pi \times \text{RPM}}$$

$$D = 0.446 \text{ m.}$$

4. Cálculo de las dimensiones de las paletas y número de las mismas.

La cazoleta en las modernas paletas tienen forma de elipsoide con una superficie de curvatura continuada casi constante. Las medidas de las palas se adoptan en función del diámetro (d) del chorro. Por experiencias se ha demostrado que no es recomendable

disponer paletas demasiado pequeñas, y que los valores más favorables son :

Anchura de la cazoleta (b) 3.75 . d = 160 m.

Altura de la cazoleta (h) 3.50 . d = 150

Profundidad de la cazoleta (t)

(t) 1.50 . d = 65

Según la lámina N° 10, deben disponerse las paletas en forma tal que D corte a las mismas a los 2/5 de la altura de las paletas medida desde la corona interior del rodete. Así resultará el diámetro exterior de la rueda incluyendo las paletas :

$$D_a = D + 2 \times \frac{3}{5} \times h = 446 + 2 \times \frac{3}{5} \times 150$$

$$D_a = 626 \text{ mm.}$$

Escojamos ahora un paso o división exterior (t_a) igual aproximadamente a h, lo que corresponde aproximadamente a los tipos normales, y entonces tendremos el número de paletas :

$$Z = \frac{\pi \times D_a}{t_a} = 13.11$$

Escogeremos pues, para dividir la rueda del modo más conveniente

$$Z = 14 \text{ paletas}$$

En forma gráfica se comprobó que el agua no puede escaparse de una paleta a otra sin ser utilizada, por lo tanto el número de paletas, resulta bastante indicado para las dimensiones anteriormente calculadas.

5. Cálculo de las dimensiones principales de la turbina.

Las diferentes dimensiones principales de la turbina Pelton están relacionadas a su vez con las dimensiones del rodete, del chorro y número de estos. Es conveniente que dichas medidas sean las óptimas y que permitan una eficiente descarga de las aguas turbinadas, que no obstaculicen el movimiento del rodete; y otras consideraciones mecánicas. En la lámina N° 10 se aprecian estas dimensiones cuyo valor fué calculado con las siguientes relaciones :

$H_1 = 0.9 D$	= 401 mm.
$H_2 = 0.5 D + 12.5d$	= 767
$H_3 = 350$	= 350
$H_4 = 5d$	= 218
$H_5 = 10 d$	= 435
$L_1 = 1.7D$	= 758
$L_2 = 0.4D + 3.4DN$	= 688
$L_3 = 450$	= 450
$L_4 = 0.8D$	= 357
$W_1 = 13d$	= 566
$W_2 = 7.5d$	= 326

4.2.7 Regulador de las turbinas.

En el Perú, en gran parte de las instalaciones de pequeñas centrales hidroeléctricas existentes, el dispositivo de regulación de las turbinas no funciona; sencillamente porque desde que se les instaló dichos equipos no funcionaron y en los otros casos porque después de transcurrido un tiempo de operación, dichos equipos fallaron por diferentes causas. Por lo tanto la regularización se efec

túa necesariamente en forma manual, obligando la presencia de una persona para realizar dicha actividad.

En la presente instalación el hecho de que van a funcionar dos grupos en paralelo, demanda una eficiente operación de los equipos de regulación de las turbinas, por lo tanto vista la importancia de estos equipos, las condiciones mínimas que se deben solicitar durante su selección deberán ser las que se detallan a continuación:

- La unidad de control de la turbina estará diseñada para el control del arranque y puesta en paralelo y parada en forma manual y automática.
- Deberá tener una capacidad suficiente a fin de obtener una rápida y eficiente respuesta. (Generalmente una capacidad de 2500 Joule es suficiente en este tipo de instalaciones).
- El sistema de transmisión entre la turbina y el regulador sera preferiblemente de tipo eléctrico, para lo cual el regulador deberá contar con un motor impulsor el que a su vez será accionado por la energía suministrada por el alternador principal.
- El regulador deberá contar con todos los accesorios y ajustes de calibración para su perfecta operación; tales como :
 - Transformador de tensión 480/220 ó 115, según el voltaje nominal del motor.
 - Interruptor termomagnético de 20 amp.
 - Ajuste de la carrera del servomotor
 - Ajuste de las puertas (gates) del servomotor
 - Tuberías adecuadas para la presión de funcionamiento.

La turbina a su vez estará proveída de un sistema de doble regulación (con deflector de chorro) a fin de librar a la tubería forzada de una eventual sobrepresión excesiva por golpe de Arieite originado por una rápida operación de cierre por parte del regulador.

4.3 Cálculo y selección del alternador.

4.3.1 Generalidades.

Desde que los alternadores a seleccionar, serán parte conformante de un conjunto global que es toda la minicentral hidroeléctrica, la determinación de las máquinas eléctricas debe estar en íntima relación con el resto de la central y del personal que las operará. Por lo tanto los criterios y parámetros abajo enumerados lejos de configurarse como factores que limiten la oferta que ya de por sí es escasa en nuestro medio; más bien pretenden ser valores referenciales obtenidos en base a los datos de instalaciones similares existentes; que nos permitan dotarnos de elementos de juicio para el caso de una eventual decisión entre distintos alternadores ofertados.

4.3.2 Número de unidades.

Siendo el número de turbinas a instalar en la central igual a dos, por criterios mínimos de confiabilidad antes mencionados; el número de generadores debe ser del mismo valor. Esto también por el factor de carga de la microregión que no es muy alto.

4.3.3 Potencia nominal de cada grupo.

La potencia nominal de cada alternador está parametrada por la potencia de la máquina motriz que la acciona, en este caso particular una turbina Pelton, aparato que a su vez determina su potencia por la demanda a cubrir y el número de unidades a instalar; dando por resultado una potencia de 375 KW. por grupo.

4.3.4 Características del alternador.

- Tipo

Referente al tipo, este será alternador síncrono sin escobillas, autoexcitado y autoregulado, el mismo que podrá ser con rotor de polos salientes o con rotor cilíndrico de devanado distribuido, siempre y cuando cumpla con tener las condiciones que se enumeran posteriormente; especialmente la de velocidad y sobrevelocidad que por el tipo de máquina motriz podrá llegar a ser de 2.2 veces la velocidad nominal. Se seleccionó el alternador síncrono por su mejor eficiencia a bajas cargas y mejor regulación respecto al alternador asíncrono.

- Velocidad.

La velocidad nominal del alternador, desde que su modo de accionamiento será directo, debe ser de la misma velocidad de la turbina, es decir 1800 RPM, con una capacidad de soportar los esfuerzos mecánicos producidos por la fuerza centrífuga de rotación en caso de producirse una sobreelevación de la velocidad de la turbina que puede llegar a ser 2.2 veces la velocidad nominal.

- Tensión de generación.

Respecto a la tensión de generación, por estandarización en las máquinas eléctricas, es limitado su rango de selección, contándose con tensiones de 380 - 480 volts. para potencias comprendidas entre 100 a 1500 KW.

Se seleccionará una tensión de 480 volt. para nuestro caso.

- Factor de potencia.

El factor de potencia de la máquina está condicionado al factor de potencia de la carga a servir, factor que oscila alrededor de 0.9 inductivo, por lo tanto en previsión a un aumento de cargas, de tipo inductivo (Motores), es conveniente tener un factor de potencia en los alternadores de 0.8. No se justifica económicamente bajar más el factor de potencia por el aumento considerable en su costo.

- Aislamiento.

Todo el aislamiento de la máquina será clase F (155°C) o mejor, para los alambres esmaltados utilizados en sus devanados los mismos que podrán ser aislados por barnices a base de resinas sintéticas termoestables, resistentes a la humedad y a ciertos agentes químicos. El espesor de dicho aislamiento será dictado por la capacidad de sobrecarga y por la excitación que se especifican para el alternador.

- Eficiencia.

En base a otros equipos similares y en mérito a obtener una eficiencia igual o mejor, la eficiencia solicitada para la máquina

deberá ser como mínimo :

- Eficiencia a plena carga : 94 %
- Eficiencia a 3/4 de carga : 93 %
- Eficiencia a 1/4 de carga : 92 %
- Eficiencia a 1/4 de carga : 90 %

- Excitación.

El excitador será del tipo sin escobillas (Brushless), consistirá en un alternador síncrono trifásico coaxial a la máquina principal; y estará conectado a un puente de rectificación estática, que será rotatorio y constituido por diodos de silicio. Unidad que será diseñada para funcionar a la velocidad y sobrevelocidad especificadas.

La ausencia de escobillas y anillos colectores, implica un inquestionable avance que elimina la necesidad de mantenimiento periódico y disminuye el peligro de un corte súbito de la excitación trabajando ambos grupos en paralelo.

- Ventilación.

La ventilación del alternador se efectuará con un sistema de circuito abierto, autoventilado; para lo cual llevará provisto en su eje principal un extractor de aire y descarga del aire caliente en la misma sala de máquinas, ya que por la potencia nominal, de los alternadores, la temperatura alcanzada no será elevada.

- Capacidad de Sobrecarga.

La capacidad de sobrecarga mínima exigida para los alternadores

será de 50% durante los pocos segundos que demore la estabilización o funcionamiento de la protección.

- Regulación de la tensión.

La regulación de la tensión de salida se realizará por un control estático automático de regulación de voltaje tipo estática, la misma que facilitará su operación en paralelo con otro grupo.

La banda de insensibilidad máxima permitida será de $\pm 2\%$ de su valor de referencia, esto para cualquier valor de carga y factor de potencia comprendido entre 1 y 0.8 en atraso.

La prontitud de respuesta del regulador no será mayor de 0.25 seg. para amortiguar una sobretensión de + 8% en vacío; y de 0.4 seg.- para rectificar una subtensión de - 8% a plena carga.

- Construcción mecánica.

El rotor estará balanceado estática y dinámicamente, para funcionar sin vibración a la velocidad de régimen. Llevará en uno de los extremos de su eje un ventilador de aluminio para su refrigeración. El diseño de las ranuras para los devanados será el adecuado para soportar la fuerza centrífuga ocasionada por una sobre velocidad de la turbina.

El estator estará conformado por planchas de acero al silicio, para disminuir las pérdidas por magnetismo y corrientes parásitas.

El puente de rectificación rotatorio y el regulador automático de carga deberán ser fácilmente accesibles.

4.3.5 Protección del generador.

- Tipos de protección.

En mérito a la sencillez que debe caracterizar este tipo de instalaciones por razones de economía que no permiten realizar una gran inversión en cuestiones de protección, máxime cuando se tiene una maquinaria considerada como de pequeña potencia y menor cuantía; así como por el personal que las operará, el cual de seguro no serán técnicos muy calificados.

No resulta conveniente instalar sistemas de protección sofisticados que dificultarán su operación. Por lo cual el sistema de protección incluirá :

- a. Protección contra las sobretensiones a la frecuencia normal, ocasionada por fallas en el regulador de tensión.
- b. Protección contra las sobrecargas o sobreintensidades originadas por aumento de carga o salida de operación del otro grupo.
- c. Protección contra los cortocircuitos exteriores.
- d. Protección contra las averías en el interior del generador , por avería en los arrollamientos, cortocircuitos interno de las fases o conexión de una fase a la carcasa o toma de tierra del generador.

No se consideró relés de frecuencia, para la protección contra ciertas perturbaciones que aparecen en los alternadores de pequeña potencia, cuando dan servicio a grandes redes de distribu

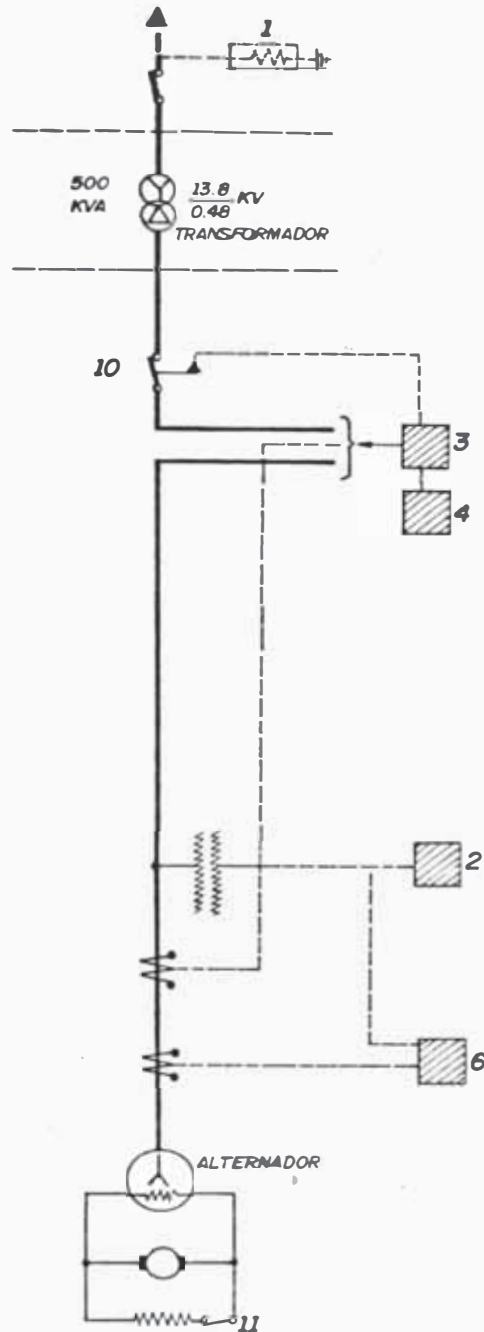


FIG. N° 11

ESQUEMA DE PROTECCION DE LOS ALTERNADORES

SIMBOLO	TIPO DE PROTECCION
1	Contra las sobretensiones de origen atmosférico.
2	Sobretensiones a la frecuencia normal (Problema con el regulador de tensión).
3	Para las sobrecargas.
4	Para los cortocircuitos exteriores.
6	Para avería en los arrollamientos, Puesta a tierra de las fases y cortocircuito interno de fases.
10	Aisla la carga.
11	Controla la excitación, en el circuito shunt de la excitatriz

ción. Por considerar que el transformador amortigua en parte dichas perturbaciones.

Descripción de cada tipo de protección.

a. Protección contra las tensiones de origen atmosférico.

La protección contra las ondas móviles de sobretensión provocadas por los rayos que directa o indirectamente tocan las líneas; ondas que pueden alcanzar la subestación y la central hidroeléctrica ocasionando graves perjuicios a las mismas; serán amortiguadas por el transformador de potencia a instalar en la subestación, el mismo que será en conexión Delta/estrella (480/13800), tipo de conexión que favorece el control de este tipo de anomalías. Además se instalará pararrayos en la salida del transformador, para asegurar una mayor protección.

b. Protección contra las sobretensiones debidas al servicio.

Esta clase de sobretensiones son debidas a fenómenos transitorios que se originan por causa de maniobras de acoplamiento y de descargas a tierra en las redes, cuya frecuencia es la de servicio; y también pueden ser estas sobretensiones de una frecuencia próxima a la normal de funcionamiento, pero de duración relativamente larga. Las primeras se limitan por dispositivos propios de las máquinas y aparatos. En cuanto a la segunda clase de sobretensiones, es preciso tomar las precauciones necesarias, empleando a tal efecto relés apropiados que entrarán en función cuando se produzca un fallo en los dispositivos de regulación. Para lo cual se empleará un relé

de máxima tensión temporizado con desconexión instantánea la tensión límite.

c. Protección contra las sobrecargas y cortocircuitos.

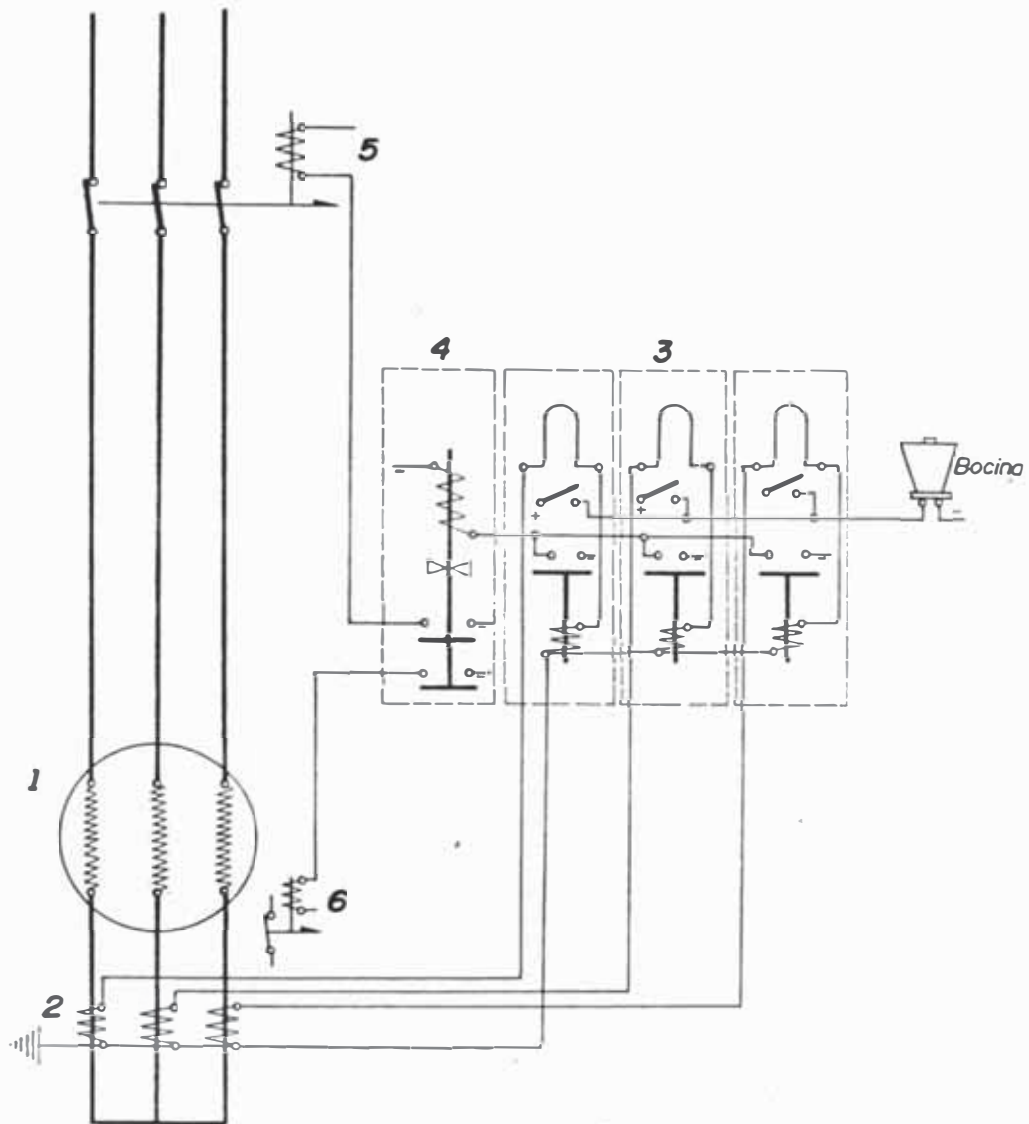
Cualquier aumento de corriente superior al nominal origina un sobrecalentamiento de los devanados del alternador; sobreelevación de temperatura que influye desfavorablemente en la vida de la máquina. Pero es sabido también que si la temperatura límite admisible de un alternador se sobrepasa en algunos grados en un lapso pequeño, no justifica que existe un peligro tal que deba producirse la desconexión inmediata de la red; bastará con dar aviso al operador mediante una señal acústica (bocina) para ponerlo sobre aviso; por lo que ésta capacidad de tolerancia en el funcionamiento, denominada como capacidad de sobrecarga, debe estar eficientemente controlada en un rango óptimo en base a un equilibrio entre confiabilidad de servicio y protección de alternador. Para lo cual se utilizarán tres relés térmicos secundarios que permitan utilizar completamente y sin peligro la capacidad de sobrecarga de las máquinas. Los elementos de máxima corriente de dichos relés actúan por un contactor temporizado como órgano de protección contra cortocircuitos. Dicho esquema de protección se muestra en la lámina N° 12

d. Protección contra los deterioros internos del aislamiento.

Comprende la protección contra los cortocircuitos entre fases, los cortocircuitos entre espiras y también contra las puestas a masa de los arrollamientos. Para los alternadores sin pun-

FIG. N° 12

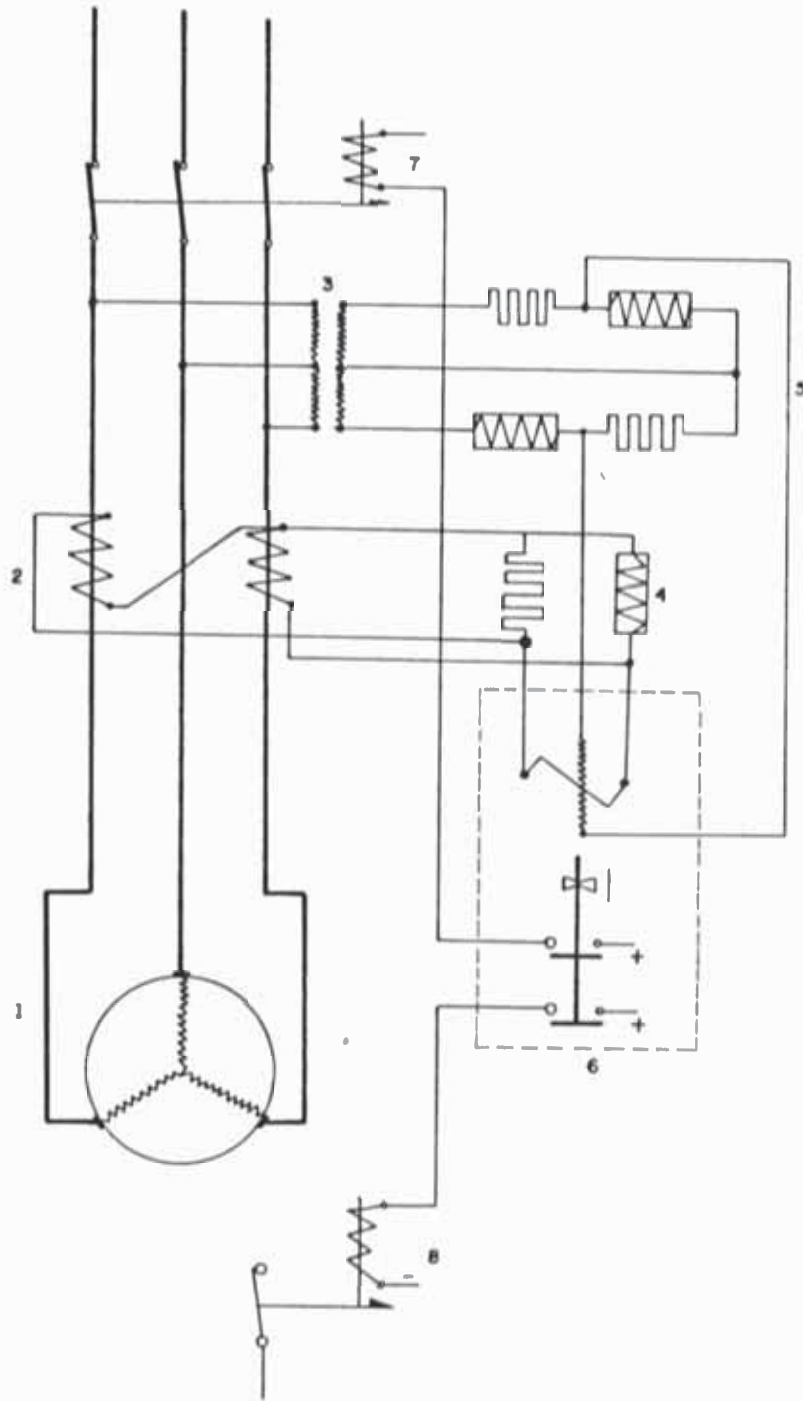
PROTECCION TRIPOLAR COMBINADA CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS POR MEDIO DE TRES RELES TERMICOS SECUNDARIOS Y CONTACTOR TEMPORIZADO



SIMBOLO	CANTIDAD	DESCRIPCION
1	02	Alternador
2	03	Transformadores de Corriente.
3	03	Relés térmicos secundarios
4	01	Contactador temporizado
5	01	Disyuntor del Alternador
6	01	Disyuntor de desexcitación

FIG. N° 13

Protección por retorno de potencia accionado por las componentes inversas de las corrientes y de las tensiones, y que actúa por cortocircuitos entre fases, arcos entre espiras y puestos a la masa con fuerte intensidad.



SIMBOLO	CANTIDAD	DESCRIPCION
1	01	Alternador
2	02	Transformador de intensidad
3	01	Transformador de Tensión
4	01	Filtro para la componente inversa de las corrientes
5	01	Filtro para la componente inversa de las tensiones
6	01	Rele de Potencia
7	01	Disyuntor principal
8	01	Interruptor de excitación

to neutro al exterior o de pequeña potencia, se utilizan al efecto la protección diferencial o la protección por potencia-inversa, esta última es menos sensible que la primera, pero se justifica su utilización en máquinas de pequeña potencia por su menor costo.

La protección por potencia inversa funciona en base a los relés de potencia inversa que son excitados por la componente inversa de la potencia que aparece en caso de disimetría simultánea de las corrientes y de las tensiones cuando se produce el cortocircuito, esta potencia se dirige siempre del defecto hacia la red, y se mide con filtros constituidos por resistencias y por impedancias a 60° , derivadas de los transformadores de intensidad y de tensión. El diagrama de este sistema de protección se esquematiza en la figura N° 13.

4.4 Diseño de las instalaciones eléctricas interiores de la casa de Máquina.

4.4.1 Cálculo de la iluminación.

a) Datos para el cálculo de iluminación.

Los datos que se requieren para el diseño de la iluminación interior, se muestra en el cuadro N° 7 .

Los niveles de iluminación requeridos se tomaron en base a las recomendaciones dadas en los manuales de Westinghouse y Phillips.

b) Cálculo de iluminación.

Con los datos que se tienen en el cuadro N° 7, se ha

desarrollado el diseño de iluminación, siguiendo el método de los lúmenes, usando la siguiente expresión:

$$N = \frac{E \times S}{n \phi_l \times f_u \times f_m}$$

donde :

N	=	Número de artefactos de iluminación
E	=	Nivel medio de iluminación en lux
S	=	Area de la superficie de trabajo
n	=	Número de lámparas por artefacto de iluminación
ϕ_l	=	Flujo de la lámpara
f_u	=	Factor de utilización
f_m	=	Factor de mantenimiento

Como se sabe, el factor de utilización depende de las características físicas del local; (dimensiones, factores de reflexión, eficacia de la luminaria, etc.)

La distancia entre artefactos se ha previsto para obtener una buena regularidad

El cuadro N° 8 muestra los resultados de los cálculos efectuados, para cada uno de los ambientes de la casa de máquinas. Para la mayoría de ambientes, se ha utilizado artefactos de iluminación con dos fluorescentes de 40w., 1.20 m. (2800 lúmenes); habiéndose previsto tomacorrientes para iluminar en el mantenimiento.

4.4.2 Cálculo de los conductores.

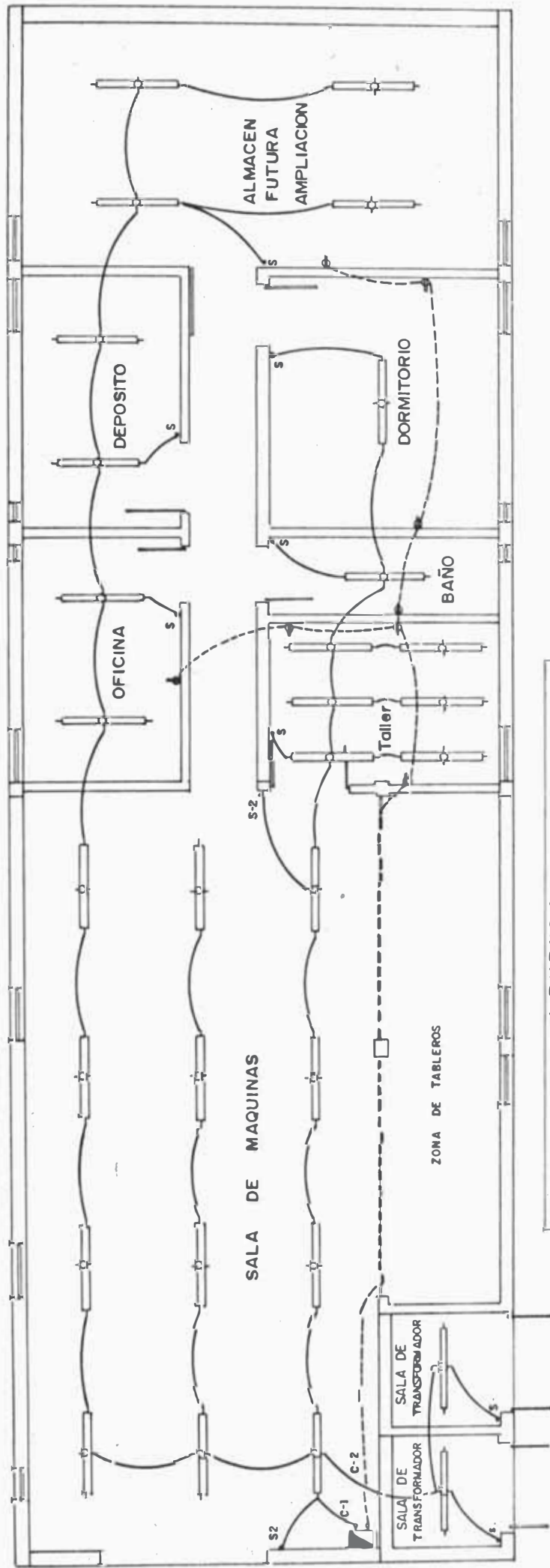


FIG. N° 14
DISEÑO DE INSTALACIONES ELECTRICAS
INTERIORES, CASA DE MAQUINAS MINI-
CENTRAL CARUMAS II

DISEÑO: J.C. LIU REWISO: APROBO: J.C. LIU

LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	TABLERO DE DISTRIBUCION, EMPOTRADO
	ARTEFACTO DE ILUMINACION FLUORESCENTE 2 x 40 W.
	INTERRUPTOR EMPOTRABLE DE 1 ó 2 POLOS.
	TOMACORRIENTE EMPOTRABLE, MONOFASICO
	CIRCUITO DE ILUMINACION EN EL TECHO
	CIRCUITO DE TOMACORRIENTES EN PARED Y PISO EN LOS
	CIRCUITOS DE ILUMINACION Y TOMACORRIENTES SE UTILIZARA CONDUCTORES THW -
	14 Y 12 AWG RESPECTIVAMENTE Y ELECTRODUCTOS DE PVC - SEL - 5/8" Ø

a) Cálculo del cable de acometida.

Para el cálculo del cable de acometida, que va desde el transformador hasta el tablero de distribución, se han considerado las siguientes cargas :

Iluminación interior	:	2.5 Kw.
Iluminación exterior	:	1.0
Tomacorrientes	:	3.0

Considerando una reserva para ampliación futuras, igual al 20%, así como un factor de simultaneidad de 0.50, la demanda máxima DM será:

$$DM = 4 \text{ Kw.}$$

por lo que la corriente de diseño, será :

$$I = \frac{4000}{220 \times 0.9}$$

$$I = 20 \text{ Amp.}$$

Por la capacidad de corriente y condiciones de instalación (subterránea), seleccionamos un cable bipolar tipo NYY, 2 x 10 mm².

Verificando por caída de tensión permisible, para una longitud de 15 m., la caída de tensión es : 1.0 voltios, valor que se considera permisible.

b) Cálculo del conductor para los circuitos de iluminación y tomacorrientes.

Para un esquema de distribución de cargas, tal como se

aprecia en la figura N° 14, por capacidad de corriente y caída de tensión permisible (5% para tomacorrientes y 3% iluminación) se seleccionaron los siguientes conductores.

- Circuito de iluminación : THW - 14 AWG
- Circuito de tomacorriente : THW - 12 AWG

CUADRO N° 7

DATOS PARA EL CALCULO DE ILUMINACION INTERIOR DE LA CASA DE MAQUINAS

NOMBRE DEL LOCAL	LARGO	ANCHO	ALTURA DEL LOCAL	S. DE T. * SNPT	f _I ** (%)		% SIN PARED O AREA VI- DRIADA	E _m ***
					TECHO	PARED		
Sala de máquinas	11.20m.	5.50m.	3.50m.	1.0m.	50	50	15	300
Oficina	3.50	2.20	3.00	0.8	70	50	20	300
Depósito	3.65	2.35	3.00	1.0	50	50	10	200
Almacén	7.25	3.60	3.00	0.8	50	50	5	200
Taller	3.50	2.40	2.80	1.2	50	50	10	700
Sala de Transformadores	1.70	1.70	2.20	1.0	50	50	5	200
Baño	3.50	1.10	2.20	-	70	50	5	200
Dormitorio	3.65	3.50	2.20	0.8	70	50	10	150

* Superficie de trabajo

** Factor de reflexión

*** Nivel de iluminación recomendado en lux.

CUADRO N° 8

CALCULO DE LA ILUMINACION DE LA CASA DE MAQUINAS

NOMBRE DEL LOCAL	CARACT. DE LOCAL		TIPO DE	f _u *	f _m *	NUMERO DE ARTEFACTOS	NIVEL DE ILUMINACION	
	RELACION	INDICE					OBTENIDO	PREVISTO
Sala de Máquinas	1.48	F	Fluorescente	0.52	0.55	12	312	300
Oficina	0.61	J	Fluorescente	0.29	0.55	2	240	250
Depósito	0.71	I	Fluorescente	0.36	0.55	2	260	200
Almacén	1.09	H	Fluorescente	0.42	0.55	4	198	200
Taller	0.89	I	Fluorescente	0.36	0.55	6	792	700
Sala de Transformado- res	0.90	I	Fluorescente	0.36	0.55	1	384	200
Baño	0.40	J	Fluorescente	0.29	0.60	1	253	200
Dormitorio	1.28	G	Fluorescente	0.49	0.60	1	130	150

* Datos del catálogo de Westinghouse

* Lámparas de 40 w. 2800 lúmenes.

4.5 Diseño del Sistema de Puesta en Paralelo.

Para la puesta en paralelo de ambos grupos generadores, a fin de obtener la necesaria igualdad de voltaje, frecuencia y coincidencia de fase. Se dispondrá del esquema de instalación que se grafica en la figura '° 15 en el cual los instrumentos de medición se han dispuesto en el lado de baja tensión con el objeto de reducir el número de aparatos necesarios para la maniobra, para lo que se dispondrá también de un juego de barras de acoplamiento.

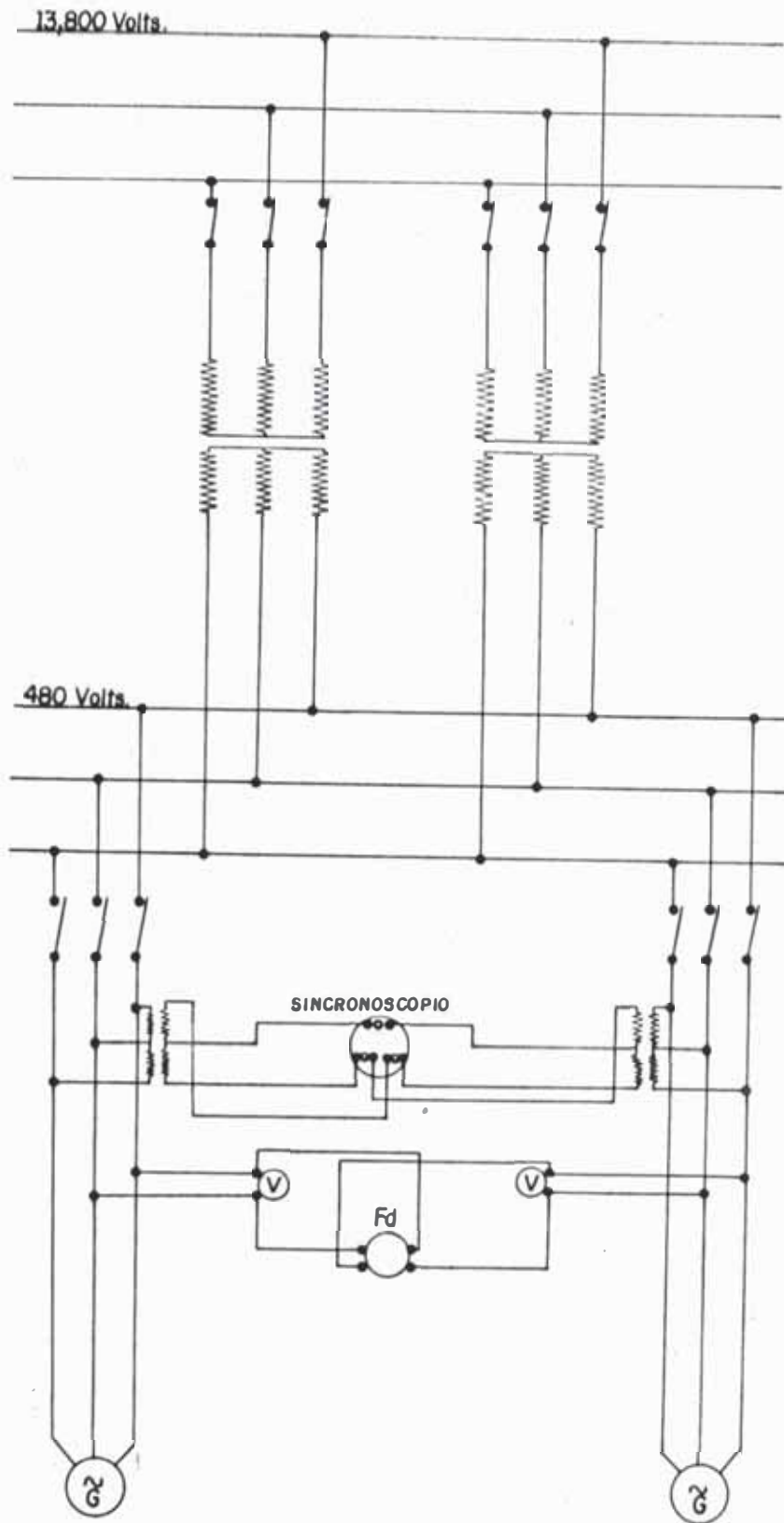
Los aparatos necesarios para el acoplamiento son:

- Un frecuencímetro doble (F_d), con cuyas dos escalas se aprecia, la frecuencia de las salidas I y II.
- Dos voltímetros (V) que miden las tensiones de ambos alternadores.
- Un sincronoscopio .
- Un interruptor de sincronización
- Un relé de potencia inversa

El conjunto de estos aparatos se instalará, para su mejor visión, en un brazo colocado perpendicularmente a los paneles de cuadro de distribución. De este modo, las indicaciones correspondientes se apreciarán perfectamente desde los lugares de maniobra de los interruptores.

4.6 Tableros Eléctricos de Control.

El tablero eléctrico es una unidad cuya finalidad es la de agru



Esquema para el acoplamiento en paralelo de los Alternadores

Símbolo	Descripción
Fd	Frecuencímetro doble 55 - 65 Hz
V	Voltímetro con escala 0 - 500 V

par todos los elementos que permiten proteger, controlar, vigilar y operar el sistema eléctrico.

La concepción y dimensionamiento de los tableros se realizarán considerando los siguientes aspectos :

- Capacidad y aumentos futuros de carga
- Aspectos de economía y seguridad, como decidir el grado de protección técnica y económicamente recomendable.
- Consideraciones de mantenimiento, espacio de trabajo interior, utilización de equipos estandares con repuestos en el mercado nacional.

A continuación realizaremos el cálculo y diseño de los tableros eléctricos en lo que concierne a las especificaciones técnicas de sus principales elementos, así como algunos esquemas de principio, para su posterior ejecución.

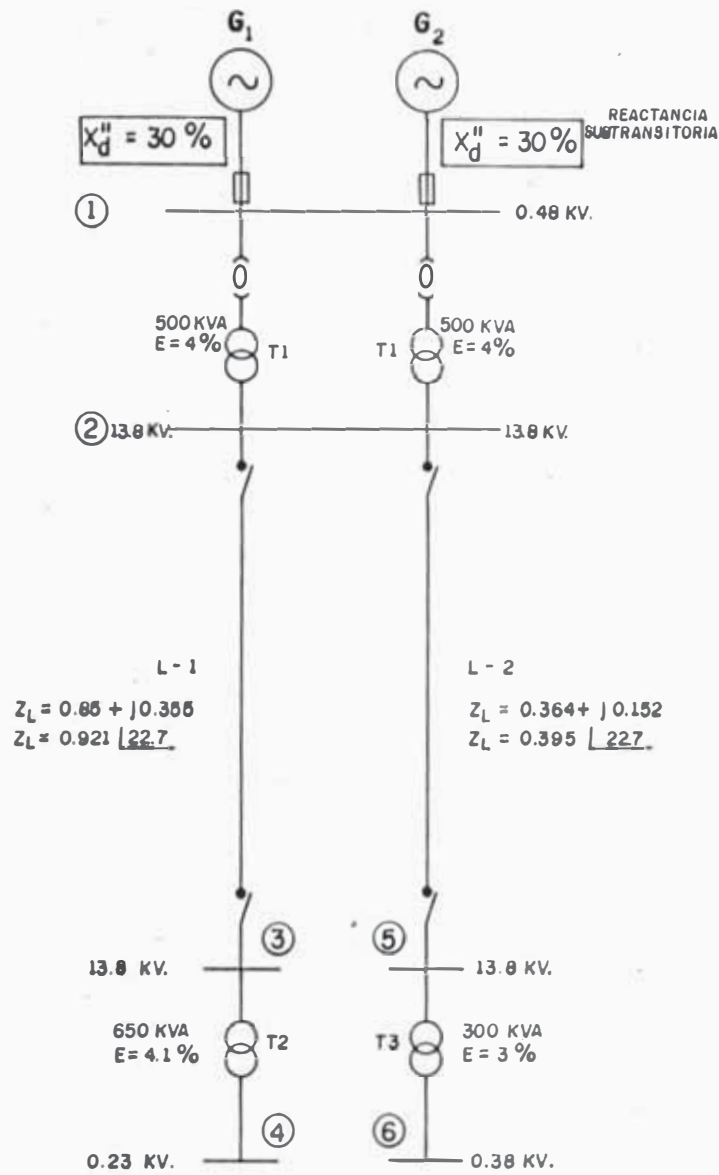
4.6.1 Cálculo de las corrientes de cortocircuito.

Calcularemos las corrientes de cortocircuito de cada una de las barras que se indican en el gráfico # 16.

Se sabe que las reactancias e impedancias de cada uno de los elementos del diagrama son como sigue :

1. Alternador autoexcitado, 500 KVA
480 V. reactancia subtransitoria (X''_d) 0.30 p.u.
2. Transformador trifásico 500 KVA,
0.48/13.8 KV, 60 Hz. 0.04 p.u.

Dia rama Unifilar del Sistema



Símbolo	Descripción
G_1, G_2	Alternadores trifásicos 500 KVA, 480 V.
T1	Transformador 500 KVA, 0.48/13.8 KV.
T2	Transformador 650 KVA, 13.8/0.23 KV.
T3	Transformador 300 KVA, 13.8/0.38 KV.
L-1, L-2	Líneas de transmisión 14 y 6 Km., ACSR 30 mm ²

FIG. N° 16

3. Transformador trifásico 300 KVA
13.8/0.38 KV, 60 Hz. 0.30 p.u .
4. Transformador trifásico 650 KVA,
13.8/0.23 KV, 60 Hz. 0.041 p.u.
5. Línea N° 1, 14 Km., 13.8 KV, ACSR
30 mm². (N_{base} = 10 MVA) 0.85 + j0.355 p.u.
6. Línea N° 2, 6 km., 13.8 KV, ACSR
30 mm³ (N_{base} = 10 MVA) 0.364 + j0.152 p.u.

Las impedancias de cada tramo referidas a 13.8 KV, serán :

$$Z_{gen} = 0.30 \times \frac{(0.48)^2}{0.5} \times \frac{(13.8)^2}{0.48} = 114.3$$

$$Z_{T1} = 0.04 \times \frac{(13.8)^2}{0.5} = 15.2$$

$$Z_{T2} = 0.41 \times \frac{(13.8)^2}{0.65} = 12.0$$

$$Z_{T3} = 0.03 \times \frac{(13.8)^2}{0.30} = 19.0$$

$$Z_L1 = 16.2 + j 6.8$$

$$Z_L2 = 6.9 + j 2.9$$

a) Falla en la barra # 2.

$$Z_{eq} = \frac{114.3 + 15.2}{2} = 64.75$$

$$P_{cc} = \frac{13.8^2}{64.75} = 3 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{13.8}{\sqrt{3} \times 64.75} = 0.123 \text{ KA}$$

b) Falla en la barra # 3.

$$Z_{eq} = j 64.75 + 16.2 + j 6.8 = 16.2 + j 71.55 =$$

$$73.4 / \underline{77.2^\circ}$$

$$P_{cc} = \frac{13.8^2}{73.4} = 2.6 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{13.8}{\sqrt{3} \times 73.4} = 0.109 \text{ KA}$$

c) Falla en la barra # 4.

$$Z_{eq} = 16.2 + j 71.55 + j 12 = 16.2 + j 83.55 =$$

$$85.1 / \underline{79^\circ}$$

$$P_{cc} = \frac{13.8^2}{85.1} = 2.2 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{13.8}{\sqrt{3} \times 85.1} = 0.094 \text{ KA}$$

d) Falla en la barra # 5.

$$Z_{eq} = j 64.75 + 6.9 + j 2.9 = 68 / \underline{84.2^\circ}$$

$$P_{cc} = \frac{13.8^2}{68} = 2.8 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{13.8}{\sqrt{3} \times 68} = 0.117 \text{ KA}$$

e) Falla en la barra # 6.

$$Z_{eq} = 6.9 + j 67.65 + j 19 = 6.9 + j 86.65 =$$

$$86.9 \quad / \quad 85.4^\circ$$

$$P_{cc} = \frac{13.8^2}{86.9} = 2.2 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{13.8}{\sqrt{3} \times 86.9} = 0.092 \text{ KA}$$

f) Falla en la barra # 1.

La impedancia equivalente referida al lado de baja (480 V.)
sera.

$$Z_{eq} = \frac{1}{2} (0.30 \times \frac{0.48^2}{0.5}) = 0.069$$

$$P_{cc} = \frac{0.48^2}{0.069} = 3.3 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{0.48}{\sqrt{3} \times 0.069} = 4 \text{ KA}$$

En conclusión.

La potencia y corriente de cortocircuito de los interruptores, no serán menores que los calculados en cada barra.

4.6.2 Valor nominal del interruptor principal.

Los valores nominales (corriente nominal) de los interruptores, no serán mayores de la corriente nominal de los alimentadores que se protegen. Por lo tanto el sistema de seccionamiento está constituido por un contactor principal de 600 Amp., 480 Volts. y 4 pares de polos auxiliares como mínimo.

4.6.3 Cálculo de las celdas de la sala de tableros.

1) Dimensiones de las celdas.

a) Celdas de llegada (480 V.).

Ancho

- Ancho del interruptor : 30 cm.
- Espacio libre en ambos extremos : 2 x 15 cm.
- Ancho de la celda : 60 cm.

Profundidad

- Profundidad del interruptor : 20 cm.
- Profundidad considerando espaciamiento libre entre barras. : 50 cm.

Altura

- altura total de la celda para ubicar todo el equipo de protección y medición : 200 cm.

b) Celdas de salida (13,800 V.).

Ancho

1) Esfuerzo en la punta (P) de la aisladora por tabarras, se tiene :

$$I_{cc} = 4 \text{ KA}$$

$$P = 2.04 \left(\frac{L}{d} \right) \times I_{ch}^2 \times 10^{-2}$$

donde :

L = distancia entre aisladores = 1 m.

d = distancia entre barras = 0.15 m.

I_{ch} = corriente de choque dada por la expresión :

$$I_{ch} = \gamma \sqrt{2} I_{cc} \quad (\gamma = 1.8 \text{ para el caso más desfavorable})$$

reemplazando valores se obtiene :

$$P = 14 \text{ Kg.}$$

momento de flexión debido a la fuerza P :

$$M_b = \frac{P \times L}{16}$$

$$M_b = 0.875$$

momento resistente debido a la fuerza P :

$$W_b = \frac{M_b}{K}$$

donde K viene a ser la carga admisible del cobre y está comprendido entre 1000 y 1200 kg/cm², tomando :

$$1000 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$$

se tiene :

$$W_b = 0.875 \times 10^{-3}$$

el momento resistente de la barra está dado por :

$$W_r = a b^2 / 6$$

donde :

$$a = 6 \text{ cm.}$$

$$b = 1 \text{ cm.}$$

Entonces :

$$W_r = 1$$

$$W_b \ll W_r \quad \text{O.K.!!}$$

$$\text{C.S.} = 1/0.875 \times 10^{-3} = 1143$$

ii) Cálculo de la temperatura debido a la corriente de cortocircuito (I_{cc}). Para este cálculo usamos la siguiente expresión :

$$C = \frac{K}{s^2} I_{cc}^2 (T + \Delta T)$$

donde :

K = 0.0058 para el cobre.

s = Sección en $\text{mm}^2 = 600 \text{ mm}^2$

I_{cc} = Corriente de cortocircuito permanente = 4 KA -
4000 A.

ΔT = Tiempo de cortocircuito : 1 seg.

$$T = \left(\frac{I_{ch}}{I_{cc}} \right)^2 t = 2.55^2 \times 0.6 = 3,9$$

(t = Cte. que depende de las máquinas 0.6 seg. como mínimo)

reemplazando valores :

$$C = \frac{0.0058 \times 16 \times 10^6 \times 4.9}{600^2}$$

$$C = 1.3^\circ\text{C}$$

Valor que es despreciable, y no afecta nada, si consideramos la temperatura de operación de 70°C, en caso de falla resultaría de 72°C, que es mucho mejor a los 200°C de temperatura admisible por el cobre.

iii) Frecuencia natural de oscilación de barra.

Esta frecuencia está dada por la siguiente expresión :

$$f = \frac{112}{L^2} \sqrt{\frac{E.J.}{g}} \text{ c/s}$$

donde :

L = Longitud entre apoyos = 100 cm.

J = Momento de inercia de la sección de la barra en cm^4 ,

luego :

$$J = \frac{a b^3}{12} = 0.5$$

E = Módulo de elasticidad para el cobre igual a 1.25×10^6 kg/cm².

g = Peso de la barra en kg/cm., que para la barra es igual a 0.0534 kg/cm.

reemplazando valores se obtiene :

$$f = 38.3$$

Por lo cual no hay resonancia, ya que se está fuera del $\pm 10\%$, de la frecuencia de la red.

En conclusión.

- Se utilizará barras de cobre de 60 x 10 mm., 600 mm² de sección, longitud de 1m., con un peso total por barra de 5.34 kg.

Los portabarras serán los adecuados para soportar dichas barras, así como un esfuerzo en la punta no inferior a 30 kg (C.S. = 2.1)

- En el caso de las barras de salida (13.8 KV) los requerimientos de corriente son menores que las barras del tablero, sin embargo, se han considerado barras de las mismas dimensiones, con la única excepción de las portabarras que deben ser los adecuados para brindar un aislamiento eficiente a una tensión nominal de 13,800 V., y a la separación de las barras que será de 20 cm. , como mínimo.

4.6.4 Construcción del tablero.

Los tableros serán del tipo autoportado, con ventilación natural ; y se construirán de acero laminado en frío o plancha galvanizada; - por resistencia mecánica y por el hecho de poderse poner a tierra directamente.

Según las ~~normas~~ NEMA para el ancho determinado para las celdas (60 y 70 cm) el espesor de la plancha no deberá ser menos de 1/16"; además deberá llevar perfiles de acero de 1½" x 3/16"; todo esto sera arenado y pintado con dos capas de pintura base y dos capas de acabado.

1) Clase de protección.

Según las normas DIN 40050 e IEC 144 de Agosto de 1970.

El tablero requerido deberá ser del tipo :

IP - 65

Que deberá proporcionar protección contra penetración de polvo, contactos involuntarios con las partes de tensión, así como protección contra chorros de agua.

2) Conexionado.

El conexionado interno se realizará mediante :

- Barras de cobre electrolítico de alta conductividad, diseñadas - para resistir los esfuerzos térmicos y electrodinámicos respectivos.
- Empalmes y puntos de conexión estañados.
- Aisladores soportes de resina o porcelana.

- Los cables de fuerza y control se conectarán a bornes terminales a fin de permitir una rápida y fácil conexión de acometidas, salidas e interconexiones.

Se utilizará precintos, espirales y canaletas plásticas para posibilitar un cableado ordenado, protegido y confiable.

4.6.5 Instrumentos de medición y control.

Con relación a los instrumentos de control, el equipamiento deberá incluir :

- Un voltímetro 0 - 500 Volts. de escala, con selector de fases.
- Un amperímetro 0 - 600 Amp. de escala, con selector de fases.
- Un frecuencímetro de lengüetas vibrantes 55-65 Hz.
- Un kilovatímetro 0 - 500 Kw.
- Un cosfímetro -0.7/0/0.7 inductivo
- Un medidor de Kw-h.
- Así como sus correspondientes transformadores de corriente y/o - tensión que aseguren una eficiente medición en el lado de baja tensión.

4.6.6 Equipo de protección.

Todos los equipos de protección que fueron descritos en el capítulo sobre protección del alternador, deberán estar agrupados e instalados en el tablero de control. Dichos equipos incluyen:

a) Protección contra las sobrecargas y cortocircuitos.

- 03 Transformadores de corriente
- 03 Relés térmicos secundarios
- 01 Contactor temporizado

Tal como se señala en la figura # 12.

b) Protección contra las sobretensiones.

- 01 Relé de máxima tensión temporizado con desconexión instantánea a la tensión límite.

c) Protección contra los deterioros internos del aislamiento.

- 02 Transformadores de intensidad
- 01 Transformadores de tensión
- 01 Filtro para la componente inversa de las corrientes
- 01 Filtro para la componente inversa de las tensiones
- 01 Relé de potencia

Cada grupo hidroeléctrico tendrá su propio tablero de control y medición. Y uno de ellos tendrá además un brazo de sincronización - con los elementos necesarios anteriormente descritos para la puesta en paralelo de ambos grupos.

4.7 Selección de los transformadores de potencia.

4.7.1 Descripción general.

En el proyecto se utilizarán dos transformadores de potencia trifásicos, 480/13,800 volts. 500 KVA, los mismos que conect

tarán en su salida a las barras que alimentan las líneas de transmisión.

Se dispondrá también de un transformador monofásico 480/230 volts., 5 KVA, que servirá para dotar de energía a la casa de máquinas.

Se pensó en utilizar bancos de transformadores monofásicos en conexión Delta/estrella, en sustitución a los transformadores de potencia anteriormente citados, dado que así se aseguraría una mayor confiabilidad ante una eventual falla de alguno de los transformadores; pero se desestimó esta alternativa por el mayor costo que demandaría.

4.7.2 Especificaciones técnicas.

Las principales especificaciones técnicas que deben cumplir los transformadores trifásicos son :

- Potencia nominal continua : 500 KVA
- Frecuencia : 60 Hz.
- Altura de trabajo : 4000 m.s.n.m.
- Relación de transformación en vacío : 480/13800 v.
- Grupo de conexiones. : Dy5
- Refrigeración : Natural en aceite
- Montaje : En interior

Asimismo deberá contar con los accesorios siguientes :

Conmutador de tensión maniobrable a mano, sin carga

- Indicador de nivel de aceite

- Conservador de aceite.
- Grifo de vaciado y llenado
- Relay de protección tipo BUCHOLZ.
Pozo (dedo de guante) para termostato
- Asas y ganchos de suspensión
- Bornes de puesta a tierra
- Ruedas orientables en planos perpendiculares.

4.8 Equipo de seccionamiento y protección.

Para la protección y seccionamiento en el lado de alta tensión se utilizarán los siguientes equipos :

- Seccionador fusibles.

Serán unipolares, del tipo Cut-Out, para intemperie con apertura automática al fundirse el fusible, y en forma normal mediante -
pértigas. Equipo adecuado para 13.8 KV de tensión de servicio ,
BIL 110 KV, y 100 Amp. de corriente nominal. Con accesorios para ser fijado en una palomilla de madera.

- Fusibles.

Serán lentos para alta tensión, tipo chicote con las siguientes -
capacidades :

$I_n = 30 \text{ Amp.}$	L.T. a Carumas
$I_n = 15 \text{ Amp.}$	L.T. a Huamajalso

- Pararrayos.

Serán del tipo LV, autovalvular, de conexión directa, para 13.8

KV de tensión nominal de servicio, altura de trabajo de 4,000 m.
s.n.m.

- Puesta en tierra.

Todas las partes metálicas de la subestación así como los para -
rrayos serán conectados a tierra mediante : 50m. de cable elec -
trolítico desnudo calibre N° 1/0 temple semiduro.

arilla de cobre electrolítico de 5/8" x 8', con conector de co -
bre varilla - conductor.

Deberá verificarse que la resistencia ohmical del terreno sea in
ferior a los 10 ohmios (del terreno sea inferior a los 10 ohmios)
de lo contrario hay que instalar pozos de tierra o sistema de ma
llas para puesta a tierra, con el fin de disminuir su resisten -
cia.

CAPITULO N° V

CRONOGRAMA DE CONSTRUCCION Y PROGRAMA DE TRABAJO

5.1 Cronograma de construcción.

5.1.1 Aspectos generales.

En forma paralela a la ejecución del presente estudio, la Corporación de Desarrollo de Moquegua (CORDEMOQUEGUA), por medio de su oficina de Plan de Emergencia, en convenio con AID, ha venido ejecutando las obras de conducción (canal de 2.9 km). Infraestructura - que ha sido culminada totalmente en agosto de 1985. Este adelanto de la ejecución de obras, se debe a lo impostergable que resulta el proyecto en su conjunto.

En cuanto al total de las obras, se estima que el tiempo de ejecución demandaría un aproximado de 12 meses. El cronograma de ejecución se señala en la lámina # 17.

5.1.2 Cronograma de trabajo de las obras.

A fin de no tener contratiempos en el desarrollo de las

obras, deberán tenerse en cuenta los siguientes puntos, para no dilatar los tiempos de ejecución.

1) Obras Civiles.

Estas obras incluirían tan solo al desarenador y la cámara de carga; podrían ser iniciados de inmediato después de los trabajos preliminares; y su tiempo de ejecución se estima en 60 días.

2) Tubería forzada.

La actividad total está constituida por tres fases - bien definidas y escalonadas, como son : la adquisición, que por el monto de su costo, se supone será adquirida en base a una licitación nacional, que podría demorar 45 días; la segunda fase comprende su fabricación y transporte, etapa que se estima cumplir en 90 días; y la tercera fase, vendría a ser el montaje de la tubería, al mismo que se le asigna un tiempo de 120 días, dividido en dos períodos de 30 y 90 días. En sí toda la actividad está planeada para completarse en 225 días.

3) Casa de máquinas.

Esta es otra actividad que podría iniciarse de inmediato, con el inicio de la construcción; y se prevé que la construcción total de la casa de máquinas con todas sus instalaciones, demoraría 6 meses.

4) Equipamiento electromecánico.

El equipamiento electromecánico de la central, es la actividad que consume más tiempo. Por lo tanto constituye una acti-

vidad crítica cuyo retraso o desfasamiento de lo programado, acarreará sin duda un retraso del proyecto en la misma magnitud, por lo que se recomienda principiar en los tiempos planificados, cada una de las fases, las mismas que comprenden :

- Adquisición.

Por el costo de los equipos, estos tendrían que adquirirse en base a una licitación, actividad que se le asigna un tiempo de 60 días, tiempo que se ajusta holgadamente si se da facilidades a la oferta nacional . Se recomienda no atrazar su inicio, ni alargar su fin.

- Fabricación y transporte.

Por informaciones de fabricantes nacionales, el tiempo que les demanda la fabricación de los equipos, es de 270 días, a partir del contrato. Tiempo así considerado en la planificación.

- Montaje.

Dado lo modular de los equipos, y las previsiones que se solicitó en sus especificaciones generales, se estima que el montaje de los mismos no demandaría más de 15 días.

- Pruebas y recepción.

El protocolo de pruebas a cumplir, antes de su puesta en funcionamiento, demandaría 15 días.

5) Líneas de transmisión.

En esta actividad, se considera que habrá restricción

en contar con suficiente personal técnico en la zona, como para iniciar en forma paralela el montaje de las dos líneas de transmisión, del proyecto, por lo tanto, el tiempo total que demandaría la adquisición de materiales más el montaje de ambas líneas, es de 315 días tal como se esquematiza en la fig. # 17.

5.2 Programa de trabajo.

5.2.1 Aspectos generales.

En el programa de trabajo, para la construcción, son tomadas en cuenta las condiciones regionales y climáticas del proyecto, ubicado en zonas entre 3,000 y 4,500 m.s.n.m.

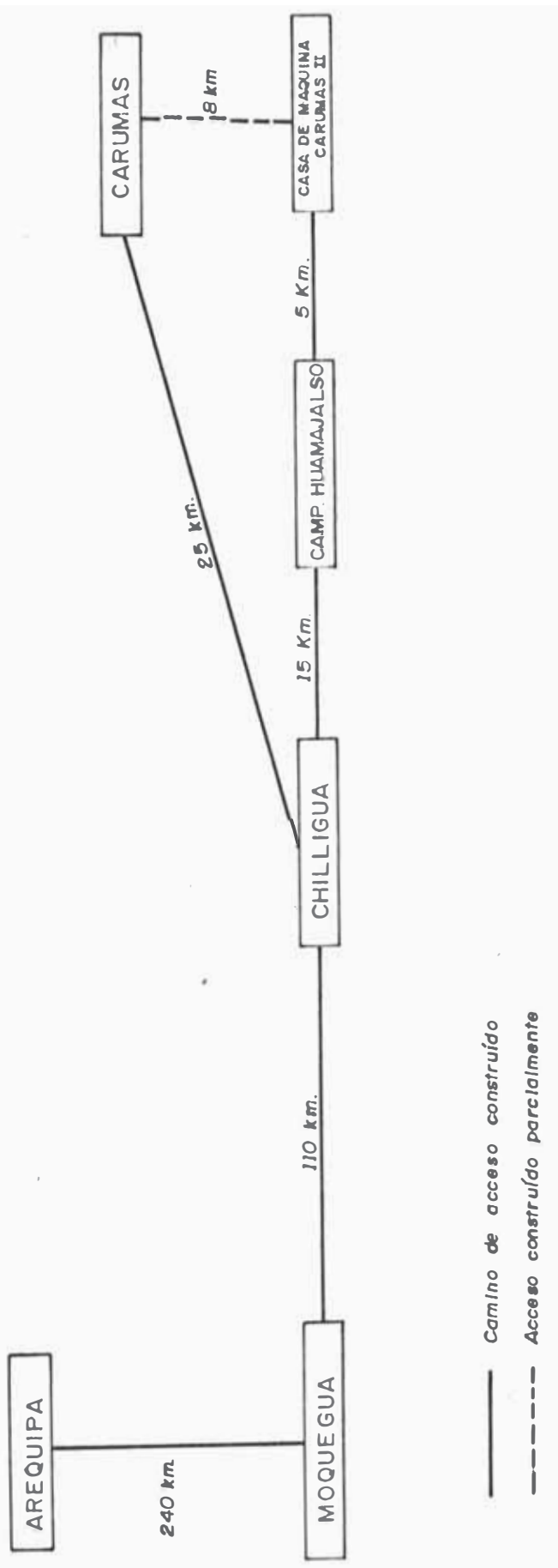
Las facilidades de transporte y de tránsito, son comparativamente buenas para el área de trabajo y no serán necesarias nuevas construcciones de grandes caminos. Los materiales de construcción, serán transportados de Arequipa y Moquegua. El paso de los equipos electromecánicos provenientes de Lima será por Moquegua. El esquema del plan de transportes se observa en la figura # 18.

5.2.2 Facilidades de construcción.

Con relación a las facilidades temporales para la construcción, en la zona de trabajo, se cuenta con campamentos instalados por CORDEMOQUEGUA, como el campamento de Huamajalso, el mismo que tiene provisión de agua para la vida diaria, energía eléctrica y servicio de radio que lo comunica con Moquegua.

FIG. N° 18

MAPA DE TRANSPORTE



CAPITULO VI

COSTOS DE CONSTRUCCION Y FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO

6.1 Definiciones Básicas.

Al estimar los costos de construcción del proyecto, se tuvo en cuenta la situación natural de los lugares, las condiciones regionales; dimensión de los trabajos, y el nivel tecnológico que puede esperarse en el tiempo actual, así mismo se basó en cálculos de costos unitarios a nivel detallado de obras ejecutadas en la región. Respecto al costo del equipamiento electromecánico, este se basó en cotizaciones de fabricantes.

El alcance de los costos incluyen :

a) Obras Civiles

Comprenden : Canal de alimentación, cámara de carga y desarenadores, tubería forzada, casa de máquinas, canal de descarga, y aliviadero de demasías.

b) Equipamiento Electromecánico.

Dicho equipamiento comprende los costos de las turbinas, generadores, tableros y transformadores.

c) Costo de líneas de transmisión.

Costo que involucra ambas líneas de transmisión, de 13.8 KV y 20 Km. en total.

d) Costos de trabajos adicionales de investigación.

Incluye los gastos requeridos para investigaciones adicionales, a ser ejecutadas con anterioridad a la construcción, tales como levantamientos topográficos con mayor detalle, diseños definitivos de líneas de transmisión, etc.

e) Costos administrativos y honorarios de ingeniería.

Involucra los gastos requeridos para la dirección de la construcción y supervisión de las obras.

f) Costos imprevistos.

Como una reserva para hacer frente a cambios en cantidades de trabajo que resultasen imprescindibles efectuar, se ha incluido un 6% del costo total de las obras civiles, más el equipamiento, las líneas de transmisión y otros especificados en d) y e).

g) Interés durante la construcción.

Se adoptó la tasa de 8% como tasa promedio, lo que da un porcentaje de 3.6% de los costos anteriormente señalados, como concepto de intereses durante la construcción, para un tiempo de construcción de 12 meses.

6.2 Presupuesto de las obras civiles.

Los presupuestos detallados de las diferentes obras detalladas anteriormente se enumeran en el cuadro # 9 de presupuestos.

CUADRO # 9

PRESUPUESTO

OBRA : C.H. Carumas II
DPTO.: Moquegua PROV.: Mariscal Nieto DIST.: Carumas LUGAR: Sn.Pedro
FECHA : Octubre, 1985 HOJA N° : 1

PART. DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACION	UNID.	METRA DO	PRECIO UNIT.	PARCIAL	COSTO TOTAL DE LA PARTIDA
<u>1. Canal de Aducción</u>					
1.1 Trabajos preliminares		G L O B A L		6400	
1.2 Excavación y relleno de plataforma	M3	17171	1.619	27800	
1.3 Excavación de Caja de Canal	M3	2994	3.994	11958	
1.4 Obras de concreto simple	M2	6742	7.092	47814	
1.5 Alcantarillas	ML	33	66.51	2195	
1.6 Canoas	U.	02	295	590	
1.7 Tubería de fierro 18"x½"	ML	50	86.7	4335	
1.8 Compuerta tipo tarjeta 1.00 x 0.70	U.	01	120.0	120	
					101212
<u>2. Cámara de Carga y Desarenador.</u>					
2.1 Excav. en roca suelta	M3	98	4.06	398	
2.2 Cimientos y muros de concreto ciclópeo 1:8	M3	33	44.04	1453	
2.3 Losa de fondo de 0.20m. de espesor; concreto 1:8	M2	49	9.16	449	
2.4 Revestimiento con mortero de cemento-arena 1:3 de la losa de fondo y paredes int.	M2	177	2.94	520	
2.5 Losas de concreto de diversas formas 0.15 m. de espesor.					
a) Concreto $f'_c = 210 \text{ kg.cm}^2$.	M3	1.2	70.3	84	
b) Encofrado	M2	7.0	3.4	24	
c) Fierro	Kg.	55	1.1	61	
2.6 Compuertas de fierro, con sus elementos de Izaje	U.	04	500	2000	
2.7 Rejilla de fierro 1.20 x 0.80	U.	01	320	320	
					5309
<u>3. Edificaciones: Casa de Máquinas.</u>					
3.1 Limpieza del terreno	M ²	400	0.20	80	
3.2 Excav. plataforma, rocasuelta a mano	M ³	280	4.06	1137	
3.3 Excav. en tierra, cimientos	M ³	85	2.93	248	
3.4 Cimientos de concreto ciclópeo con 30% p.g.	M ³	48	44.04	2114	

OBRA : C.H. Carumas II

DPTO.: Moquegua PROV.: Mariscal Nieto DIST.: Carumas LUGAR: Sn.Pedro

FECHA : Octubre, 1985

HOJA N° 2

PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACION	UNID.	METRA DO	PRECIO UNIT.	PARCIAL	COSTO TOTAL DE LA PARTIDA
3.5	Sobrecimientos					
a)	Encofrado	m ²	58	2.5	145	
b)	Concreto 1:8 con 25%p.m.	m ³	6	44.04	264	
3.6	Concreto armado					
3.6.1	Vigas y dinteles					
-	Encofrado	m ²	50	3.4	170	
-	Acero estructural	kg.	810	1.1	891	
-	Concreto 210 kg/cm2	m ³	6.9	70.3	485	
3.6.2	Columnas					
-	Encofrado	m ²	95	3.4	323	
-	Acero Estructural	kg.	420	1.1	462	
-	Concreto 210 kg/cm2.	m ³	6.3	70.3	443	
3.7	Piso de concreto 1:3:6 de 6" espesor	m ²	171	6.98	1194	
3.8	Fundación de maquinaria; concreto 210 kg/cm2	m ³	5	164.3	822	
3.9	Muros de ladrillo, asentado de cabeza.	m ²	140	13.7	1918	
3.10	Muros de ladrillo, asentado de soga.	m ²	110	8.6	946	
3.11	Cobertura de Eternit, con tijeral de madera	m ²	210	7.9	1650	
3.12	Veredas de concreto; 1m. ancho, 6" espesor	m ²	38	7.00	266	
3.13	Tijerales de madera 4"x8"	p ²	420	2.2	924	
3.14	Puertas, con sus elementos de cerrajería y colocación	m ²	38	40.0	1520	
3.15	Ventanas, con elementos de cerrajería y colocación con vidrio.	m ²	30	15.0	450	
3.16	Tarrajeo de las paredes	m ²	500	2.96	1480	
3.17	Pintura al temple de paredes	m ²	500	0.69	345	
3.18	Pintura de puertas y ventanas.	m ²	68	0.88	60	
3.19	Zócalos de 0.30 m. x 1" de espesor	ml	180	1.17	210	
3.20	Instalación eléctrico (completa)	u.	01	350	350	
3.21	Instalación sanitaria interior (completa)	u.	01	135	135	
3.22	Instalación sanitaria exterior (completa)	u.	01	60	60	

OBRA : C.H. Carumas

DPTO. : Moquegua PROV.: Mariscal Nieto DIST.: Carumas LUGAR: Sn. Pedro

FECHA : Octubre, 1985

HOJA N° : 2

PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACION	UNID.	METRA DO	PRECIO UNIT.	PARCIAL	COSTO TOTAL DE LA PARTIDA
3.23	Canaletas para cables con cobertura de plancha es - triada de acero de $\frac{1}{4}$ ".	ml.	15	23.9	<u>359</u>	19461
	<u>4. Conducto forzado.</u>					
4.1	Costo de tubo de acero soldable del tipo SAE A-1010, diámetro 16"; espesor 3/16" - 7/16"	kg.	90500	2.5	226250	
4.2	Embocadura tronco-cónica, a la salida de la cámara de - carga.	u.	01	50	50	
4.3	Codos de 16" de diámetro de 3/16" a 7/16" de espesor	u.	09	350	3150	
4.4	Pantalón palastro, de bifur - cación según diseño.	u.	01	3090	3090	
4.5	Válvulas de compuerta de - 10" Ø	u.	02	400	800	
4.6	Excavación en tierra y ro - ca suelta	m ³	4360	3.0	13080	
4.7	Anclajes y apoyo de concre - to ciclópeo 1:8, con 30% - de p.g.	m ³	180	44.04	7927	
4.8	Relleno con cama de arena y tierra	m ³	500	2.9	1450	
4.9	Infraestructura de apoyo - especial de la tubería - forzada	u.	01	500	<u>500</u>	256297
	<u>5. Canal de Alivio.</u>					
5.1	Excavación en tierra	m ³	1100	2.93	3223	
5.2	Muros de concreto 1:8 de 0.25m. de espesor con 30% de P.M.	m ³	130	44.04	<u>5725</u>	8948
	<u>6. Canal de Descarga</u>					
6.1	Excavación en tierra	m ³	440	2.93	1289	
6.2	Muros de concreto 1:8 de 0.15 m. de espesor, 30 % P.M.	m ³	70	44.04	<u>3083</u>	4367

6.3 Resumen de los costos de construcción.

I T E M	COSTO U.S. \$
A. <u>Obras Civiles</u>	395,594
1) Canal de alimentación	101,212
2) Cámara de carga y desarenador	5,309
3) Tubería forzada	256,297
4) Casa de máquinas	19,461
5) Canal de descarga	8,948
6) Aliviadero de demasía	4,367
B. <u>Equipamiento Electromecánico</u>	440,000
Incluye: Turbinas, generadores, table ros y transformadores.	
C. <u>Líneas de Transmisión</u>	200,000
1) Líneas 13.8 KV, 6 Km., entre PCH Carumas I y PCH Carumas II	60,000
2) Línea de 13.8 KV, 14 Km., entre PCM Carumas II y Huamajalso	140,000
D. <u>Investigación Adicional</u>	4,978
E. <u>Costo de Administración y gastos Ingenieriles</u>	32,000
F. <u>Costos Imprevistos</u>	67,700
G. <u>Interés durante la construcción</u>	36,489
T O T A L :	1'176,761

6.4 Requerimiento de fondos y fuentes alternativas de financiamiento

6.4.1 Aspectos generales.

El objetivo de esta parte del estudio, es el análisis de las diferentes fuentes para la obtención de los recursos necesarios para la implementación del proyecto. Básicamente todo el proyecto fue concebido para ser ejecutado por el sector público, utilizando fondos del tesoro, a través de los diferentes organismos interesados como son : La Corporación Departamental de Desarrollo de Moquegua (CORDEMOQUEGUA), ELECTROPERU (Gerencia de electrificación rural) o el Proyecto Especial de Afianzamiento y Ampliación de los Recursos Hidroenergéticos de los departamentos de Tacna y Moquegua.

6.4.2 Requerimientos de fondos del proyecto

El proyecto requiere de una inversión total de 1'075,549 U.S. \$, siendo su estructura la siguiente :

1) Obras civiles	294,382 U.S. \$	27.37%
2) Equipamiento electrome cánico	440,000	40.91
3) Líneas de transmisión	200,000	18.60
4) Costos de capital	141,167	13.12
	1'075,549	100.00

Monto que se tiene planificado sea cubierto de la siguiente manera:

CORDEMOQUEGUA.

Financiaría y/o ejecutaría todo el rubro de las obras civiles y costos de capital, cuyo monto asciende a los 435,549 U.S. \$ (40.49% de

la inversión restante).

Este es un organismo rector del desarrollo del Departamento de Moquegua, encargado de ejecutar proyectos de interés público, sin reinversión directa de los beneficios de las obras que desarrolla; los fondos asignados por el estado durante los últimos años le confieren un promedio anual de 4'500,000 U.S. \$; posee equipos e infraestructura suficiente como para acometer todos los trabajos que tiene en su cartera de proyectos para el corto plazo.

ELECTROPERU.

Mediante su gerencia de electrificación rural (antes OPTA), ha venido dirigiendo y ejecutando, los proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas en todo el país; mediante la modalidad de convenios o contratos, con los diferentes organismos de desarrollo de cada uno de los departamentos donde se ejecutaban proyectos, y se repartía los trabajos e inversiones de la misma manera que la planteada en el presente estudio.

Este sería el organismo encargado de usufructuar los beneficios directos derivados del proyecto, ya que mediante su organismo regional (ELECTROSUR) sería el que administre el total de las obras. Su inversión alcanzaría los 640,000 U.S. \$ (59.5% de la inversión)

Existen los antecedentes, de anteriores convenios, entre este organismo y CORDEMOQUEGUA; para la elaboración del estudio y ejecución de otras minicentrales hidroeléctricas, como la de Puquina (160 KW) y la de Omate (750 KW); esta última con problemas de factibilidad técnica, por problemas de índole geológico, en las estructuras con-

sideradas en el estudio primogénio.

PROYECTO ESPECIAL TACNA - MOQUEGUA.

Es un organismo de reciente creación (octubre de 1984); cuya finalidad es la de velar por una racional distribución y utilización de los recursos hidroenergéticos, a la vez que los impulsa y promueve en la región Tacna - Moquegua; teniendo a su cargo el proyecto integral Pasto Grande, marco en el cual se desenvuelve el presente estudio; - por lo tanto cae dentro de los organismos que podrían aportar partidas presupuestales para su ejecución.

6.4.3 Fuentes alternativas de financiamiento.

Ante una eventual falta de recursos por parte del organismo encargado de financiar el equipamiento electromecánico; se tendría la siguiente alternativa de financiamiento.

a) Entidades contratantes.

CORDEMOQUEGUA y COFIDE (mediante líneas especiales de crédito como el FIRE, por medio de un intermediario financiero).

b) Objeto.

Financiar la adquisición del equipamiento electromecánico y el costo de las líneas de transmisión, a la Corporación Departamental - de Desarrollo de Moquegua. Por un monto de 640,000 U.S.\$ (60% de la inversión)

c) Fondos Financieros.

Existe en el mercado financiero, líneas de crédito o fondos crea-

dos por el BCR, canalizados por la Corporación Financiera de Desarrollo (COFIDE), y este a su vez los delega mediante un intermediario - financiero (Banca Comercial o fomento). La más reciente línea creada que se ajusta a los requerimientos es el FIRE, que entre sus principales características tiene :

- Propósito

Propiciar el desarrollo armonioso y descentralizado del país, fomentando la producción de los sectores económicos prioritarios, - tomando en cuenta el impacto en favor de metas tales como la creación de nuevos puestos de trabajo y la generación de divisas.

- Beneficiario

Podrán ser beneficiarios del crédito FIRE, las personas naturales y empresas establecidas en el territorio nacional, cuyo proyecto de inversión a desarrollarse estén relacionados con las actividades de agricultura, ganadería, industria, etc. Y se encuentren - ubicadas fuera de la provincia de Lima y el Callao.

- Alcance del Fondo

El fondo financiaría el 70% de los proyectos aprobados, el 30 % restante será cubierto por el beneficiario, con un mínimo de 10%, en caso de un posible financiamiento aparte para este 30%.

Los créditos que otorgue el FIRE, no serán menores a 20,000 U.S.\$ ni mayor a 2'000,000 U.S. \$.

- Moneda a emplearse

Podrán ser en dólares norteamericanos en cuanto su destino sea la importación de bienes o servicios, y en soles en la parte destinada a costos locales.

- Tasa de interés.

Se aplicará una tasa variable fijada por el BCR, que para el caso de moneda extranjera y moneda nacional equivalente, se evalúa que esté en el orden de 8%.

- Plazos.

Por tratarse de un caso excepcional de lenta maduración, el fondo considera un período de hasta 10 años

d) Reembolso y flujo de fondos financieros.

El requerimiento y flujo de fondos financieros del reembolso del préstamo, se especifica en el cuadro # 10, en el cual los reembolsos del principal más los intereses se planean cubrir con los beneficios netos generados por la venta de energía (Visto en el capítulo 3 Estudio del Mercado Eléctrico.

En el cuadro # 11, se muestra las diferentes separaciones presupuestales que tendría que realizar CORDEMOQUEGUA para financiar el proyecto.

CUADRO N° 10

PLAN DE REEMBOLSO DEL PRESTAMO (U.S.\$)

AÑO	PRINC. + INT.	BENEFICIOS NETOS B. BRUTOS - GASTO OPERAC.	APORTES CAPITAL	SALDO DEL PRESTAMO
1986	(640,000)	-----	----	(640,000)
1987	(691,200)	51,421	140,000	(499,779)
1988	(539,761)	54,568	140,000	(345,193)
1989	(372,809)	57,714	----	(315,095)
1990	(340,320)	60,861	----	(279,441)
1991	(301,797)	64,007	----	(237,790)
1992	(256,813)	67,154	----	(189,659)
1993	(204,831)	70,661	----	(134,170)
1994	(144,904)	74,169	----	(70,735)
1995	(76,394)	77,676	----	1,282

CUADRO N° 11

PLAN DE PRESUPUESTO DE CORDEMOQUEGUA PARA FINANCIAR

EL PROYECTO

AÑO	SEPARACION PRESUPUESTAL (U.S. \$)	PORCENTAJE DEL PRESUPUESTO ANUAL
1986	436,000	9.7
1987	140,000	3.1
1988	140,000	3.1

NOTAS : 1) Se ha considerado que el presupuesto anual de CORDEMOQUEGUA, es de 4'500,000 U.S. \$.

2) No se ha evaluado la capacidad instalada y el equipo propio de CORDEMOQUEGUA, que podría rebajar considerablemente las cifras anteriores.

CAPITULO N° VII
EVALUACION DEL PROYECTO

7.1 Introducción

La generación y utilización de la energía eléctrica en el medio rural debe estar dirigida ahora, a incrementar las actividades productivas en las microregiones rurales, utilizando a la vez los recursos disponibles, tales como : mano de obra, materiales, etc. Igualmente debe crearse las condiciones y apoyar el desarrollo de las industrias nacionales para la fabricación de la maquinaria y equipo que los programas de electrificación rural requieren.

En esta parte del estudio, se tratará de evaluar el proyecto, desde el punto de vista de la conveniencia nacional, tanto por los beneficios que se generaría, como de los verdaderos costos para la economía en su conjunto.

La metodología empleada es la de UNIDO, donde identifica claramente, el efecto de moneda extranjera (ref. bibliográf. # 10). En caso que el valor neto presente (VNP) de la evaluación nacional se incrementa

se respecto de su homólogo obtenido de la evaluación de mercado o privado; demostraría que el proyecto tiene un efecto positivo en los objetivos de crecimiento del ingreso nacional.

7.2. El proyecto y sus costos de mercado.

El proyecto tiene los costos de mercado que se describe en el cuadro ° 12; los mismos que han sido desagregados en los factores siguientes:

- Mano de obra. (Calificada y no calificada)
- Bienes negociables (Equipo importado y equipo doméstico)
- Bienes no negociables (Transporte, materiales y costos de capital).

7.2.1 Descomposición de los principales rubros.

a) Obras civiles

Incluye obras de infraestructura civil, tal como desarenador, cámara de carga, casa de máquinas, tubería forzada, canal de descarga, aliviadero de demasías. Se excluye el costo del canal de alimentación (ya construido) por considerarlo de necesidad exclusiva, para fines de irrigación, la misma que genera beneficios que tampoco se consideran en la evaluación.

Los factores en los que se han desagregado los principales rubros involucran lo siguiente :

1. Mano de Obra

Se considera que participa en las obras civiles, mano de obra calificada y no calificada.

2. Bienes negociables.

(Material y equipo doméstico) El principal rubro dentro de esta categoría viene a ser el acero para la tubería a presión, además del cemento, herramientas, etc.

b) Equipamiento electromecánico.

Incluye las turbinas, generadores, tableros y transformadores, así como la instalación de estos elementos. Su descomposición es la siguiente :

1. Mano de obra.

Se considera que participa principalmente mano de obra calificada.

2. Equipos importados.

Incluye normalmente el costo de los generadores y reguladores de velocidad.

3. Material y equipo doméstico negociable.

El principal rubro de esta categoría está constituido por el costo de las turbinas, tableros y transformadores.

4. Bienes y servicios no negociables.

Lo constituyen algunos materiales nacionales, transporte y costos de capital.

c) Obras eléctricas.

Comprende el costo de las dos líneas de transmisión

de 13.8 KV (20 km.) y se descompone en :

1. Mano de obra.

Calificada y no calificada

2. Materiales domésticos negociables.

Principalmente el metal de los conductores, accesorios y equipamiento eléctrico.

3. Bienes no negociables.

Tales como los materiales domésticos (postes de madera), transporte y costos de capital.

d) Operación y mantenimiento.

El rubro principal aquí considerado es el de la mano de obra, ya que por experiencia de la operación en estas pequeñas plantas; es éste el rubro que incide mayormente en los costos de operación. Pero también se han considerado otros, tal como se ve en el cuadro N° 12.

Los costos de operación y mantenimiento para la central hidroeléctrica se han calculado a partir de la siguiente expresión (1)

$$Y = a x^b$$

donde :

Y = Costo anual de operación y mantenimiento (U.S.\$).

x = Potencia a instalarse 750 KW.

(1) Ref: "Mantenimiento y operación de PCH" ELECTOPERU - GTZ 1982.

$$a = 1055$$

Parámetros de la ecuación

$$b = 0.55$$

7.2.2 Flujo de caja de los fondos internos.

En el cuadro N° 13 se puede apreciar el modo en que los costos se van a comportar a través de la vida útil de proyecto, el cual en este caso se ha estimado en 30 años, considerando 1 año adicional para la construcción. Los costos estimados para cada uno de los años de la vida útil han sido actualizados al año inicial utilizando tasas de 0% , 5% y 8%

7.3 Cálculo de los factores de ajuste.

De acuerdo a un análisis detallado, teniendo en cuenta los costos de oportunidad y precios sombra de los recursos que intervienen en el proyecto. Se han evaluado los correspondientes factores de ajuste en concordancia a la realidad peruana, para que reflejen en alguna medida, los reales costos de oportunidad de los recursos empleados.

a) Moneda extranjera.

(ME) se ha usado el factor de conversión estandar (FCE) el cual se ha estimado en 0.8.

Factor de ajuste :

$$ME = \frac{1}{FCE} - 1 = 0.25$$

$$FA = (ME) = + 25\%$$

Este valor se puede interpretar en el sentido de que la economía en su conjunto, le da a la moneda extranjera un valor o poder adquisitivo para el consumo, que es 25% mayor que su precio oficial. (tasa oficial de cambio).

b) Mano de obra no calificada.

(MONC) Teniendo en cuenta que el proyecto se llevará a cabo en el ámbito rural, donde el grado de sub-empleo y desempleo es alto, vamos a estimar que el costo de oportunidad de este tipo de recurso humano es el 50% de los salarios pagados.

$$FA \text{ (MONC)} = -50\%$$

c) Mano de obra calificada.

(MOC) Basado en similares consideraciones, se ha estimado que el salario sombra de este tipo de trabajadores puede ser aproximadamente 10% menor que el salario de mercado.

$$FA \text{ (MOC)} = -10\%$$

d) Equipo importado. (EI)

Este rubro ha sido considerado dentro de la categoría de bienes negociable, y el factor de ajuste ha sido calculado asumiendo que el nivel de impuestos hace que el precio de mercado sea mayor en un 33% que el precio internacional.

$$FA \text{ (EI)} = \frac{\text{Precio Internacional}}{\text{Precio de mercado}} - 1 = \frac{1.00}{1.33} - 1 = -0.25$$

$$FA \text{ (EI)} = -25\%$$

e) Material y equipo doméstico. (MED)

El cálculo se ha hecho en forma similar al anterior, pero asumiendo que el nivel de precios internos es mayor en un 35% que el externo

$$FA (MED) = - 26\%$$

f) Transporte (T)

Este rubro merece un análisis detallado, ya que constituye una suma de varios rubros (MOC, insumos no exportables, vehículo - (costo de capital), etc.) tal como se aprecia en el cuadro N° 14.

$$FA (T) = - 6\%$$

g) Costos de capital. (CC)

De este rubro, en lo que concierne a equipos, se han clasificado como un bien negociable y su precio sombra se asume que es equivalente al precio mundial. La tasa promedio de impuesto a la importación sobre los equipos usados en construcción se estima sea del orden del 20%. Desde que los precios domésticos son asumidos que sean iguales a los precios mundiales más el impuesto a la importación, la proporción de precios mundiales a precios domésticos sería $100/120 = 0.83$ y el factor de ajuste requerido para convertir los precios domésticos a precios mundiales.

$$FA (CC) = 0.83 - 1 = -0.17$$

$$FA (CC) = - 17\%$$

h) Materiales domésticos no exportables. (MDNE)

Estos son principalmente arena, piedra, postes de madera - dinamita, compuertas metálicas, etc., los cuales no pueden ser exportados principalmente por su alto costo de transporte. A pesar que en la producción de un bien no negociable se utiliza un bien negociable El tratamiento de los bienes no negociables ignoran este problema a través de la asunción que los precios del mercado doméstico de este-tipo de bienes igualan a su precio sombra, y por lo tanto :

$$FA \text{ (MDNE) } = 0$$

7.4 Cálculo de los costos sociales

La metodología de la guía UNIDO recomienda obtener los costos sociales en dos pasos o ajustes separados. El primer ajuste no toma en cuenta el efecto por moneda extranjera y consiste en corregir los precios de mercado como se muestra en el cuadro N° 15. usando los factores de ajuste antes calculados. En el presente caso estos fueron negativos y por lo tanto los nuevos costos (a precio sombra), que se obtienen son menores que los de mercado en un 22.2% aproximadamente, para la tasa de descuento de 5%. El segundo ajuste es sólo por el efecto de moneda extranjera y como se ve en el cuadro N° 16, los precios sombra ahora aumentan y esto es perfectamente lógico, porque cuanto las divisas que se usan en el proyecto tienen un poder adquisitivo mayor que el de mercado, y por lo tanto su efecto sobre el país en general, es el de aumentar el costo del proyecto.

A la tasa de descuento de 5% vemos que el costo de oportunidad del proyecto se incrementa, sin embargo el ajuste total sigue siendo ne-

gativo y los dos efectos juntos hacen que los costos del proyecto - para el país, sean 13% menores que los costos aparentes del mercado.

7.5 Resultado final de la evaluación.

Se utilizarán dos formas de interpretación o comparación de los resultados de la evaluación.

La primera es calcular los costos del Kwh promedio que nuestro proyecto producirá a lo largo de toda la vida útil considerada. La otra es asumir un precio de venta de todos los Kwh que se producirán, y calcular los tres indicadores básicos de todo proyecto, como son : El valor neto presente (VNP), la relación Beneficio/Costo (B/C) y la tasa interna de retorno (TIR).

7.5.1 Cálculo del costo del Kwh promedio.

Utilizaremos para los costos, los valores de los cuadros- N° 15 y 16, mientras que para los volúmenes de producción de energía se han tomado los datos calculados en el capítulo 3 sobre Estudio - del Mercado Eléctrico; valores que se encuentran tabulados en el cuadro N° 17 y que han sido actualizados con tasas de 5% y 8%, para finalmente calcular los costos del Kwh promedio, dados en el cuadro N° 18.

7.5.2 Cálculo de los indicadores del proyecto.

El cálculo de los indicadores del proyecto, se basa en la premisa de la asunción de un costo promedio para el Kwh, valor que se define en el siguiente acápite.

7.5.2.1 Valor de la tarifa.

La oficina del convenio AID, considera que el costo del Kwh, está en torno a los 6.0 centavos de dólar, para los pronósticos de demanda estimados con el método de MONENCO. Por otro lado en la región sur, los costos promedio actuales son :

- Costo promedio actual del Kwh :
0.033 U.S. \$ (1)
- Costo incremental promedio del Kwh :
0.050 U.S. \$ (2)
- Costo incremental de SPCC, Kwh :
0.080 U.S. \$ (3)

Notas :

- (1) El actual sistema, no tiene capacidad de generación incremental.
- (2) Se considera generación incremental, efectuando el afianzamiento de la Laguna Aricota.
- (3) Considerando una mayor generación por parte de la compañía minera SPCC.

Por lo tanto resulta plausible la idea de adoptar, como costo promedio de la energía la cantidad de 6.0 centavos de dólar por Kwh.

El costo actual del Kwh que consume la microregión está por encima de los 0.15 U.S. \$, por lo que el beneficio resulta evidente, en favor de toda la población usuaria del servicio.

7.5.2.2 Cálculo de los indicadores.

Utilizando los valores de costos y pronósticos de demanda especificados en los cuadros # 13, 16 y 17 así como

el costo promedio de energía asumido, obtendríamos los indicadores dados en el cuadro # 19, la tasa interna de torno (TIR) fué calculada - en forma gráfica, tal como se muestra en el gráfico # 19.

CUADRO # 12

COSTOS DE INVERSION Y OPERACION A PRECIOS DE MERCADO

(U.S. \$)

	OBRAS CIVILES	EQUIPO ELECTROMEC.	LINEA DE TRANSMISION	COSTOS INDIRECTOS	TOTAL INVERSION	OPERACION (ANUAL)
MANO DE OBRA						
- Calificada	13,626	22,200	30,000	10,389	76,215	24,137
- No calificada	5,450	17,760	20,000	6,820	50,030	16,896
	8,176	4,440	10,000	3,569	26,185	7,241
BIENES NEGOCIABLES	246,690	400,000	148,337	119,174	914,201	8,050
- Equipo importado	2,050	220,000	—	—	222,050	2,310
- Materiales y equipos domé- sticos.	244,640*	180,000	148,337	119,174	692,151	5,740
BIENES NO NEGOCIABLES	34,066	17,800	21,663	11,604	85,133	8,042
- Transporte	6,820	10,000	12,000	4,548	33,368	4,137
- Materiales	22,710	1,000	3,500	4,294	31,504	3,905
- Costos de capital	4,536	6,800	6,163	2,762	20,261	—
T O T A L	294,382	440,000	200,000	141,167	1'075,549	40,229

CUADRO # 13

FLUJO DE CAJA DE LOS COSTOS INTERNOS A PRECIO DE MERCADO
(U.S. \$)

AÑO	0	1 - 30	VALOR			TOTAL DESCONTADO		
			0 %	5 %	8 %	0 %	5 %	8 %
M.O Calificada.	50,030	16,896	556,910	313,486	241,796			
M.O No calificada.	26,185	7,241	243,415	139,093	108,369			
Equipo importado.	222,050	2,310	291,350	258,069	248,268			
Materiales y Equipo Doméstico.	692,151	5,740	864,351	781,654	757,299			
Transporte.	33,368	4,137	157,478	97,875	80,322			
Materiales no negociable	31,504	3,905	148,654	92,394	75,825			
Costos de capital.	20,261	---	20,261	20,261	20,261			
TOTAL COSTOS	1'075,549	40,229	2'282,419	1'702,832	1'532,140			

CUADRO # 14

CALCULO DEL FACTOR DE AJUSTE POR TRANSPORTE

TRANSPORTE	% DE COSTOS	FA	%	D I V I S A S	
				CONTENIDO	%
Combustible y lubricantes	: 25	+63	16	1	25
Insumos no exportables	: 12	0	0	0	0
Mano de obra calificada	: 17	-23	-4	0	0
Vehículos	: 46	-40	-18	0.8	37
	100		- 6		62

CUADRO # 15

AJUSTE PRELIMINAR DE LOS COSTOS A PRECIO DE MERCADO
(U.S. \$)

	VALOR PRESENTE A PRECIOS DE MERCADO			FACTOR AJUSTE %	AJUSTES			VALOR PRESENTE ECONOMICO A PRECIOS DE MERCADO.		
	0 %	5 %	8 %		0 %	5 %	8 %	0 %	5 %	8 %
M. O. Calificada	556,910	313,486	241,796	- 10	- 55,691	- 31,349	- 24,180	501,219	282,137	217,616
M. O. No calificada	243,415	139,093	108,369	50	-121,708	- 69,547	- 54,185	121,707	69,546	54,184
Equipo importado	291,350	253,639	248,268	- 25	- 72,838	- 64,517	- 62,067	218,512	193,552	186,201
Material y equipo de méxico.	864,351	781,654	757,299	- 26	-224,731	-203,230	-196,898	639,620	578,424	560,401
Transporte.	157,478	97,875	80,322	- 6	- 9,449	- 5,873	- 4,819	148,029	92,002	75,503
Material no negociables.	148,654	92,344	75,825	0	0	0	0	148,654	92,394	75,825
Costos de capital.	20,261	20,261	20,261	- 17	- 3,444	- 3,444	- 3,444	16,817	16,817	16,817
T O T A L.	2'282,419	1'702,832	1'532,140		-487,861	-377,960	-345,593	1'794,558	1'324,872	1'186,547

CUADRO # 16

AJUSTE POR MONEDA EXTRANJERA (U.S. \$)

	VALOR PRESENTE ECONOMICO			MONEDA EXTRANJERA			AJUSTES			VALOR PRESENTE ECONOMICO			
	CON AJUSTE PRELIMINAR			CONTEN.			BONIF. FACT. AJUSTE			FINAL			
	0 %	5 %	8 %	0	0 %	5 %	8 %	0 %	5 %	8 %	0 %	5 %	8 %
M. O. Calificada	501219	282137	217616	0	.25	—	—	501219	282137	217616			
M. O. No calificada	121707	69546	54184	0	.25	—	—	121707	69546	54184			
Equipo importado.	218512	193552	186201	100	.25	25	54628	273140	241940	232751			
Mat. y Equip. donativo.	639620	578424	560401	60	.25	15	95943	735563	665188	644461			
Transporte.	148029	92002	75503	62	.25	15.5	22944	170973	106262	87206			
Materialcs.	148654	92304	75825	10	.25	2.5	3716	152370	94704	77721			
Costos de capital	16817	16817	16817	80	.25	20	3363	20180	20180	20180			
TOTAL	1'794'558	1'324'872	1'186'547				180594	1'975'152	1'479'957	1'334'119			

CUADRO # 17

AÑO	PRONOSTICO DE CONSUMO(Kwh)	FACTOR DE ACT. 5%	Kwh/año VALOR PRESEN. 5%	FACT. ACT. 8%	Kwh/año VALOR PRESEN. 8%
1987	1'527,513	1.0500	1'454,774	1.0800	1'414,364
1988	1'579,952	1.1025	1'433,063	1.1664	1'354,554
1989	1'632,391	1.1576	1'410,151	1.2597	1'295,857
1990	1'684,830	1.2155	1'386,121	1.3605	1'238,390
1991	1'737,269	1.2763	1'361,176	1.4693	1'182,379
1992	1'789,709	1.3401	1'335,504	1.5869	1'127,802
1993	1'848,170	1.4071	1'313,460	1.7138	1'078,405
1994	1'906,632	1.4775	1'290,445	1.8509	1'030,111
1995	1'965,093	1.5513	1'266,740	1.9990	983,038
1996	2'023,555	1.6289	1'242,283	2.1589	937,308
1997	2'082,017	1.7103	1'217,340	2.3316	892,956
1998	2'109,037	1.7959	1'174,362	2.5182	837,518
1999	2'136,057	1.8856	1'132,826	2.7196	785,431
2000	2'163,078	1.9799	1'092,519	2.9372	736,442
2001	2'190,098	2.0789	1'053,489	3.1722	690,404
2002	2'217,119	2.1829	1'015,676	3.4259	647,164
2003	2'246,764	2.2920	980,264	3.7000	607,234
2004	2'276,410	2.4066	945,903	3.9960	569,672
2005	2'306,055	2.5270	912,566	4.3157	534,341
2006	2'335,701	2.6533	880,300	4.6609	501,127
2007	2'365,347	2.7860	849,012	5.0336	469,893
2008	2'389,401	2.9253	816,805	5.4365	439,511
2009	2'413,455	3.0715	785,758	5.8714	411,053
2010	2'437,510	3.2251	755,794	6.3411	384,399
2011	2'461,564	3.3864	726,897	6.8484	359,436
2012	2'485,619	3.5557	699,052	7.3963	336,062
2013	2'509,671	3.7335	672,203	7.9881	314,180
2014	2'533,725	3.9201	646,342	8.6271	293,694
2015	2'557,779	4.1161	621,408	9.3172	274,522
2016	2'581,833	4.3219	597,384	10.0626	256,577
TOTAL :			31'069,617	TOTAL : 21'983,824	

CUADRO # 18

CALCULO DEL COSTO DEL Kwh PROMEDIO

	A PRECIOS DE MERCADO		A PRECIOS SOMBRA	
	5 %	8 %	5 %	8 %
Gastos. (U.S. \$)	1'702,832	1'532,140	1'479,957	1'334,119
Volumen (kwh)	31'069,617	21'983,824	31'069,617	21'983,824
Precio del Kwh en U.S. ¢	5.48	6.97	4.76	6.07

CUADRO # 19

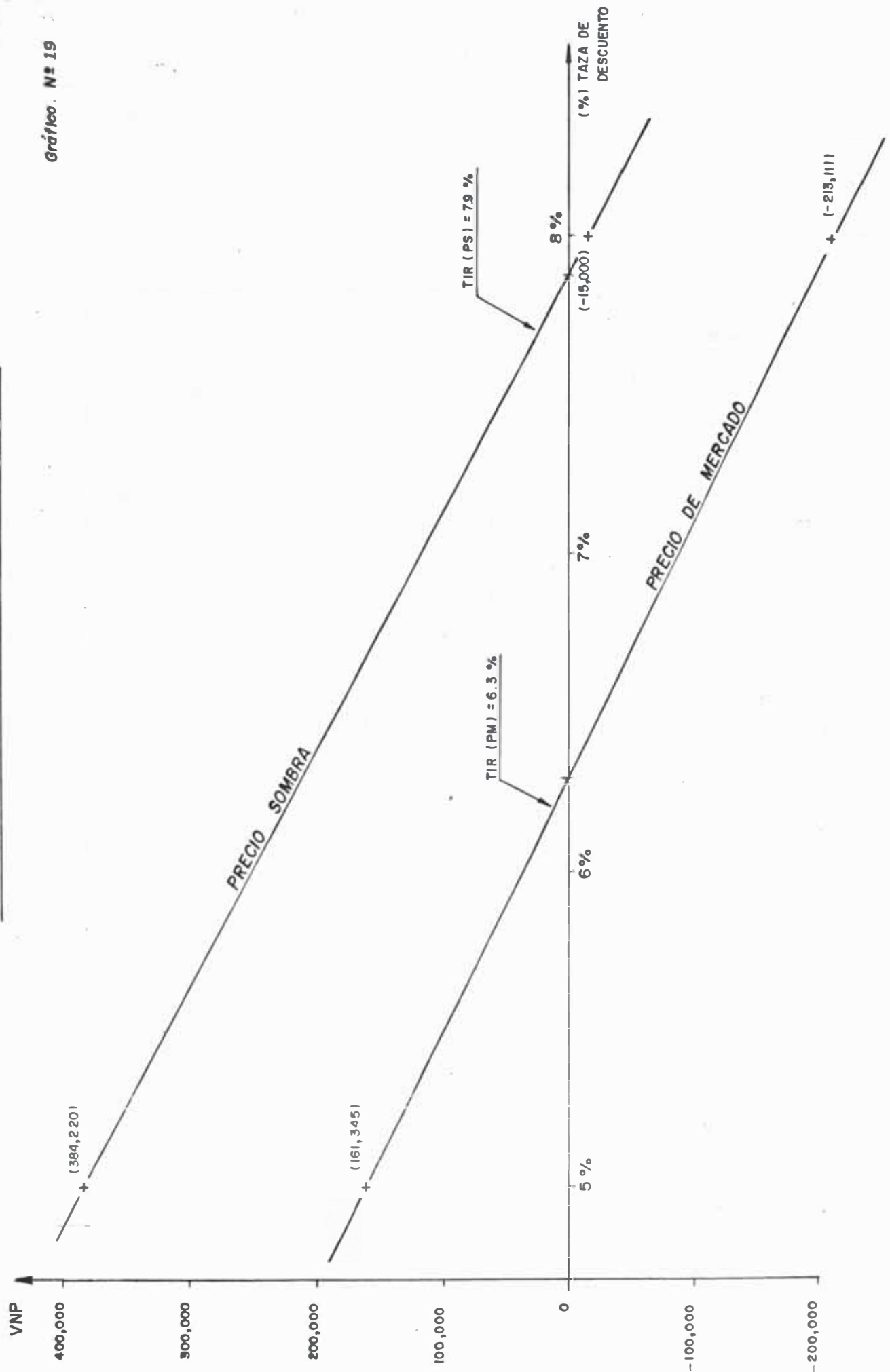
INDICADORES DEL PROYECTO

	A PRECIOS DE MERCADO		A PRECIOS SOMBRA	
	5 %	8 %	5 %	8 %
Σ Beneficios :	1'864,177	1'319,029	1'864,177	1'319,029
Σ Costos :	1'702,832	1'532,140	1'479,957	1'334,119
VNP :	161,345	-213,111	384,220	-15,090
B/C :	1.095	0.861	1.260	0.989
TIR :		6.3%		7.9%

NOTA : No se considera beneficios por irrigación.

CALCULO GRAFICO DE LAS T.I.R.

Gráfico. N° 19



7.6 Análisis de Sensibilidad.

Por tratarse de cantidades futuras, es probable que algunos valores que se presentarán en la realidad, no coincidan con los estimados por lo que se ha creído conveniente realizar el siguiente análisis de sensibilidad de la rentabilidad del proyecto respecto a las variables con mayor probabilidad de cambio.

7.6.1 Sensibilidad respecto al costo del Kwh promedio.

Este análisis resulta equivalente a suponer, que también se realiza un análisis de sensibilidad para el volumen de producción de energía de la minicentral hidroeléctrica; ya que ambos factores son los que definen en exclusivo los beneficios del proyecto.

Se analiza la sensibilidad, adoptando los siguientes costos para el Kwh promedio: 3, 4, 5, 7, 8 y 9 U.S. ¢, equivalente a una variación de -50% a +50% del factor independiente.

Los resultados se tabulan en los cuadros # 20 y 21. Se puede apreciar, en los referidos cuadros, que la rentabilidad del proyecto aún perdura en el caso de la evaluación nacional, para una tasa de descuento de 1.8%, considerando un costo de la energía promedio igual a 0.04 U.S. \$/Kwh, para valores superiores de la energía los indicadores mejoran notablemente.

En caso de la evaluación a precios mercado, es conveniente que dicho costo de la energía sea superior a los 0.05 U.S. \$/Kwh; para obtener la rentabilidad del proyecto.

CUADRO # 20

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROYECTO, CON LA VARIACION DEL COSTO
PROMEDIO DEL KWH. (A PRECIOS SOMBRA)

COSTO Kwh (U.S.¢)	BENEFICIOS (U.S.\$)		VNP(U.S.\$)		B/C		TIR %
	5%	8%	5%	8%	5%	8%	
3	932,089	659,515	-547,868	-674,604	0.63	0.49	---
4	1'242,785	879,353	-237,172	-454,766	0.84	0.66	1.8
5	1'553,481	1'099,191	73,524	-234,928	1.05	0.82	5.7
7	2'174,873	1'538,868	694,916	204,749	1.47	1.15	9.3
8	2'485,569	1'758,706	1'005,612	424,587	1.68	1.32	10.2
9	2'796,266	1'978,544	1'316,309	644,425	1.89	1.48	10.9

CUADRO # 21

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROYECTO CON LA VARIACION DEL COSTO
PROMEDIO DEL KWH (A PRECIOS DE MERCADO)

COSTO Kwh (U.S.\$)	BENEFICIOS U.S.\$)		VNP (U.S.\$)		B/C		TIR %
	5%	8%	5%	8%	5%	8%	
3	932,089	659,515	-770,743	-872,625	0.55	0.43	---
4	1'242,785	879,353	-460,047	-652,787	0.73	0.57	---
5	1'553,481	1'099,191	-149,351	-432,949	0.91	0.72	3.5
7	2'174,873	1'538,868	472,041	6,728	1.28	1.00	8.0
8	2'485,569	1'758,706	782,737	226,566	1.46	1.15	9.2
9	2'796,266	1'978,544	1'093,434	446,404	1.64	1.29	10.1

7.7 Comparación con una planta térmica alterna.

7.7.1 Introducción.

Como una técnica comunmente empleada en el pasado, adoptaremos el método de buscar una alternativa de generación térmica, capaz de suministrar un servicio igual, a fin de comparar el costo de tal equipamiento, con la central hidráulica.

Como punto más importante a favor de la alternativa térmica, tenemos el bajo costo inicial de sus instalaciones, así como su pronta puesta en servicio.

Por el contrario, como puntos negativos, tenemos su alto costo anual de operación, por la utilización de petróleo para su funcionamiento, hidrocarburo que incrementa su costo por su tendencia a ser escaso con el tiempo. Además de utilizar equipo que en gran porcentaje son importados, situación nada conveniente desde el punto de vista de una posible evaluación nacional.

La comparación que realizaremos entre la alternativa térmica y la hidráulica será desde una perspectiva de los precios de mercado, situación que redunda en beneficio de la alternativa térmica.

7.7.2 Costos de la alternativa térmica.

El equipamiento más económico para la alternativa térmica, es el que consiste, en la instalación de un grupo electrógeno de 500 kw. (eficaz), en la misma ciudad de Carumas (3,000 m.s.n.m.) y motobombas diesel en cada uno de los pozos de bombeo (125 kw. eficaces - C/U), de esta manera se ahorra el costo de líneas de transmisión.

7.7.2.1 Costo del equipamiento inicial.

Dichos costos son como sigue :

a) Costo de un grupo electrógeno de 500 kw. y dos motores de 125 Kw efectivos :	150,000 (U.S.\$)
b) Costos indirectos y obras adicionales :	30,000
TOTAL :	180,000 U.S.\$

Equipo con una vida útil de 15 años.

7.7.2.2 Costo anual de operación y mantenimiento.

El rubro de operación, básicamente involucra los costos del combustible (diesel N° 2), sueldos y salarios, lubricantes; los gastos por mantenimiento comprenden tanto el mantenimiento correctivo como el preventivo, incluyendo un reacondicionamiento general de la planta (Overhaul), a los 8 años de vida útil de la planta; dichos costos han sido considerados como un 6% del costo inicial de la planta.

a) Costo del combustible.

Por datos de fabricante, y considerando un 30% por pérdida de eficiencia por la altura de operación de las máquinas, así como su deterioro por el uso; el rendimiento energético considerado es de 0.12 Gal./Kwh, valor que multiplicado por el pronóstico de producción especificado en el cuadro # 17 y por el costo del combustible (0.9\$/galón), daría el costo anual por concepto de combustible, especificado en el cuadro # 22.

b) Costo del lubricante.

El consumo unitario de lubricantes en grupos térmicos diesel, varía entre 150-800 Kwh/lt. adoptando 500 kwh/lt. a un costo de 6 \$/galón de lubricante daría el costo anual por este concepto, que se especifica en el cuadro # 22.

c) Sueldos y salarios de los operadores de los equipos.

Para operar todo el equipo térmico descrito anteriormente, se necesitaría por lo menos el apoyo de 6 personas (mano calificada), las que a un sueldo de 100 \$/mes, 14 sueldos al año, daría 8,400 \$/año, considerando un 50% por costos indirectos, el rubro anual por sueldos y salarios sería de 12,600 \$/año.

d) Mantenimiento.

Tal como se vió anteriormente, el costo de mantenimiento se fijó en 6% del costo de inversión inicial de la planta; cantidad que alcanza los 10,800 \$/año.

7.7.2.3 Costo total de la alternativa térmica.

Los costos totales, actualizados utilizando las tasas de 5% y 8%, son los que se muestran en el cuadro # 24, que totalizan 4'086,397 y 2'946,931 U.S.\$ respectivamente.

7.7.2.4 Cálculo de los indicadores económicos para las alternativas.

Como se vió para el caso de la alternativa hidráulica, se ha evaluado la alternativa térmica de dos maneras, la

primera calculando el costo promedio del kwh en base a los costos y volúmenes de producción anteriormente calculados, cuyos resultados se tabulan en el cuadro # 23. Y la segunda manera, es asumiendo un costo para el Kwh promedio, igual a 0.06 U.S.\$. Se calcularán los indicadores tradicionales como el VNP y B/C; valores que se especifican en el cuadro # 25.

CUADRO N° 22

CALCULO DEL COSTO ANUAL DE COMBUSTIBLE Y LUBRICANTE DE
LA ALTERNATIVA TERMICA
(U.S.\$)

AÑO	COSTO ACT. COMBUSTIBLE		COSTO ACT. LUBRICANTE		COSTO ACT. TOTAL/AÑO	
	5 %	8 %	5 %	8 %	5 %	8 %
1987	157,116	152,751	4,655	4,526	161,771	157,277
1988	154,771	146,292	4,586	4,335	159,357	150,627
1989	152,296	139,953	4,512	4,147	156,808	144,100
1990	149,701	133,746	4,436	3,963	154,137	137,709
1991	147,007	127,697	4,356	3,784	151,363	131,481
1992	144,234	121,803	4,274	3,609	148,508	125,412
1993	141,854	116,468	4,203	3,451	146,057	119,919
1994	139,368	111,252	4,129	3,296	143,497	114,548
1995	136,808	106,168	4,054	3,146	140,862	109,314
1996	134,167	101,229	3,975	2,999	138,142	104,228
1997	131,473	96,439	3,895	2,857	135,368	99,296
1998	126,831	90,452	3,756	2,680	130,589	93,132
1999	122,345	84,827	3,625	2,513	125,970	87,340
2000	117,992	79,536	3,496	2,357	121,488	81,893
2001	113,777	74,564	3,371	2,209	117,148	76,773
2002	109,693	69,894	3,250	2,071	112,943	71,965
2003	105,869	65,551	3,137	1,943	109,006	67,524
2004	102,158	61,525	3,027	1,823	105,185	63,348
2005	98,557	57,709	2,920	1,710	101,477	59,419
2006	95,072	54,122	2,817	1,604	97,889	55,726
2007	91,693	50,748	2,717	1,504	94,410	52,252
2008	88,215	47,467	2,614	1,406	90,829	48,873
2009	84,862	44,394	2,514	1,315	87,376	45,709
2010	81,626	41,515	2,419	1,230	84,045	42,745
2011	78,505	38,819	2,328	1,150	80,831	39,969
2012	75,498	36,295	2,237	1,075	77,735	37,370
2013	72,598	33,931	2,151	1,005	74,749	34,936
2014	69,805	31,719	2,068	940	71,873	32,659
2015	67,112	29,649	1,989	878	69,101	30,527
2016	64,517	27,710	1,912	821	66,429	28,531
TOTAL	3'355,520	2'374,255	99,423	70,077	3'454,943	2'444,602

CUADRO N° 23

COSTOS ACTUALIZADOS TOTALES DE LA ALTERNATIVA TERMICA
(U.S. \$)

	COSTOS DE MERCADO	
	5 %	8 %
I. Costo de los equipos.	266,583	236,744
- Gosto inicial.	180,000	180,000
- Reinversión a los 15 años.	86,583	56,744
II. Costo de operación y mantenimiento.	3'819,814	2'710,187
- Costo de combustible y lubricantes.	3'454,943	2'444,602
- Sueldos y salarios.	196,469	143,007
- Costo de mantenimiento.	168,402	122,578
TOTAL :	4'086,397	2'946,931

CUADRO N° 24

CALCULO DEL Kwh PROMEDIO DE LA ALTERNATIVA TERMICA

		A PRECIO DE MERCADO	
		5. %	8 %
Costos (U.S. \$)	:	4'086,397	2'946,931
Volumen (Kwh)	:	31'069,617	21'983,824
Precio del Kwh en U.S. ¢	:	13.15	13.4

CUADRO N° 25

CALCULO DE LOS INDICADORES ECONOMICOS DE LA ALTERNATIVA
TERMICA

		A PRECIO DE MERCADO	
		5 %	8 %
BENEFICIO (U.S. \$)	:	1'864,177	1'319,029
COSTOS (U.S. \$)	:	4'086,397	2'946,931
VNP	:	-2'222,220	-1'627,900
B/C	:	0.456	0.447

CONCLUSION

La presente alternativa térmica, no es rentable para el costo promedio de la energía adoptado (0.06 U.S.\$/Kwh), por lo tanto se desestima esta alternativa.

7.8 Comparación con una alternativa de suministro de energía mediante una línea de Transmisión entre Titijones y Carumas.

1. Generalidades

Otra de las alternativas, tendientes a sustituir el proyecto de la minicentral hidroeléctrica, lo constituye la construcción de una línea de transmisión, que partiendo del actual sistema eléctrico de SPCC, dote de energía a la microregión. La línea a construir sería de 33 kv, con una longitud de 35 km.

2. Costos de construcción de la línea de transmisión.

El costo de construcción comprende el costo de la instalación inicial de la línea de transmisión, así como el costo de las respectivas estaciones transformadoras de reducción de voltaje; involucra también una reinversión a los 15 años, igual al 30% de la inversión de la línea, por deterioro de los armados (postes de madera) de la línea; por lo tanto los costos actualizados mediante tasas de descuento de 5% y 8% serían :

i) Costo de una L.T. de 33 KV, 35 km.	700,000	U.S.\$
ii) Costo de las S.E. reductoras de tensión	70,600	
iii) Reinversión a los 15 años, por deterioro de los postes de madera.	101,014	(5%)
		66,200	(8%)

3. Evaluación de la alternativa de la L.T.

Homogenizando el método aplicado con las anteriores alternativas, determinaremos el costo del Kwh y los indicadores del proyecto.

3.1 Cálculo del costo promedio del kwh de la alternativa.

El cálculo del kwh de la alternativa se evalúa, sumando al costo promedio del Kwh generado (0.05 U.S.\$/Kwh), un adicional más, por concepto de los gastos que demanda la construcción de la línea de transmisión, tal como se aprecia en el cuadro N° 26 obteniéndose valores más altos que los considerados anteriormente (7.8 y 8.8 U.S. ¢/Kwh).

3.2 Cálculo de los indicadores económicos de la alternativa.

Igual como se vió en las anteriores evaluaciones, supondremos un precio promedio para el Kwh, equivalente a 0.06 U.S.\$/Kwh, siendo su costo de generación de 0.05 U.S.\$/Kwh, por lo que el beneficio neto será de 0.01 U.S. \$/Kwh, valor que multiplicado por su respectivo volumen de producción, tendría que cubrir los costos que la alternativa demande; y cuyos indicadores se muestran en el cuadro N° 27.

CUADRO N° 26

CALCULO DEL COSTO PROMEDIO DEL KWH DE LA ALTERNATIVA DE LA LINEA
DE TRANSMISION

	A PRECIO DE MERCADO	
	5%	8%
Costo del Kwh promedio generado (U.S.\$)	0.05	0.05
Costo total de la alternativa (U.S.\$)	871,614	836,800
Volumen (Kwh)	31'069,617	21'983,824
Precio del Kwh en U.S.¢	7.8	8.8

CUADRO N° 27

CALCULO DE LOS INDICADORES ECONOMICOS DE LA ALTERNATIVA DE LA
LINEA DE TRANSMISION

	A PRECIOS DE MERCADO	
	5%	8%
Beneficio (U.S.\$)	310,696	219,838
Costos (U.S.\$)	871,614	836,800
VNP (U.S.\$)	-560,918	-616,962
B/C	0.356	0.262

CONCLUSION : Alternativa que tampoco demuestra rentabilidad para el costo promedio del Kwh, adoptado (0.06 U.S.\$), por lo que se le desestima por el momento.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Conclusiones

Como resultado de la investigación y estudio del proyecto de la minicentral hidroeléctrica Carumas II, se extrajo las siguientes conclusiones :

- 1) La ejecución del proyecto asegura el abastecimiento hídrico, para la agricultura en la zona de Huataraquena (Valle de Carumas) con un caudal regulado de 250 lt/seg. con capacidad de ampliar dicha dotación hasta 350 lt/seg. A la vez que permite un aprovechamiento de 280 lt/seg. adicionales, los cuales incrementarían el abastecimiento hídrico de la ciudad de Moquegua.
- 2) La minicentral Carumas II generaría 750 KW; parte de esta potencia serviría para los pozos de bombeo a implementar en Huamajalso (250 KW), y el resto (500 KW) cubre las necesidades energéticas de la microregión, hasta el año 1996 en forma global.
- 3) El proyecto es rentable desde el punto de vista nacional, ya que sin incluir los beneficios netos obtenibles de la agricultura, el

proyecto tiene una tasa interna de retorno, que alcanza el 7.9%. Para una evaluación a precios de mercado, sin incluir también los beneficios agrícolas, dicha TIR es de 6.3% (evaluación en U.S.\$).

- 4) De los fondos requeridos para su ejecución; podría ser fácilmente financiable por dos entidades estatales, como son : La Corporación Departamental de Desarrollo de Moquegua (CORDEMOQUEGUA)(40%) y ELECTROPERU (Gerencia de Electrificación rural)(60%).
- 5) La presente alternativa de generación hidráulica, es mucho mas conveniente que las diferentes alternativas evaluadas, como: La alternativa de la central térmica Diesel, una línea de interconexión al sistema SPCC-Aricota de 35 Km., 33 KV. Y una posible planta térmica de carbón.
- 6) Se considera que no habrá problemas en la ejecución de las estructuras civiles y el equipamiento electromecánico del proyecto; e incluso se cuenta con tecnología nacional adecuada.

Las características y descripción de las principales obras e infraestructura de la minicentral, son las siguientes :

6.1 Características generales.

- Salto bruto : 400 m.
- Caudal : 250 lt/seg.
- Potencia generada. : 750 KW.
- Lugar de toma. : Túnel Collpacota, 4400 m.s.n.m.
- Lugar de descarga. : Canal Huataraquena, 3820 m.s.n.m.

6.2 Descripción de las obras y equipamiento.

i) Obras civiles.

- Canal de alimentación : (ya construído), L: 2.9 km., 350 lt/seg.
- Desarenador principal : Concreto, Q : 250 lt/seg.
- Cámara de carga-desarenador : Concreto, Q : 250 lt/seg.
- Aliviadero de demasías: Concreto y piedra, L: 1 Km.
- Tubería forzada : de acero, 16" Ø, L: 1165 m.
- Canal de descarga : Concreto y piedra, L: 250 m.
- Casa de máquinas : de ladrillo, techo eternit, 170 m².

ii) Equipamiento electromecánico.

- Turbinas : Tipo pelton, una tobera, 1800 RPM - 375 KW x 2.
- Generadores : Tipo síncrono, sin escobillas, auto-excitado y autoregulado, 480 volt., - 375 KW x 2.
- Transformadores : Delta/estrella, 480/13,800 volts, 500 KVA x 2, montaje interior.
- Tableros : Autosoportados, montaje interior, incluyen instrumentos de medida y equipo de protección.

iii) Línea de transmisión.

- Línea de transmisión de 6 km., entre la PCH Carumas II y la PCH Carumas I, 13.8 KV, armados de madera y conduc-

tor ACSR, con cable de guarda.

- Línea de transmisión de 14 Km., entre la PCH Carumas II y Huamajalso, de 13.8 KV., armados de madera, con cable de guarda.

7) El costo total de las obras, sin incluir lo ya ejecutado (canal de 2.9 km.) alcanza 1'075,500 U.S.\$.

El tiempo estimado para la construcción es de doce meses.

2. Recomendaciones.

Sustentados en las conclusiones de la sección precedente, se formula las siguientes recomendaciones :

- 1) Con referencia al programa de construcción se recomienda dar prioridad al equipamiento electromecánico (adquisición de turbinas y generadores) a fin de no alargar los plazos de ejecución.
- 2) Se recomienda dar facilidades a los fabricantes de equipos nacionales, para la adquisición del equipamiento. Situación que redundará a favor de los beneficios netos del proyecto, en la evaluación nacional. Además que permite concluir con la ejecución total de las obras en los tiempos convenidos, de manera holgada.
- 3) Se recomienda la ejecución del proyecto, a partir del presente estudio, sin ahondar demasiado en cálculos muy detallados, que no son necesarios por la envergadura de las obras, y a lo único que conducirían es alargar los plazos.
- 4) El presente proyecto se engloba dentro de los lineamientos de diferentes políticas nacionales como, la de energía, agricultura y

de descentralización con los llamados planes microregionales, por lo tanto se debe solicitar el apoyo estatal para su ejecución.

- 5) A fin de reevaluar los beneficios del proyecto, se debe realizar una campaña de información y asesoría en la microregión, buscando maximizar la utilización de la energía a generar, en actividades productivas. Resultaría conveniente también, incluir la microregión de Matalaque dentro de los alcances del presente proyecto.

BIBLIOGRAFIA

1. Agencia de Cooperación Internacional del Japón - Diciembre 1983; "Proyecto de Factibilidad del Afinamiento Hídrico de la Laguna de Aricota y la CC.HH. Aricota N° 3"; Tokio - Japón.
2. ALGESA - 1983; "Especificaciones Técnicas y Cotizaciones de Grupos Hidroeléctricos" ; Lima - Perú.
3. Aliaga, Segundo Vito - 1982; "Tratamiento de datos Hidrometeorológicos"; UNA - Lima - Perú.
4. ANSALDO Review # 15 - 1983; "Mini-Hidro"; Roma - Italia.
5. Apple Inc. Publications - 1982; "Apple II - Guía del Usuario": - USA.
6. Apple Inc. Publications - 1982 ; "Apple II - Tutorial; USA.
7. Arce Helberg, José E. - SPCC - 1983; "Estudio Geofísico de las Pampas de Huamajalso"; Lima - Perú.
8. Balfour Beatty Engineering Limited - Febrero 1983; "Concepto general técnico para pequeñas y medianas Centrales Hidroeléctricas" Londres - Inglaterra.
9. Brown Boveri - Canepa Tabini S.A. - 1982; "Differential protection of transformers and generators" ; Lima - Perú.
10. Bustamante Dawson, Hernán - 1983, "Evaluación de proyectos de electrificación Rural" ; Lima - Perú.
11. CATERPILLAR - August. 1980 - "Generator Sets, Facts for engineer" USA.
12. CORDEMOQUEGUA - Proyecto de desarrollo Microregional - 1983; "Estudio de la Microregión Carumas"; Moquegua - Perú.
13. CORPEI S.A. - 1966; "Electrificación del Valle de Majes, estudio de factibilidad" ; Lima - Perú.
14. Chávez Serrano, Jubert - 1981 "Publicación de Instalaciones Eléctricas I"; UNI - Lima - Perú.
15. Checa, Luis María - Edit. Marcombo - 1979; "Líneas de Transporte de energía"; Madrid - España.
16. ELECTROPERU - 1981; "Metodología AID para formulación de estudios de factibilidad para pequeñas hidroeléctricas"; Lima - Perú.
17. ELECTROPERU - 1983; "Estudio definitivo de la pequeña central hidroeléctrica de Puquina (Moquegua), 160 Kw"; Lima - Perú.

18. ELECTROPERU - 1983; "Perfil técnico de la pequeña central hidroeléctrica de Omate (Moquegua), 750 Kw"; Lima - Perú.
19. ELECTROPERU - 1980; "Estudio de factibilidad del proyecto de la minicentral hidroeléctrica de Tabalosos (Sn. Martín), 560 Kw" Lima - Perú.
20. Ferradas Luna, Pablo, - 1983; "Optimización económica de proyectos aplicada a pequeñas centrales hidroeléctricas" Lima - Perú.
21. Fink, Donald G. - Wayne - Carroll, - 1981 ;"Manual práctico de electricidad para Ingenieros" ; Edit. Reverté - España.
22. Hicks Tyler G. - 1981 "Manual práctico de cálculos de Ingeniería"; Edit. Reverté - España.
23. Llauri Miguel - Vega, Alejandro - 1983; "Standarización de turbinas para pequeñas centrales hidroeléctricas"; Lima - Perú.
24. Mc. Creary Koretsky Engineers - Enero 1966; "Proyecto de Irrigación de Moquegua, Informe de factibilidad"; San Francisco - USA.
25. Modern Power Systems - June 1980 volumen 3 # 6;"Mini & Micro Hydropower product guide - Especial generators for Hydro applications"; England.
26. Montreal Engineering (Overseas) Limited Monenco - 1980; "Evaluación de la demanda eléctrica" ; Lima - Perú.
27. Nozaki, Tsuguo - 1985; "Guía para la elaboración de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas, destinadas a la electrificación rural del Perú. Lima - Perú.
28. Nozaki, Tsuguo - 1985; "Datos para la elaboración de proyectos - de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas destinadas a la electrificación rural"; Lima - Perú.
29. Nozaki, Tsuguo - 1985; "Guía para la estimación preliminar de metros y costos para la estructura de una C.H."; Lima - Perú.
30. ONERN - Nov. 1984 ; "Inventario regional de aguas superficiales del sur del Perú"; Lima - Perú.
31. Quantz L. - Novena Edición; "Motores Hidráulicos"; Edit. Gustavo-Gili - Barcelona.
32. SNC - Julio 1985; "Proyecto de propósitos múltiples Vilavillani, estudio de factibilidad, informe de la fase I"; Montreal - Canadá.
33. Sorumsand Verksted A/S - Sanden; "Mini Hydro Turbines"; Noruega.
34. Stevenson , William D. Jr. - 1975; "Análisis de sistemas eléctricos de potencia"; USA.

35. UNI, promoción M4 - 84 - 1 - Julio 1984; "Exposiciones del seminario de pequeñas hidroeléctricas y sus sistemas de distribución"; Lima - Perú.
36. Vega, Alejandro - Esteban Marin - 1983; "Comportamiento de reguladores oleo - mecánicos taquimétricos de velocidad para pequeñas centrales hidroeléctricas"; Lima - Perú.
37. Voest-Alpine-Kössler; "Plantas Hidroeléctricas"; Austria.
38. Westinghouse; "Manual de Luminotécnica"; USA.
39. Wolfenson; Azi U. - Enero 1981; "El gran desafío"; Lima - Perú.
40. Woodward Bulletin 14045B - 1976; "Hidraulic Turbine Control" USA
41. Zoppetti G. J. - 1978; "Centrales Hidroeléctricas"; Edit, G.Gili Barcelona.
42. Zoppetti G. J. - 1978; "Redes eléctricas de alta y baja tensión" Edit. G. Gili, Barcelona.
43. Zoppetti G. J. - 1981 ; "Estaciones transformadoras y de distribución"; Edit. G. Gili, México.