

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



**Proyecto de Electrificación de la Localidad de
Paijan Provincia de Ascope - Departamento
de la Libertad**

T E S I S

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO ELECTRICISTA

CESAR WILFREDO CARREÑO AGUILAR

Promoción 1980 - 2

L i m a - P e r ú

1 9 8 6

PROYECTO DE ELECTRIFICACION DE LA
LOCALIDAD DE PALJAN DE LA PROVIN-
CIA DE ASCOPE - DEPARTAMENTO LA -
LIBERTAD

A MI PADRE, POR SUS CONSEJOS, QUE
EN PAZ DESCANSE.

A MI MADRE, ESPOSA, HIJOS Y HERMA
NOS.

MI AGRADECIMIENTO A MI PROFESOR Y
ASESOR ING°. JUBERT CHAVEZ S., -
ASI COMO A MI EMPRESA HIDRANDINA-
S.A. Y ENTIDADES QUE HICIERON PO
SIBLE LA ELABORACION DEL PRESENTE
ESTUDIO.

C O N T E N I D O

Introducción

- 01.- Memoria Descriptiva
- 02.- Estudio del Mercado Eléctrico
- 03.- Suministro de la Energía Eléctrica
- 04.- Cálculos y Diseños del Sistema Eléctrico
- 05.- Especificaciones Técnicas
- 06.- Metrado y Presupuesto
- 07.- Análisis Económico

Conclusiones y Recomendaciones

Bibliografía

Anexos

Planos

TITULO : PROYECTO DE ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE PAIJAN DE LA PROVINCIA DE ASCOPE - DEPARTAMENTO DE LA LIBERTAD.

<u>I N D I C E</u>	PAG.
<u>INTRODUCCION</u>	12
1.0 MEMORIA DESCRIPTIVA	16
1.1 Area de Influencia del Estudio	17
1.2 Características, Geográficas, Climáticas y Meteorológicas	17
1.3 Medios de Comunicación	19
1.4 Descripción del Sistema Eléctrico Existente	20
2.0 ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO	23
- DEMANDA	24
2.1 Descripción de la Ciudad de Paiján	24
2.2 Aspecto Socio-Económico	25
2.3 Desarrollo Poblacional	26
2.4 Período de Estudio	28
2.5 Bases para el Estudio de la Demanda	29
2.6 Estudio de la Demanda	29
2.6.1 Sector Alumbrado Público	30
2.6.2 Sector Doméstico	31
2.6.3 Sector Comercial	34
2.6.4 Sector Industrial	35
2.6.5 Cargas Especiales	36
2.6.6 Bombas de Agua	42
2.6.7 Máxima Demanda Total para 1988	42

	PAG.
2.6.08 Desarrollo del Número de Usuarios	43
2.6.09 Proyección de la Máxima Demanda - de Potencia	47
2.6.10 Análisis de las Pérdidas	52
2.6.11 Variación de Factor de Carga	52
2.6.12 Proyección de la Demanda	55
2.6.13 Hipótesis Adoptada	55
- OFERTA	72
3.0 SUMINISTRO DE LA ENERGIA ELECTRICA	74
3.1 Instalaciones que Comprende el Plan	75
3.2 Características Principales del Centro de- Transformación 34.5/20 KV. Sintuco	75
3.3 Características Principales de la Línea de Subtransmisión 20 KV. Sintuco - Paiján	76
3.4 Características Principales de la Red de Distribución Primaria 20 KV. Paiján	78
4.0 CALCULOS Y DISEÑOS DEL SISTEMA ELECTRICO	81
4.1 Cálculo Justificativo de la Tensión Elegi- da para la Transmisión y Distribución en - 20 KV.	82
4.2 Cálculo y Diseño del Centro de Transforma- ción 34.5/20 KV. Sintuco	88
4.2.1 Dimensionamiento del Transformador - de Potencia	88

	PAG.
4.2.2 Selección del Seccionador de Potencia, Derivación Aérea, Alimentador al Transformador 3 MVA, en 34.5 KV.	90
4.2.3 Cálculo del Interruptor, Seccionador de Potencia, Cable Alimentador en 20 KV.	92
4.2.4 Cálculo de Barras 20 KV.	95
4.2.5 Transformadores de Medida en 20 KV.	97
4.2.6 Cálculo de la Corriente Máxima de Falla	97
4.2.7 Equipamiento de la Sala de Control, Iluminación Interior y Exterior	99
4.2.8 Cálculo de la Red de Tierra de la Sub-Estación	102
4.3 Cálculo y Diseño de la Línea de Subtransmisión y Red de Distribución Primaria en 20 KV.	108
4.3.1 Descripción de la Zona	108
4.3.2 Elección de la Ruta	108
4.3.3 Selección del Conductor	109
4.3.4 Selección del Nivel de Aislamiento	111
4.3.5 Puesta a Tierra	116
4.3.6 Cálculos Mecánicos de los Conductores	121
4.3.7 Cálculos Mecánicos de los Soportes	134

4.3.8 Cimentación	151
5.0 ESPECIFICACIONES TECNICAS	154
5.1 Especificaciones Técnicas de Materiales y Equipos	155
5.2 Especificaciones Técnicas de Montaje de Materiales y Equipos	160
6.0 METRADO Y PRESUPUESTO	179
6.1 Costo del Centro de Transformación Sin tupo 34.5/20 KV.	183
6.2 Costo de la Línea de Subtransmisión Sin tupo-Paiján 20 KV.	192
6.3 Costo de la Red de Distribución Prima - ria - Paiján 20 KV.	197
6.4 Fórmulas Polinómicas	213
7.0 ANALISIS ECONOMICO	221
7.1 Criterios Seguidos	222
7.2 Proyección de los Ingresos por Venta de Energía	223
7.3 Beneficio Neto Anual por Venta de Ener- gía	225
7.4 Resultado de la Evaluación Económica	225

	PAG.
<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	227
<u>BIBLIOGRAFIA</u>	230
<u>ANEXOS</u>	231
<u>PLANOS</u>	

I N T R O D U C C I O N

Hidrandina S.A. Empresa Regional Electro-Norte Medio, concesionaria de los Departamentos de La Libertad, Ancash, Cajamarca, Huánuco, se encuentra abocada al desarrollo y construcción de proyectos de inversión, con el objeto de servir con Energía Eléctrica a la mayoría de la población.

Dentro de su programa para 1985, Hidrandina S.A. a través de la Unidad-Zonal La Libertad, ha previsto realizar el estudio del suministro de la energía eléctrica a la localidad de Paiján y alrededores, a fin de cubrir la demanda existente y futura, mediante la energía proveniente del sistema interconectado Centro-Norte a través de un centro de transformación 34.5/20 KV. en la localidad de Sintuco, una Línea de Subtransmisión de 20 KV. y una Red de Distribución Primaria en 20 KV. para las 22 Sub-estaciones Eléctricas proyectadas, tomando como punto de alimentación la línea de transmisión que va desde Santiago de Cao - Fábrica Papelera Trupal a la Cooperativa de Casagrande en 34.5 KV. en el cruce con la carretera Panamericana Norte a la altura del Km. 600.

Lo que motivó realizar este proyecto fue la integración eléctrica de la Ciudad de Paiján al Sistema Interconectado, en vista que cuenta con un deficiente suministro de la energía eléctrica de procedencia Térmica, y que por motivos de falta de combustible en la planta, falla en la misma o con un déficit de energía no puede cubrir la demanda, ya que conforme pasan los años los requerimientos de energía eléctrica se han incrementado paulatinamente ya sea por el aumento de la población, como por el desarrollo de la región en el campo del comercio y de la industria.

OBJETIVOS :

- Mejorar el servicio de electricidad que se otorga actualmente.
- Integrar el sistema eléctrico de la localidad de Paiján al Sistema Interconectado Centro-Norte del País.
- El diseño de las instalaciones serán capaces de satisfacer la demanda del área del proyecto, dentro de los próximos 20 años de puesta en servicio.
- Aliviar el déficit de energía eléctrica que afronta la Ciudad.
- Proveer de la infraestructura eléctrica necesaria al sistema de Sintuco-Paiján, con los diseños de centro de transformación, Línea de Subtransmisión y Red de Distribución Primaria.
- Promover el desarrollo a la electrificación rural, a fin de lograr una adecuada integración social de los habitantes de los pequeños centros poblados y del campo.
- La pequeña Industria Manufacturera se verá beneficiada con la electrificación de toda la localidad.

ANTECEDENTES :

- La localidad de Paiján, es una zona agrícola y comercial por excelencia, la mayor área de cultivo son los productos de pan llevar.
- Desde hace 03 décadas cuenta con una central térmica, cuya potencia instalada es de 560 KW. en 023 KV. Red de Distribución Primaria en 2.3 KV. para cinco (05) Subestaciones de conservación regular, la Red Secundaria a 220 V. en pésimo estado de conservación.

- El mantenimiento que se les da es casi nula, teniendo un alto porcenta je de aisladores destruidos.
- El suministro de energía eléctrica es racionado por el déficit que existe de generación y el gasto elevado por el valor del combustible , el suministro es de las 18.00 a las 24.00 hrs.

ALCANCE :

- Comprende el diseño del centro de transformación de Sintuco de 34.5/20 KV.
- Diseño de la línea de subtransmisión de una terna en 20 KV.
- Diseño de la red de distribución primaria en 20 KV., comprendiendo sub estaciones tipo aérea.
- El plan que se propone consiste en un conjunto de instalaciones que de berán estar listas para operar en el año 1988.

Para tal efecto se ha realizado el estudio de la proyección de la máxima demanda que nos determina la carga para nuestro diseño, por tanto el pro yecto comprende :

- La memoria descriptiva
- Estudio del Mercado Eléctrico: Demanda - Oferta.
- Suministro de la energía eléctrica
- Cálculos y diseños del sistema eléctrico :
 - = Centro de transformación Sintuco 34.5/20 KV.
 - = Línea de subtransmisión 20 KV.

= Red de Distribución Primaria 20 KV.

Especificaciones Técnicas

- Metrado y Presupuesto
- Análisis Económico
- Planos.

01. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.0 MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1. AREA DE INFLUENCIA DEL ESTUDIO.

El Area geográfica del proyecto es el Valle Chicama, la electrificación de la localidad de Paiján, estará ubicada en el Distrito de Paiján-Provincia de Ascope-Departamento de La Libertad, situado entre $6^{\circ}56'35''$ a $8^{\circ}58'06''$ de Latitud Sur y $76^{\circ}1'10''$ a $79^{\circ}47'21''$ de Longitud al Oeste del Meridiano de Gren wich.

En el plano N^o 1.0 se muestra la ubioación del área de influen cia de estudio y su ubicación relativa con respecto al Departamento de La Libertad y las localidades que se encuentran en la zona periférica como son:

Miraflores, Licapa, Monterrey, Sausipe, Manguitos, Poste Blanco, Huabal.

1.2. CARACTERISTICAS GEOGRAFICAS, CLIMATICAS Y METEOROLOGICAS, LIMITE S GEOGRAFICOS, DIVISION POLITICAS Y ALTERNATIVAS.

La topografía es generalmente llana, correspondiendo terrenos a renosos y de cultivo en una mayoría y áreas desérticas en algu nas zonas de alrededor.

<u>Distrito</u>	<u>Capital</u>	<u>Altitud</u> (m.s.n.m.)	<u>Dispositivo Legal</u> <u>de Creación</u>
Paiján	Paiján	83	Epoca de la Indep.

Datos Climatológicos, Descripción Cuantitativa.

- TEMPERATURA AMBIENTE (°C)

◦ Máxima Promedio Mensual	‡ 27-29.6.
◦ Máxima Absoluta	‡ 36.7 .
◦ Mínima Promedio Mensual	‡ 10.2 - 14.5
◦ Mínima Absoluta	‡ 12.5 .
◦ Media Variable	‡ 19- 21.5 .

- HUMEDAD RELATIVA (%)

◦ Máxima Promedio	‡ 85.
◦ Mínima Promedio	‡ 81.
◦ Mínima Absoluta	‡ 72.
◦ Promedio Anual	‡ 83.

- PRECIPITACION FLUVIOMETRICA (m.m)

◦ Máxima Total Mensual	‡ 0.0 (Junio) 12.7 (Febrero)
------------------------	---------------------------------

- VELOCIDAD DEL VIENTO (Km/h.)

◦ Máxima Absoluta	‡ 60.
◦ Máxima Promedio Mensual	‡ 45.

- PRESION ATMOSFERICA (mb.)

◦ Promedio Anual	‡ 1013.8
◦ Mínimo Media	‡ 1011.4
◦ Máxima Media	‡ 1014.9

- UN PERFIL DEL SUELO DE LA PAMPA DE PALJAN

◦ Zona	‡ Al Norte de la Localidad de Paiján.
--------	---------------------------------------

localidad de Paiján entre los Km. N^o 611 - 618.

1.4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EXISTENTE.

La energía eléctrica en la ciudad de Paiján, se encuentra servida mediante una Central Térmica con Grupos Electrógenos.

GRUPO N. 01

MOTOR DIESEL

- Marca	‡	Caterpillar
- Modelo	‡	D-343
- Potencia	‡	312 Hp.
- Cilindros	‡	6.
- Combustible	‡	Diesel N ^o 2
- Estado	‡	Operación regular
- R.P.M.	‡	1800.
- Año Fabricación	‡	1963.

ALTERNADOR

- Marca	‡	Caterpillar
- Modelo	‡	SRCR.
- Tipo	‡	F R A M E.
- R.P.M.	‡	1,800.
- Potencia Nominal	‡	250 KW.
- Potencia Efectiva	‡	210 KW.
- Tensión	‡	230/440 V.
- Intensidad	‡	800 Amp.
- Frecuencia	‡	60 Hz.

- Cos ϕ . : 0.8.
- Fases : Trifásico

GRUPO N^o 02

MOTOR DIESEL

- Marca : Caterpillar
- Modelo : D- 379.
- Potencia : 536 Hp.
- Cilindros : 8.
- Combustible : Diesel N^o 2
- Año de Fabricación : 1970.
- R.P.M. : 1200.
- Estado : Operación regular

ALTERNADOR

- Marca : Caterpillar
- Modelo : SRCR.
- Tipo : F R A M E.
- R.P.M. : 1200.
- Potencia Nominal : 400 KW.
- Potencia Efectiva : 350 KW.
- Tensión : 230/440 V.
- Intensidad : 1250 Amp.
- Cos ϕ . : 0.8.
- Frecuencia : 60. Hz.
- Fases. : Trifásico.

- DISTRIBUCION

La Red primaria es a 2,3 Kv., su estado de conservación regular, cuenta con Cinco (05) Sub-Estaciones Eléctricas tipo Aérea, dos de las cuales están sobrecargados. La Red secundaria en 220 V. - Se encuentra en pésimo estado de conservación.

El suministro de energía no es eficiente por el mal estado de operación y mantenimiento de los grupos, ni continuo por la fuerte inversión en combustible, ya que sólo se da servicio desde las 18.00 a las 24.00 hrs. Ya que por lo limitado de la capacidad de generadora de la planta térmica no llega a cubrir la demanda máxima existente, tal es así que la parte de la zona urbana y alrededor no cuenta con energía eléctrica, por otro lado el comité de electrificación cuenta con el proyecto aprobado de las Redes de Distribución Secundaria, que serán financiadas a través del Banco de la Vivienda y que su ejecución será en forma inmediata.

02. ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

2.0 ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO.

- DEMANDA

2.1. DESCRIPCION DE LA CIUDAD DE PAIJAN.

La localidad de Paiján, Distrito de la Provincia de Ascope De partamento de La Libertad, se encuentra situada a 60 Km. hacia el Norte de la Ciudad de Trujillo, siendo atravezada por la carretera Panamericana Norte entre los Km. 611 al 618.

Se desarrolla sobre una superficie global de 1'210,651.00 m². en un terreno plano, la localidad de Paiján posee básicamente - un desarrollo horizontal, siendo en su mayor parte casas de un piso.

Debido al crecimiento desordenado se ha generado en la parte central y al lado de la carretera Panamericana "Supermanzanas", en las que ha habido una subdivisión del terreno en lotes minúsculos, así no es raro encontrar lotes con 4 mts. de frente y en el caso extremo de 2 mts. de frente, lo que le dá una característica de tugurización, por otro lado existen también gran cantidad de lotes no edificados demostrando el uso no planificado del suelo de la Ciudad que deberá corregirse en el futuro.

El comercio se ha paralizado hacia la zona circundante de la Plaza de Armas, mercados y a todo lo largo de la carretera Panamericana Norte que la atravieza.

No cuentan con zona industrial, pero su industria es muy incipiente.

El área administrativa se encuentra cercana a la Plaza de Armas

y los servicios en el lado de la parte Oeste-No.te de la Ciudad Posee algunas calles asfaltadas sobre todo en la parte céntrica siendo aproximadamente el 20% de la Ciudad.

2.2. ASPECTO SOCIOECONOMICO.

La Ciudad de Paiján alberga a una población cuya actividad principal es la agricultura y en función de ella y del área de influencia hace una actividad comercial, y por su grandeza debe desarrollar toda la infraestructura administrativa que el crecimiento de la zona requiera.

Los diferentes estudios realizados y la opinión de personas conocedoras de la problemática de la región, indica que la base del desarrollo regional y por ende de Paiján está en el incremento del área cultivable, y la regularización del área bajo cultivo.

Este hecho a generado en la Ciudad de Paiján una polarización de la capacidad económica, existiendo un pequeño grupo de alto nivel económico y una gran masa de exiguos recursos, existen además un pequeño grupo compuesto por personal de la Administración Pública y Magisterio que conforma el inicio de la clase media baja.

Como hemos expresado el mejoramiento del nivel económico de la Ciudad está supeditado al desarrollo agrícola que podría, a su vez, generar el inicio de industrias relacionadas al agro, tales como conservas de frutas, procesamiento industrial.

2.3. DESARROLLO POBLACIONAL.

El desarrollo poblacional se realiza tomando como base la información de los censos de 1961, 1972 y 1981, lo cual se muestra - en los cuadros N^o 2.1 y N^o 2.2.

CUADRO N^o 2.1.NUMEROS DE HABITANTES, VIVIENDAS Y HABITANTES POR VIVIENDAS

<u>CENSO</u>	<u>POBLACION</u>	<u>N^o DE VIVIENDAS</u>	<u>HAB./ VIV.</u>
1961	8,356	1,670	5.00
1972	13,575	2,371	5.72
1981	15,856	3,050	5.19

CUADRO N^o 2.2.POBLACION CENSADAS EN EL AREA DE LAS LOCALIDADES

	<u>AÑOS</u>		<u>TASA DE CRECIMIENTO MEDIO ANUAL</u>			
	<u>1961</u>	<u>1972</u>	<u>1981</u>	<u>1961/1972</u>	<u>1961/1981</u>	<u>1972/1981</u>
<u>HABITAN.</u>	8,356	13,575	15,856	4.5%	3.2%	1.8%

Estas tasas nos permiten establecer tres hipótesis de crecimiento poblacional.

El cuadro N^o 2.3. muestra los valores obtenidos para las tres hipótesis.

CUADRO N° 2.3.CIUDAD DE PAIJANPROYECCION DE LA POBLACION

ITEM	AÑO	1961/1972	1961/1981	1972/1981
		TASA	TASA	TASA
		4.5%	3.2%	1.8%
0	1985	17985	17985	17985
1	1986	18794	18560	18308
2	1987	19640	19154	18638
3	1988	20523	19767	18973
4	1989	21447	20400	19315
5	1990	22412	21052	19662
6	1991	23421	21726	20016
7	1992	24475	22421	20377
8	1993	25576	23139	20744
9	1994	26727	23879	21117
10	1995	27930	24643	21497
11	1996	29187	25432	21884
12	1997	30500	26246	22278
13	1998	31872	27086	22679
14	1999	33307	27952	23087
15	2000	34806	28847	23503
16	2001	36372	29770	23926
17	2002	38009	30723	24356
18	2003	39719	31706	24795
19	2004	41506	32721	25241
20	2005	43374	33768	25691
21	2006	45326	34848	26158
22	2007	47366	35963	26629
23	2008	49497	37114	27108

Estimamos que el crecimiento poblacional no superará el 3.5% por lo que para nuestro estudio tomaremos la tasa 3.2% promedio de las tasas intercensales, que representa con bastante exactitud - el desarrollo de la localidad de Paiján.

2.4. PERIODO DEL ESTUDIO.

El estudio de la demanda lo realizamos para un período de uso de las redes de 20 años, que para localidades como Paiján representa el tiempo de saturación de ellas y por consiguientes el momento en que debe estudiarse nuevas ampliaciones o modificaciones mayores.

Sin embargo, debemos incluir el período de implementación de las redes que estimamos en tres años, por lo que el período de estudio llega a 23 años.

Para el presente estudio definimos :

- a.- Año cero = Año de 1985
- b.- Año uno de estudio = Año de 1986
- c.- Año 23 del estudio = Año de 2008

En el período del estudio distinguimos tres etapas que tendrán características muy particulares :

PRIMERA ETAPA.- Los tres primeros años del estudio y corresponde a la implementación del proyecto, vale decir, se concluye el estudio y se completa las obras de las nuevas redes. En esta etapa se asume que el consumo de energía y la máxima demanda de potencia permanecen estacionarios o muy cercanos a los valores actuales (años 1986, 1987 y 1988).

- SEGUNDA ETAPA.- Corresponde de los cinco siguientes años (1989, 90, 91, 92, 93). En esta etapa el crecimiento es muy al to debido a que se capta nuevos usuarios, muchos de los cuales han presentado solicitudes de suministro que en la fecha no es posible atenderlos, al finalizar este periodo debe haberse cap tado toda la demanda insatisfecha.
- TERCERA ETAPA.- Correspondiente a los años posteriores a 1993- y se caracteriza por que la máxima demanda crece con una tasa sostenida, producto del desarrollo de la Ciudad.

2.5. BASES PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA.

Se considera que el proceso de construcción de las redes se ini cia al término del presente estudio.

Igualmente, se asume que la capacidad de generación en Paiján es suficiente para cubrir la demanda.

Si por algún motivo existe retraso en la construcción de las re des deberá incrementarse el número de año de la primera etapa - desplazando las siguientes.

El estudio se realiza sectorizando las necesidades en :

- Sector Doméstico
- Sector Comercial
- Sector Industrial
- Sector Cargas Especiales
- Sector Centro de Bombeo de Agua.

2.6. ESTUDIO DE LA DEMANDA.

El estudio de la demanda comprende la determinación de los valores de máxima demanda de potencia, consumo de energía y número de usuarios, para el período del estudio en sus diferentes etapas, sectorizado y globalizado.

Iniciamos el estudio para el año 3 del estudio, fines de 1988, el que nos proporcionará los valores con que se iniciará la operación de las nuevas redes.

2.6.1 SECTOR ALUMBRADO PÚBLICO.- Para determinar las necesidades de este sector se ha evaluado la longitud total de calles y el número de parques a iluminarse, habiéndose obtenido:

- Longitud de calles : 45.64 Km. (aproximadamente).
- Nº de Parques : 04.

Para la iluminación se han considerado lámparas de vapor de Mercurio de 80 W. y 250 W. y asignando 35 mts. entre unidades de iluminación para obtener los niveles de iluminación y regularidad expuestos en la norma de alumbrado de vías Públicas N/DGE-016-AP-1, sobre esta base se obtiene un promedio ponderado de 120 W. por unidad de alumbrado, considerando que se instalará el 2.44 %, con lámparas de vapor de sodio de 400 W. 90.4 % y 7.16 %, con lámparas de vapor de mercurio de 80 W. y 250 W. respectivamente agregándole el consumo propio de los accesorios. Con esta premisa obtenemos 3,45 Kw. por Kilómetro de calle.

Para la iluminación de cada parque se ha asignado un pro

medio de 2 KW.

Por consiguiente la demanda para este sector será de :

- Iluminación de Calles	:	149.13 KW.
- Iluminación de Parques	:	8.55 KW.
		<hr/>
	TOTAL	157.68 KW.

El diagrama de carga diario para este sector se muestra en el gráfico 2.1.

2.6.2 SECTOR DOMESTICO.- En este sector la unidad de consumo es la vivienda o familia, el análisis gira en torno a ella.

El consumo de energía eléctrica puede dividirse en :

- Iluminación
- Artefactos Electrodomésticos

A.- ILUMINACION.- El censo de 1981 y según nuestra visita, hemos evaluado un promedio de 4 habitaciones por vivienda para el Distrito (zonas urbanas y rural).

Consideramos que cada habitación posee una salida para iluminación y que adicionalmente existe una para patio o comedor, si asignamos lámparas de 50 W. para cada salida de iluminación nos da una potencia instalada en iluminación de 250 W.

B.- ARTEFACTOS ELECTRODOMESTICOS.- De acuerdo a los resul-

tados del censo de 1981 y de nuestra visita se puede establecer que los artefactos de mayor uso son: radio, televisores, ventilador, plancha y otros. La distribución deducida del uso de estos artefactos para el año 1988, se muestra en el cuadro N^o 2.2.

CUADRO N^o 2.2.

DISTRIBUCION DEL USO DE ARTEFACTOS ELECTRODOMESTICOS

ARTEFACTO	% DE FAMILIA QUE LA POSEEN.	POTENCIA POR ARTEFACTO (W).	PARTICIPACION EN EL PROMEDIO (W.)
RADIO	80	40	32
TELEVISOR	60	50	30
VENTILADOR	40	50	20
REFRIGERADORA	50	200	100
PLANCHA	20	1000	200
OTROS	20	200	40
PROMEDIO PONDERADO			422

Promedio de potencia instalada que es de 672 W./vivienda (iluminación + artefactos).

La integración de la iluminación y los artefactos electrodomésticos la realizamos a través de un diagrama de carga promedio teórico y se efectuó analizando las costumbres de los pobladores sobre la base de que

el suministro de energía es continuo durante el día , para ello además de la información de campo, se tuvo en cuenta el acontecer en Ciudades similares así

a.- La refrigeradora opera las 24 horas intermitentemente.

b.- Al iniciar sus actividades (04.00 a.m.) enciende lámpara y/o radio.

c.- De 06 a 12 horas usa artefactos que puede ser radio u otros equivalente.

d.- Entre las 10 y 21 horas usan el ventilador.

e.- Entre las 13 y 15 horas televisor.

f.- Entre las 16 y 17 horas plancha.

g.- Entre las 17 y 21 horas iluminación, televisor.

El gráfico N° 2.2. muestra el diagrama de carga de un consumidor promedio, obteniéndose una demanda máxima de 320 W. por consumidor promedio, con una duración de una hora y un consumo de energía de 806.65 KW./año.

El diagrama de carga de un consumidor diversificado - fue necesario aplicar un factor de simultaneidad de 0.8, que tendrá validez hasta 1993, lo que nos produce una máxima demanda diversificada por consumidor de 256 W.

El gráfico N° 2.3. muestra el diagrama de carga teóri

co diversificado por consumidor.

El gráfico N^o 2.4. muestra el diagrama de carga diario teórico para el sector doméstico al 31 de Diciembre de 1988, que es de 245.25 KW. M.D. En base a los 958 usuarios que atiende Hidrandina S.A.

2.6.3 SECTOR COMERCIAL.- A la fecha Hidrandina S.A. atiende 51 suministrós con tarifa comercial en la localidad de Paiján la zona comercial se ha polarizado estando ubicada en la Panamericana Norte y en la parte de la plaza de armas. En esta zona se han instalado bazares, ferreterías, agencia - de bancos, etc. Adicionalmente existen 15 establecimientos dedicados a la venta de comida y/o licores todos ellos catalogados como suministros exclusivamente comerciales, pero también existen comercios constituidos en una parte de la vivienda de los propietarios, quienes alternan las labores de casa con las ventas.

Teniendo en cuenta este comportamiento hemos elaborado un diagrama teórico de carga para un consumidor diversificado, asumiendo el siguiente comportamiento:

- a.- Una carga constante durante las 24 horas que básicamente al equipo de refrigeradoras y conservadoras de alimento.
- b.- Una parte de los usuarios comerciales inician sus actividades a las 08.00 a.m. otros a las 10.00 a.m.

c.- Existen comercios que trabajan en horarios partidos descansando al medio día para continuar en la tarde y primeras horas de la noche.

Otros como los bares y restaurantes operan en forma - continua hasta las 20 ó 21 horas.

d.- La máxima demanda es constituido básicamente por iluminación.

El gráfico N^o 2.5. muestra el diagrama de carga típico de un consumidor diversificado y que alcanza una máxima demanda por consumidor diversificado de 300 W. y consumo promedio unitario de 1040.25 KWH/ año.

El gráfico N^o 2.6. muestra el diagrama de carga para este sector al 31 de Diciembre de 1988, que es de 15.3 KW.

2.6.4 SECTOR INDUSTRIAL.- El término correcto sería sector pequeñas industrias y de éstas existen un molino de concentrado de alfalfa y 04 granjas avícolas.

En el caso del molino funciona con un grupo de 12 KW. para su iluminación y planta de fuerza, cuya demanda máxima de 10 KW. su demanda futura es de 15 KW.

El gráfico N^o 2.7. muestra el diagrama de carga diaria.

Las granjas ubicadas en diferentes zonas de la ciudad funcionan con sus grupos electrógenos, cuyas características-

de potencia instalada y máxima demanda, se muestra en el cuadro N^o 2.3.

CUADRO N^o 2.3.

POTENCIA INSTALADA Y MAXIMA DEMANDA DE LAS GRANJAS

NOMBRE	P.I (KW)	MAXIMA D. (KW)	F.D.
GRANJA 1	10	5.00	0.50
GRANJA 2	08	5.40	0.67
GRANJA 3	05	1.50	0.30
GRANJA 4	15	7.20	0.48
TOTAL	38	19.10	0.50

En el gráfico N^o 2.8. se puede mostrar el diagrama de carga diario de todas las granjas en su conjunto para una demanda máxima de 19.10 KW.

Para determinar el diagrama de carga de este sector a la integración de los diagramas de cargas anteriores se ha aumentado un 30 % en la hora de máxima demanda de nuevas pequeñas industrias (molinos de granos, enlatadora de es párragos, etc.) que pueden incorporarse al sistema, el diagrama de carga del sector para el año 1988, se muestra en el gráfico N^o 2.9. cuya demanda máxima llega a 38 KW.

2.6.5 CARGAS ESPECIALES.- Dentro de este sector consideramos -

los que son los mas representativos, dentro de ellos pode
mos nombrar a :

- Municipalidad.-

P.I. = 5.00 KW. , Máxima demanda = 2.00 KW.

Punta mayor entre las 10 y 12 del día.

- Oficinas Administrativas.-

Ministerio de Transporte.

P.I. = 12.00 KW. , Máxima demanda = 9.00 KW.

Ministerio de Agricultura.

P.I. = 18.00 KW. , Máxima demanda = 15.00 KW.

La diversidad entre ellos es grande se asume 0.8., lo
que nos da una máxima demanda diversificada de 20 KW. ,
la punta se repite entre las 10 y 12 horas y 16 y 18 ho
ras.

- Comisaría de la Guardia Civil.-

P.I. = 5.00 KW. , Máxima demanda = 2.5 KW.

Consumo básicamente para iluminación, por lo que perma-
nece durante la noche, teniendo la punta entre las 18 y
20 horas.

- Centro de Salud.- (proyectado)

P.I. = 25 KW. , Máxima demanda = 7.5 KW.

El Centro tendrá 15 camas, se pudo establecer las horas

de consumo, siendo la punta entre las 10 y las 12 horas con una máxima demanda de 7.5 KW. otra punta menor sucede entre las 18.30 y las 20 horas.

Contará con un grupo electrógeno de 20 KVA.

- Colegios.-

Existen 10 colegios y en base a la información proporcionada se ha preparado el siguiente cuadro N^o 2.4.

CUADRO N^o 2.4.

N ^o DE TURNO	CANTIDAD	N ^o DE AULAS PROMEDIO	OBSERVACIONES
Un Turno	5	9	
Dos Turnos	4	6	
Tres Turnos	1	15	Tiene Talleres y/o Laborato - rios.

Para determinar la potencia instalada hemos seguido el siguiente procedimiento:

Iluminación y Tomacorrientes.- considerando que en promedio cada aula tiene 80 mts. cuadrados para un nivel de iluminación de 150 lux. con lámpara fluorescentes y un tomacorriente por aula, nos da una potencia de 600 W./aula, cada colegio posee además oficinas que tienen los mismos

requerimientos del aula.

Talleres y/o Laboratorios.- Con la información recibida hemos podido estimar que la potencia instalada por laboratorio y/o taller es de 3 KW.

En resumen para los centros escolares de Paiján, tomemos los siguientes valores de potencia. Cuadro N° 2.5.

CUADRO N° 2.5.

POTENCIA INSTALADA Y MAXIMA DEMANDA

Nº DE TURNOS	POTENCIA INSTALADA (KW)	DEMANDA MAXIMA (KW)	FACTOR DEMANDA
1	20	5	0.25
2	37	8	0.21
3	15	8	0.53
TOTAL	72	21	0.29

- Hostales.-

La localidad de Paiján, no posee a la fecha una infraestructura hotelera, pero de ellos se ha determinado que la máxima demanda será de 2 KW. con una duración de 2 horas y persistencia del 20 %, durante la noche para una potencia instalada de 4 KW.

Mercados.-

Existen tres mercados, una de mayor magnitud que es la principal, es una construcción nueva y que hoy no está prestando todos los servicios, por su ubicación en poco tiempo puede alcanzar el nivel para el que fue construido.

Este hecho nos obliga a considerar, que además de las cargas de iluminación y tomacorrientes debemos considerar cámaras frigoríficas y conservadoras de alimentos.

Se estima que al completarse su equipamiento tenga alrededor de 20 KW. de potencia instalada con una máxima demanda de 15 KW. con una base del 40 % por la presencia de las cámaras frigoríficas,. Con respecto a los otros mercados, se ha considerado una potencia instalada de 6 KW. para una demanda máxima de 3.5 KW. en cada una.

Otras Cargas.-

En está se considera los grifos, coliseo, cines, iglesias, templos. Después de un análisis de características de funcionamiento de cada una de ellas hemos podido determinar su potencia instalada y máxima demanda, así mediante el cuadro N^o 2.6. se muestra las cargas especiales para el año de 1988.

CUADRO N^o 2.6.POTENCIA INSTALADA Y MAXIMA DEMANDA PARA CARGAS ESPECIALES

DESIGNACION	POTENCIA INSTALADA (KW)	DEMANDA MAXIMA(KW)	FACTOR DEMANDA
MUNICIPALIDAD	05.	2.0	0.40
OFICINAS	30.	20.0	0.66
COMISARIA	05.	2.5	0.50
CENTRO DE SALUD	25.	7.5	0.30
COLEGIOS	72.	21.0	0.29
HOSTALES	04.	2.0	0.50
MERCADOS	32.	18.0	0.56
GRIFO	06.	3.0	0.50
ESTADIO MUNICIPAL	08.	5.0	0.62
PLAZA DE TOROS	04.	2.5	0.625
CINE	04.	2.5	0.625
IGLESIAS	10.	6.0	0.60
TEMPLOS	20.	8.0	0.40
TOTAL	225.	100.00	0.44

Utilizando el método de integración hora a hora se ha podido elaborar el diagrama total del sector cargas especiales, el cual se observa en el gráfico N^o 2.10, obteniéndose una máxima demanda de 100 KW. con una duración de 1 $\frac{1}{3}$ hora y una segunda punta de 2 horas de duración en horas

de la mañana.

2.6.6 BOMBAS DE AGUA.- La localidad de Paiján se abastece de agua potable de dos pozos, de acuerdo a la información - proporcionada por los operarios se establece que los 2 pozos tienen bombas que son operadas por motores Diesel, el cuadro N^o 2.7. resume la información obtenida.

CUADRO N^o 2.7.

CENTRO DE BOMBEO

CARACTERISTICAS PRINCIPALES

<u>N^o BOMBAS</u>	<u>POTENCIA DEL MOTOR DIESEL (HP)</u>	<u>HORAS DE OPERACION</u>	<u>HORAS DE PUNTA</u>
1	87.5 (65.275 KW.)	De 06-13 Hrs.	09-12 Hrs.
2	60 (44.76 KW.)	De 06-13 Hrs.	09-12 Hrs.
110.035 KW.			

Sobre la base de esta información se ha preparado el gráfico N^o 2.11. que muestra el diagrama de carga diario para 1988, cuya máxima demanda es de 95 KW.

2.6.7 MAXIMA DEMANDA TOTAL PARA 1988.-

Para determinar el diagrama de carga total hemos sumado - hora a hora los diagramas de carga de cada uno de los sectores estudiados para el año 1988, cuyos gráficos forman

parte de este capítulo.

La demanda máxima obtenida es de 538 KW. con una duración de una hora.

El diagrama de carga obtenida se muestra en el gráfico N^o 2.12, tiene un factor de carga diari de 0.48.

2.6.8 DESARROLLO DEL NUMERO DE USUARIOS.

En este acápite se analizará el desarrollo del número de usuarios de los sectores domésticos y comercial, sobre la base de la información descrita anteriormente y para las tres etapas del estudio.

a.- SECTOR DOMESTICO.- Hidrandina S.A. suministra en el año 1985 a 958 usuarios, para el estudio se considera 5 habitantes/vivienda.

En la primera etapa el número de usuarios de este sector no podrá incrementarse por el déficit en la oferta de energía y mal estado de las redes.

En la segunda etapa después de 1988, se incrementará el número de usuarios, es decir se modifica la relación de viviendas electrificadas entre viviendas totales (coeficiente de electrificación) y consideramos tres hipótesis:

1.- PRIMERA HIPOTESIS (mínima).- Se incrementará el coeficiente de electrificación hasta alcanzar en

1994, un valor de 0.7.

2.- SEGUNDA HIPOTESIS (media).- Estimamos que el coeficiente de electrificación para 1994, sube a 0.8.

3.- TERCERA HIPOTESIS (máxima).- El coeficiente de electrificación alcanza a 0.9.

El gráfico N^o 2.13. muestra la variación del coeficiente de electrificación para las tres etapas del estudio.

El cuadro N^o 2.8. muestra el número total de viviendas y el número de viviendas electrificadas para las tres hipótesis.

CUADRO N^o 2.8.

PROYECCION DEL NUMERO DE VIVIENDAS ELECTRIFICADAS DE LA CIUDAD -

DE PAIJAN

ITEM.	AÑO	POBLACION	N ^o DE VIVIENDAS	VIVIENDAS ELECTRIFICADAS		
				MINIMO	MEDIO	MAXIMO
0	1985	17985	3597	958	958	958
1	1986	18560	3712	958	958	958
2	1987	19154	3830	958	958	958
3	1988	19767	3953	958	958	958
4	1989	20400	4080	1305	1387	1468
5	1990	21052	4210	1684	1810	1978
6	1991	21726	4345	2085	2302	2520
7	1992	22421	4484	2466	2780	3049
8	1993	23139	4627	2915	3285	3655
9	1994	23879	4775	3342	3820	4297
10	1995	24643	4928	3449	3942	4435
11	1996	25432	5086	3560	4068	4577
12	1997	26246	5249	3674	4199	4724
13	1998	27086	5417	3791	4333	4875
14	1999	27952	5590	3913	4472	5031
15	2000	28847	5769	4038	4615	5192
16	2001	29770	5954	4167	4763	5358
17	2002	30723	6144	4300	4915	5529
18	2003	31706	6341	4438	5072	5706
19	2004	32721	6544	4580	5235	5889
20	2005	33768	6753	4727	5402	6077
21	2006	34848	6969	4878	5575	6272
22	2007	35963	7192	5034	5753	6472
23	2008	37114	7422	5195	5937	6679

b.- SECTOR COMERCIAL.- Hemos expuesto que en la actualidad Hidrandina S.A. suministra energía a 51 comercios, representando el 5.32 % de suministros domésticos (viviendas electrificadas).

En la primera etapa no se incrementa el número de usuarios. En la segunda etapa crece manteniendo un valor cercano al 8 % de los suministros domésticos - hasta el año 1993, a partir de este año el 100 % de los comercios estarán electrificadas.

El cuadro N° 2.9. muestra el desarrollo del número - de usuarios comerciales.

CUADRO N° 2.9.

PROYECCION DEL NUMERO DE USUARIOS - SECTOR COMERCIAL

AÑO	SUMINISTRO DOMESTICO			USUARIOS COMERCIAL		
	MINIMO	MEDIO	MAXIMO	MINIMO	MEDIO	MAXIMO
1985	958	958	958	51	51	51
1986	958	958	958	51	51	51
1987	958	958	958	51	51	51
1988	958	958	958	51	51	51
1989	1305	1387	1468	104	110	117
1990	1684	1810	1978	134	144	158
1991	2085	2302	2520	166	184	201
1992	2466	2780	3049	197	222	243
1993	2915	3285	3655	233	262	292

2.6.9 PROYECCION DE LA MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA.

Para la primera etapa no hay crecimiento de la máxima de manda por corresponder al periodo de implementación.

Para la segunda etapa de 1989-1993, el crecimiento tiene las características de consolidación de manera que sea analizado que ocurre en cada uno de los sectores, a fin de obtener para el último año el valor de la máxima demanda de potencia.

a.- SECTOR ALUMBRADO PUBLICO.- En este periodo no habrá incremento de potencia instalada, el diagrama de carga se mantiene invariable.

b.- SECTOR DOMESTICO.- Hemos considerado que en este periodo solo hay incremento del número de usuarios, el diagrama de carga diario para un consumidor diversificado es el mismo, cuya máxima demanda es de 256 W. para 1988, por consiguiente la máxima demanda estará dada por el número de usuarios para 1993, por este diagrama de carga diario.

c.- SECTOR COMERCIAL.- Estimamos que este sector tendrá el mismo comportamiento que el sector doméstico, cuya máxima demanda es de un consumidor diversificado es de 300 W.

d.- SECTOR INDUSTRIAL.- Hemos considerado que el diagrama

de carga se mantiene invariable durante el período considerado. Y es idéntico al diagrama de carga diario para 1988, cuya máxima demanda es 38 KW.

e.- SECTOR CARGAS ESPECIALES.- En este período la demanda máxima de este sector crece a una tasa igual al de la población, con un factor de carga constante, el diagrama de carga es semejante al de 1988, por 1.032 que es la tasa de crecimiento año a año.

f.- CENTRO DE BOMBEO DE AGUA.- La máxima demanda para esta carga permanece constante y solo se modifica el diagrama de carga por el incremento del número de horas de operación, lo que se refleja en el diagrama total.

El gráfico N° 2.14. muestra la integración de las máximas demandas de los diferentes sectores de consumo para la segunda etapa. Osea hasta el año 1993, obteniéndose una demanda máxima de 1325 KW. y un factor de carga diario de 0.40 y anual de 0.32.

Para obtener la proyección máxima y mínima para 1993, consideramos la variación máxima y mínima del número de usuarios tanto del sector doméstico y comercial, se muestra en el cuadro N° 2.10.

CUADRO N° 2.10.DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA PARA 1993

PROYECCION	N° DE USUARIOS		DEMANDA MÁXIMA TOTAL (KW)
	DOMESTICO	COMERCIO	
MINIMA	2915	233	1222
MEDIA	3285	262	1325
MAXIMA	3655	292	1429

Para la tercera etapa a partir de 1994, el desarrollo de la máxima demanda de potencia lo hacemos en forma global para lo cual asumimos tres hipótesis de crecimiento.

a.- La demanda máxima se desarrolla únicamente por incremento de nuevos usuarios, sin incremento de la demanda unitaria, osea tomamos la tasa de 3.2 % constante.

b.- La demanda máxima se desarrolla por incremento de nuevos usuarios, pero con una tasa media del 1.8 % que combina con la tasa anterior de 3.2 % nos da una tasa total de 5 %.

c.- La demanda máxima se desarrolla por incremento de nuevos usuarios, pero con una tasa del 3.6 % produciendo una tasa total del 6.8 %

En el cuadro N° 2.11. se obtiene para el último año del

del estudio, los valores de potencia de máxima demanda total.

CUADRO N° 2.11.

DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA PARA EL AÑO 2008

PROYECCION	DEMANDA MAXIMA TOTAL (KW)
MINIMA	1960
MEDIA	2754
MAXIMA	3833

El cuadro N° 2.12. muestra el resumen año a año del desarrollo de la potencia de máxima demanda, para las tres etapas del estudio.

CUADRO N^o 2.12.DESARROLLO DE LA POTENCIA DE MAXIMA DEMANDA (KW).

ITEM	AÑO	ETAPA	MINIMA	MEDIA	MAXIMA
0	1985	Base	460	460	460
1	1986		460	460	460
2	1987	Implementc.	460	460	460
3	1988	(1ra. Etapa)	538	538	538
4	1989	Consolidacn.	759	782	804
5	1990	(2da. Etapa)	868	903	950
6	1991		982	1044	1105
7	1992		1093	1180	1255
8	1993		1222	1325	1429
9	1994		1261	1391	1526
10	1995		1301	1460	1629
11	1996		1343	1533	1740
12	1997		1386	1610	1859
13	1998		1430	1691	1985
14	1999		1476	1778	2120
15	2000		1523	1864	2264
16	2001		1572	1957	2418
17	2002		1622	2055	2583
18	2003		1674	2158	2758
19	2004		1728	2266	2946
20	2005		1783	2379	3146
21	2006		1840	2488	3360
22	2007		1899	2623	3589
23	2008		1960	2754	3833

2.6.10 ANALISIS DE LAS PERDIDAS.

Aceptamos como hipótesis de cálculo que las pérdidas de potencia en las redes de baja tensión, para el último año de estudio llegan al 5 % que en el transformador se tiene 2 %, en la red de alta tensión 2 % y 1 % de tolerancia total, lo que nos da una pérdida máxima del 10 % del valor medio, osea 275.4 KW. en base a esta estimación para calcular las pérdidas correspondientes cuando la potencia de la carga es diferente, aplicamos la siguiente expresión :

$$P_{\text{pérd.}} = 275.4 \left(\frac{P_x}{P_{\text{máx.}}} \right)^2$$

Donde :

P_x : Potencia para el cual se calculan las pérdidas del sistema.

$P_{\text{máx.}}$: Potencia base para este caso igual a 2754 KW.

El cuadro N° 2.13. muestra la potencia de máxima demanda para las tres etapas incluido las pérdidas.

2.6.11 VARIACION DE FACTOR DE CARGA.

En el primer período del proyecto, el diagrama de carga es invariable y corresponde al actual de un día típico -

que se muestra en el gráfico N^o 2.15, a una máxima demanda de 460 KW. con una fc. = 0.2.

Desde el año 1988 y del 1989-1993, que corresponde el segundo período, el factor de carga sufre una disminución de 0.35 en 1988 a 0.32 en 1993, por consiguiente asumimos como factor de carga promedio en 0.35.

En el tercer período consideramos que el diagrama de carga tiende a mejorar y asumimos que cada quinquenio se produce esta variación, alcanzando un valor de 0.4, en el último quinquenio, en resumen el factor de carga asumido varía según :

PERIODO	fc.	HORAS DE UTILIZACION
1993 - 1998	0.32	2800
1999 - 2003	0.35	3100
2004 - 2008	0.40	3500

CUADRO N.º 2.13.

DESARROLLO DE LA POTENCIA DE MAXIMA DEMANDA (KW)(Incluye Pérdidas en las Redes)

ITEM	AÑO	MINIMO	MEDIO	MAXIMO
00	1985	460	460	460
01	1986	460	460	460
02	1987	460	460	460
03	1988	548	548	548
04	1989	779	804	827
05	1990	895	932	982
06	1991	1017	1083	1149
07	1992	1136	1230	1312
08	1993	1276	1388	1503
09	1994	1318	1461	1610
10	1995	1362	1537	1725
11	1996	1408	1618	1849
12	1997	1455	1704	1984
13	1998	1504	1794	2128
14	1999	1555	1889	2283
15	2000	1607	1990	2450
16	2001	1661	2096	2630
17	2002	1717	2208	2825
18	2003	1775	2327	3034
19	2004	1836	2452	3261
20	2005	1898	2584	3505
21	2006	1962	2724	3769
22	2007	2029	2872	4056
23	2008	2099	3029	4366

2.6.12 PROYECCION DE LA DEMANDA.

Efectuamos la proyección de la energía para las tres hipótesis adoptadas.

El cuadro N^o 2.14. muestra el desarrollo obtenido para - el período de estudio.

2.6.13 HIPOTESIS ADOPTADA.

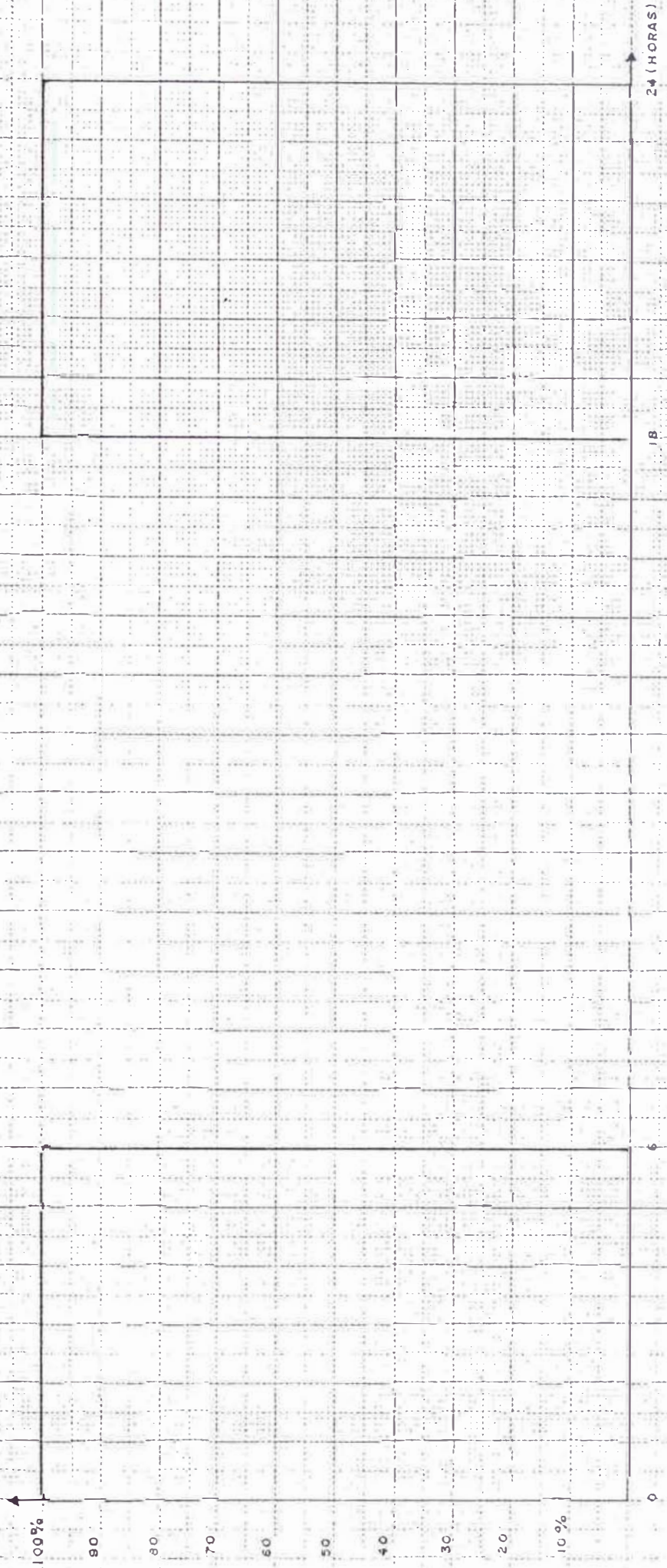
Para el desarrollo del estudio adoptamos la hipótesis me dia que a nuestro criterio corresponde a las expectativas de desarrollo que pueden ser implementadas.

Esta hipótesis representa 2754 KW. de máxima demanda e fectiva para el año 2008.

CUADRO N° 2.14.DESARROLLO DE LA DEMANDA TOTAL DE ENERGIA (MW-H)

ITEM	AÑO	MINIMO	MEDIO	MAXIMO
00	1985	805.9	805.9	805.9
01	1986	805.9	805.9	805.9
02	1987	805.9	805.9	805.9
03	1988	1698.8	1698.8	1698.8
04	1989	2414.9	2492.4	2563.7
05	1990	2774.5	2889.2	3044.2
06	1991	3152.7	3357.3	3561.9
07	1992	3521.6	3813.0	4067.2
08	1993	3572.8	3886.4	4208.4
09	1994	3690.4	4090.8	4508.0
10	1995	3813.6	4303.6	4838.0
11	1996	3942.4	4530.4	5177.2
12	1997	4074.0	4771.2	5555.2
13	1998	4211.2	5023.2	5958.4
14	1999	4820.5	5855.9	7077.3
15	2000	4981.7	6169.0	7595.0
16	2001	5149.1	6497.6	8153.0
17	2002	5322.7	6844.8	8757.5
18	2003	5502.5	7213.7	9405.4
19	2004	6426.0	8582.0	11413.5
20	2005	6643.0	9044.0	12267.5
21	2006	6867.0	9534.0	13191.5
22	2007	7101.5	10052.0	14196.0
23	2008	7346.5	10601.5	15251.0

GRAFICO 2.1
REDES DE LA CIUDAD DE PAIJAN
SECTOR ALUMBRADO PUBLICO
DIAGRAMA DE CARGA DIARIO (1,988)
100% = 157.68 Kw.



320

300

200

100

GRAFICO: 2.2

Redes De La Ciudad De Paljan

SECTOR DOMESTICO

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DE UN CONSUMIDOR MD = 320 W.

$f_d = 0.47$

$f_c = 0.287$ diario

E día = 2.21 Kwh /consumidor

E anual = 806.65 Kwh /consumidor

320

200

140

90

60

40

24 HORAS

23

22

21

20

19

18

17

16

15

14

13

12

11

10

9

8

7

6

5

4

3

2

1

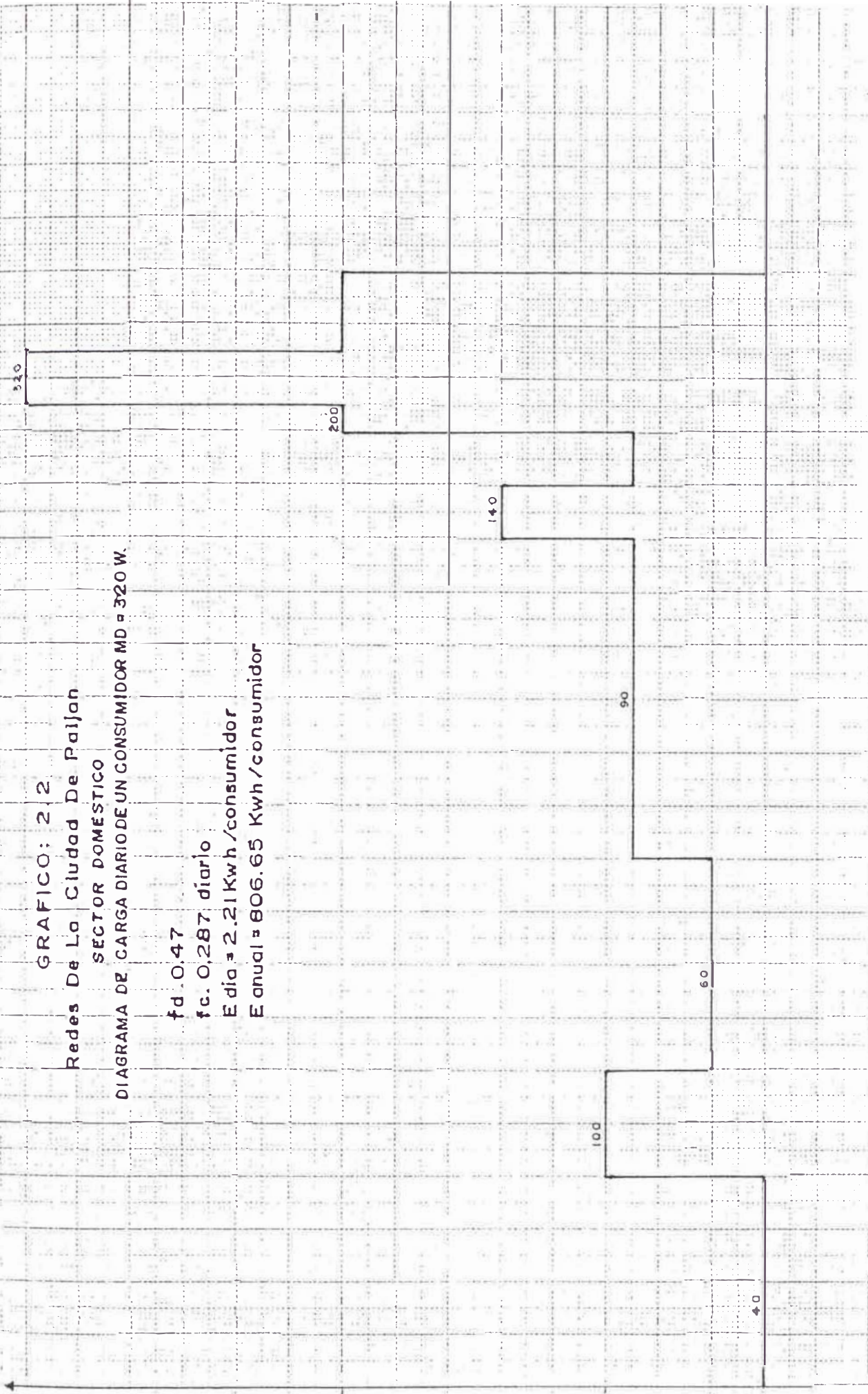


GRAFICO: 2,3
 Redes De La Ciudad De Pajjan
 SECTOR DOMESTICO

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DE UN CONSUMIDOR DIVERSIFICADO

100% = 256 w.

$f_c' = 0.358$

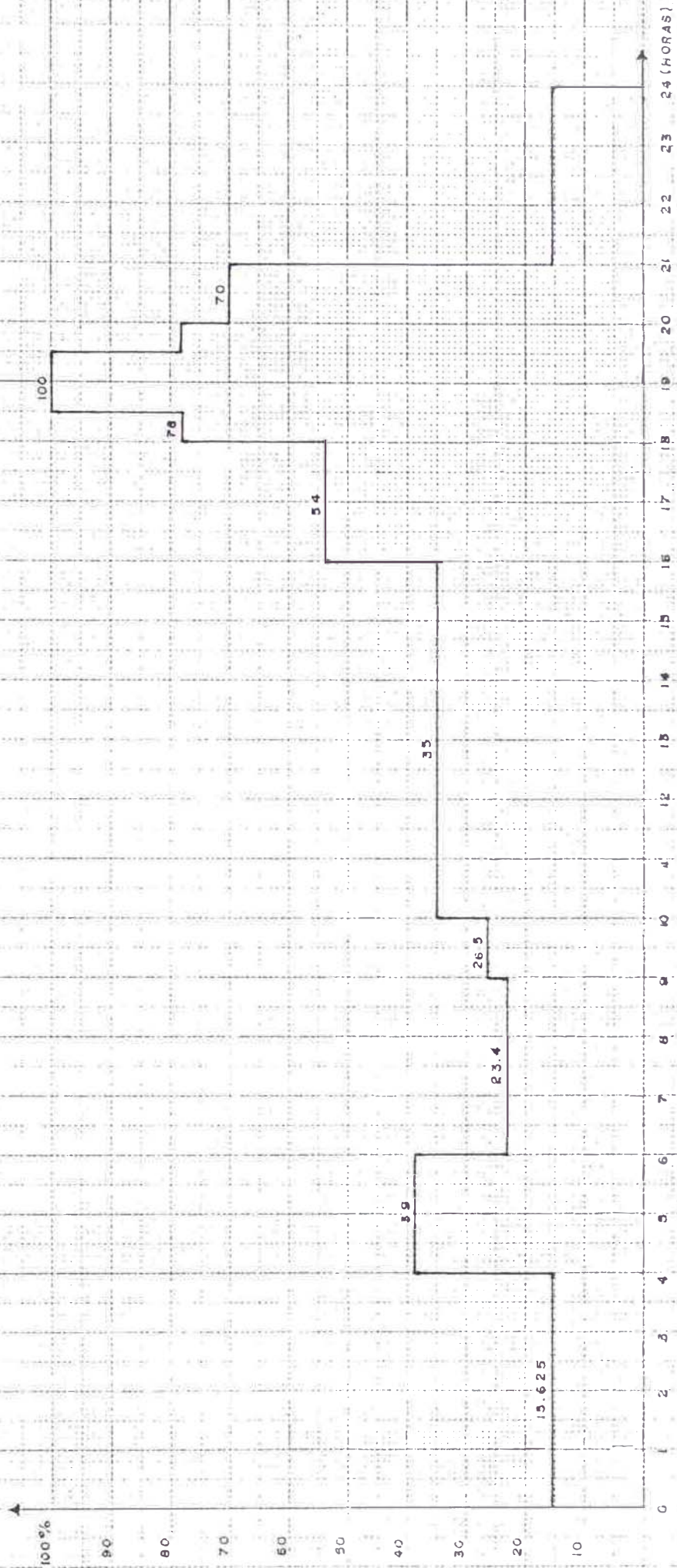


GRAFICO: 2.4
Redes De La Ciudad De Paijon
SECTOR DOMESTICO
DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DEL SECTOR PARA 1.988
MD = 245.248 Kw.
Usuarios = 958

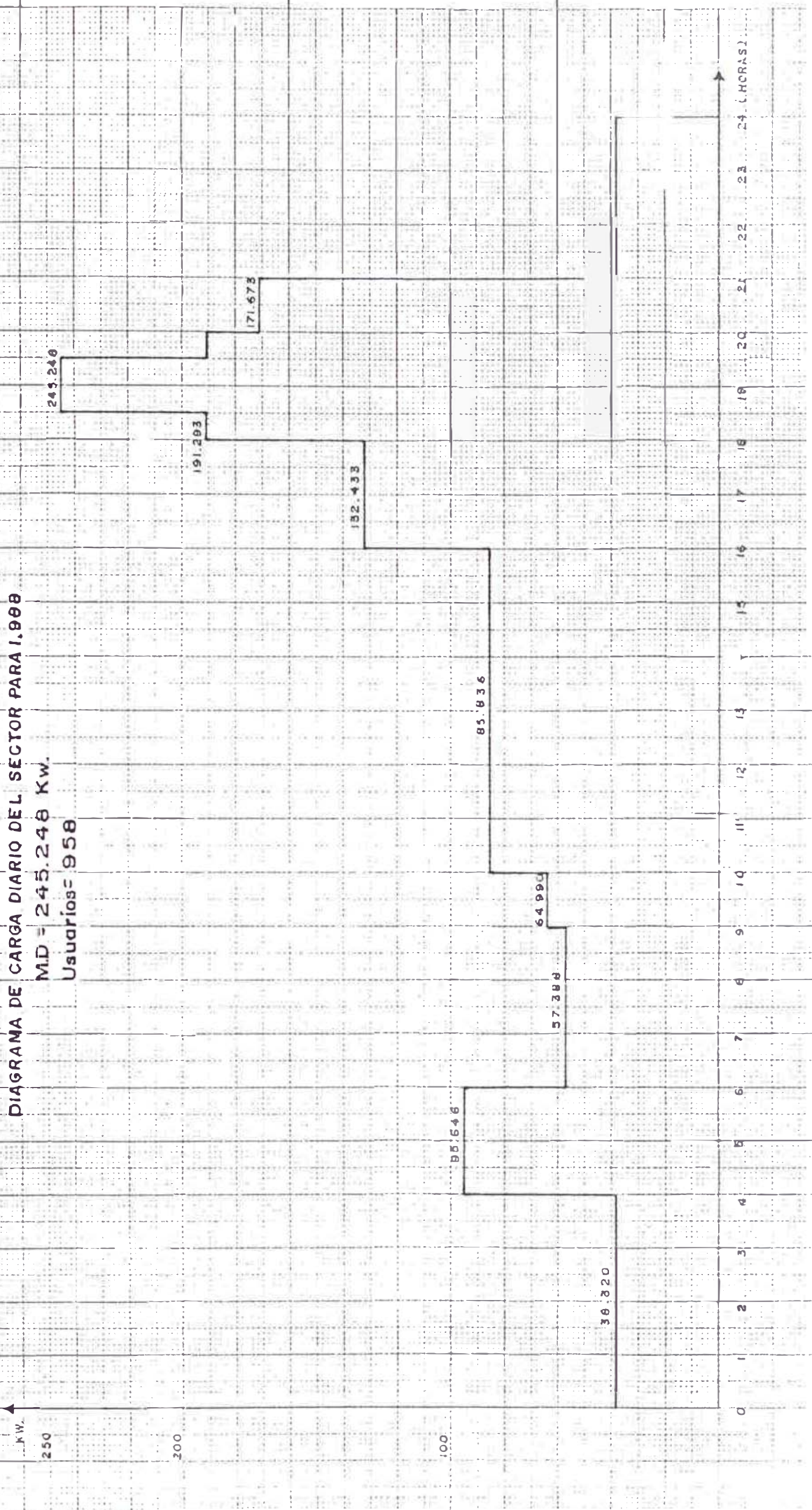


GRAFICO: 2,5
 Redes De La Ciudad De Pajjan
 SECTOR COMERCIAL

DIAGRAMA DE CARGA PARA UN CONSUMIDOR DIVERSIFICADO

100% = 300 w.

Pa = 0.396

E.dia = 2.85 Kwh/consumidor

E.anual = 1,040Kwh/consumidor

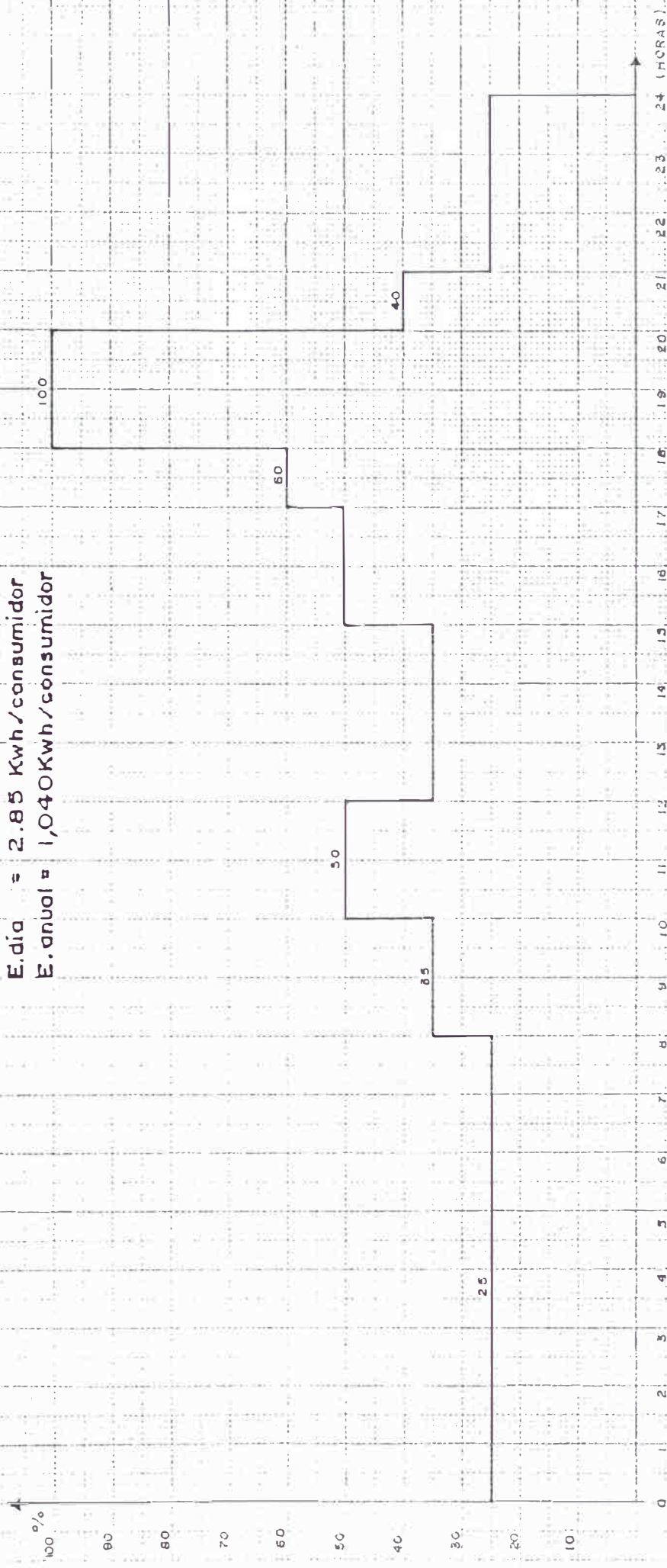


GRAFICO: 2.6
Redes De La Ciudad De Pajjan

SECTOR COMERCIO

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DEL SECTOR PARA 1988

M.D = 15.3 Kw.

Usuarios = 51



GRAFICO: 2.7

Redes De la Ciudad De Pajjan

SECTOR INDUSTRIA

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DEL MOLINO CONCENTRADO

M.D. = 10 Kw. $f_c = 0.56$

Edia = 136 Kwh

E anual = 49,640 Kwh

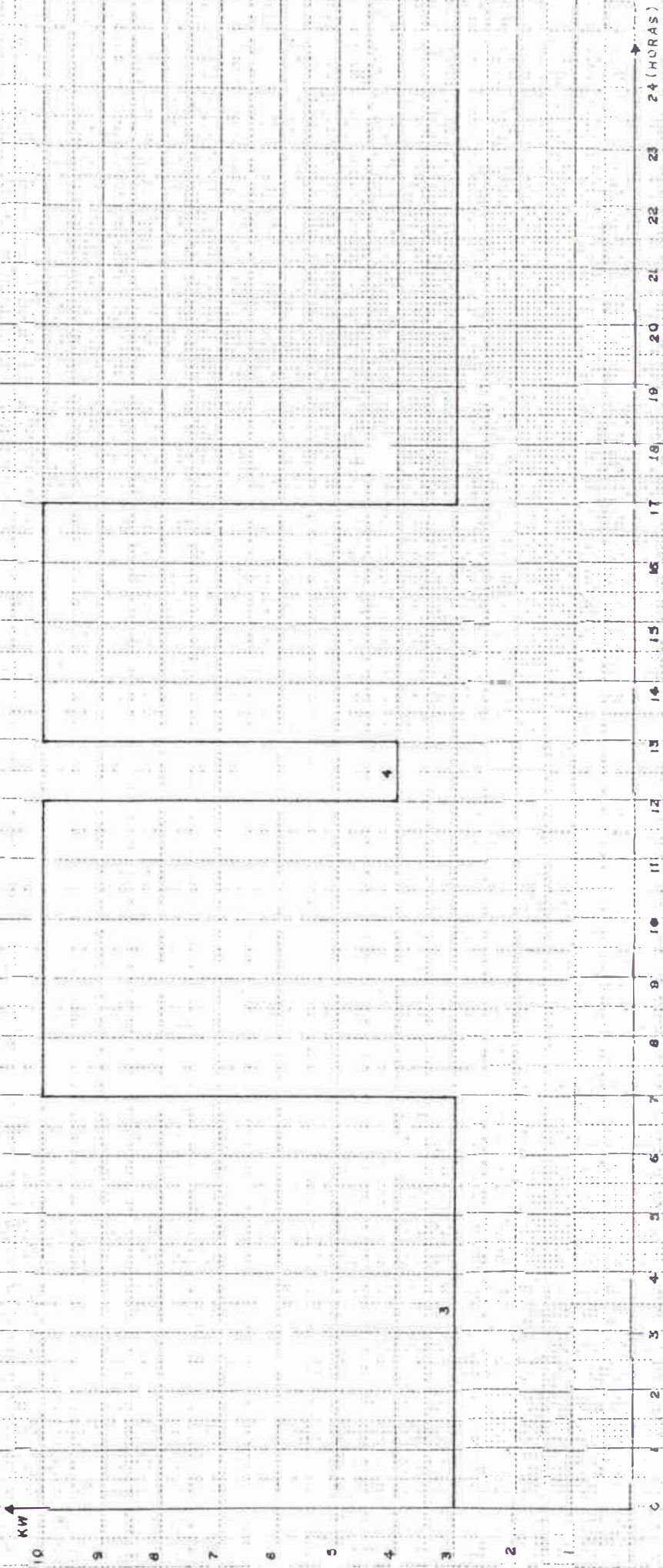


GRAFICO: 2.8
Redes De La Ciudad De Paljan

SECTOR INDUSTRIA

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DE LAS 04 GRANJAS

D.M. = 19.01 Kw

E.dia = 2,564 Kwh E. anual = 97,250 Kwh.

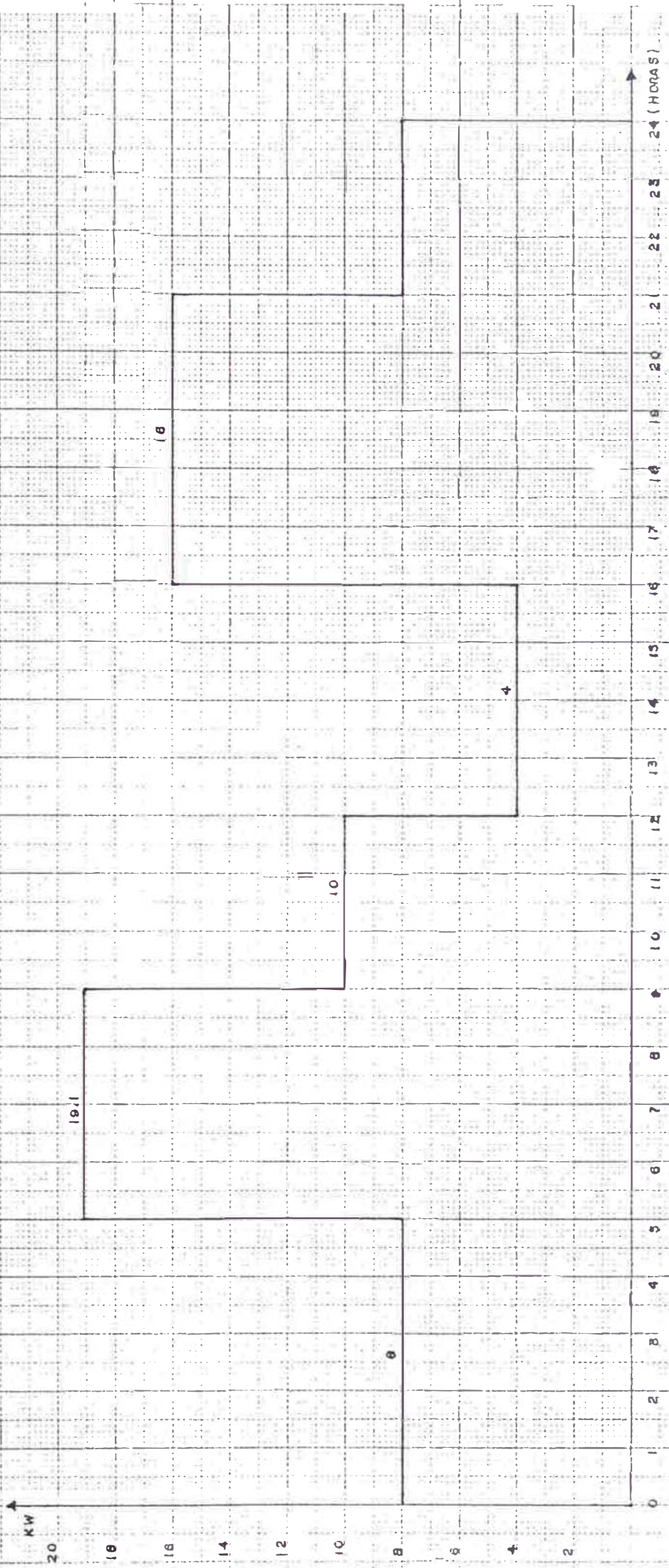


GRAFICO: 2,9
Redes De La Ciudad De Pajon.
SECTOR INDUSTRIA

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DEL SECTOR PARA 1,988

M.D. = 38 Kw

kW

40

30

20

10

26

14

8

22

20

38

11

34 (HORAS)

0

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32

33

34

GRAFIQO: 2.10
Redes De La Ciudad De Paján
SECTOR CARGAS ESPECIALES
DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DEL SECTOR PARA 1, 988
M.D. = 100 KW

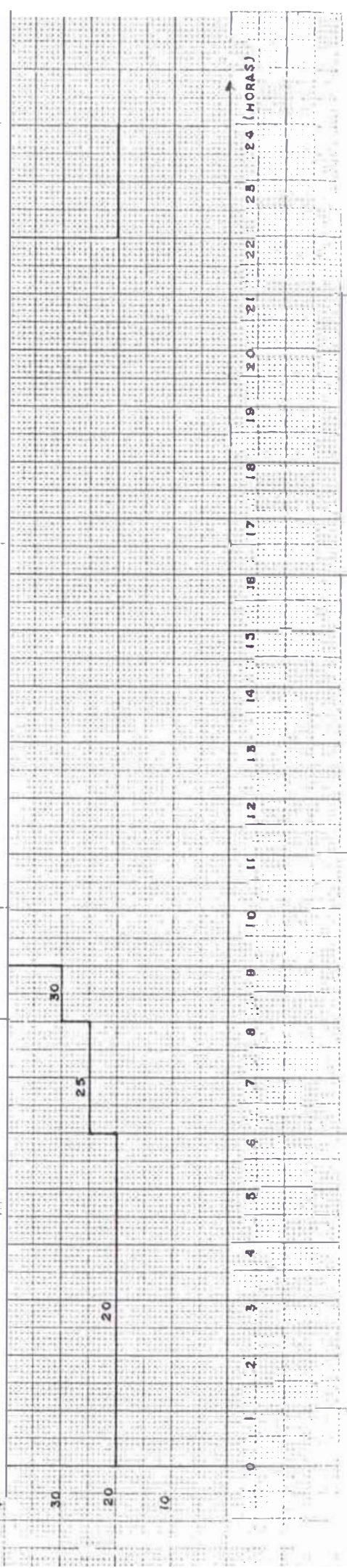
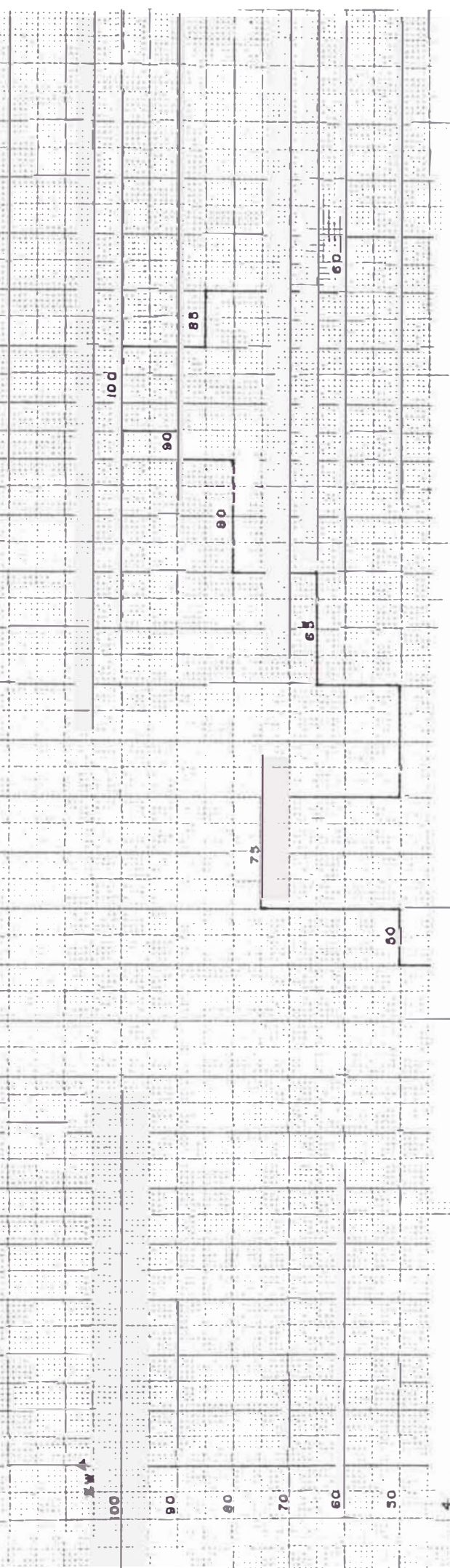


GRAFICO: 2.11

Redes de la Ciudad de Pajon
SECTOR BOMBAS DE AGUA

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DEL SECTOR PARA 1,988

M.D. = 95 Kw

f.c. = 0.22 diario

f.a. = 0.21 anual

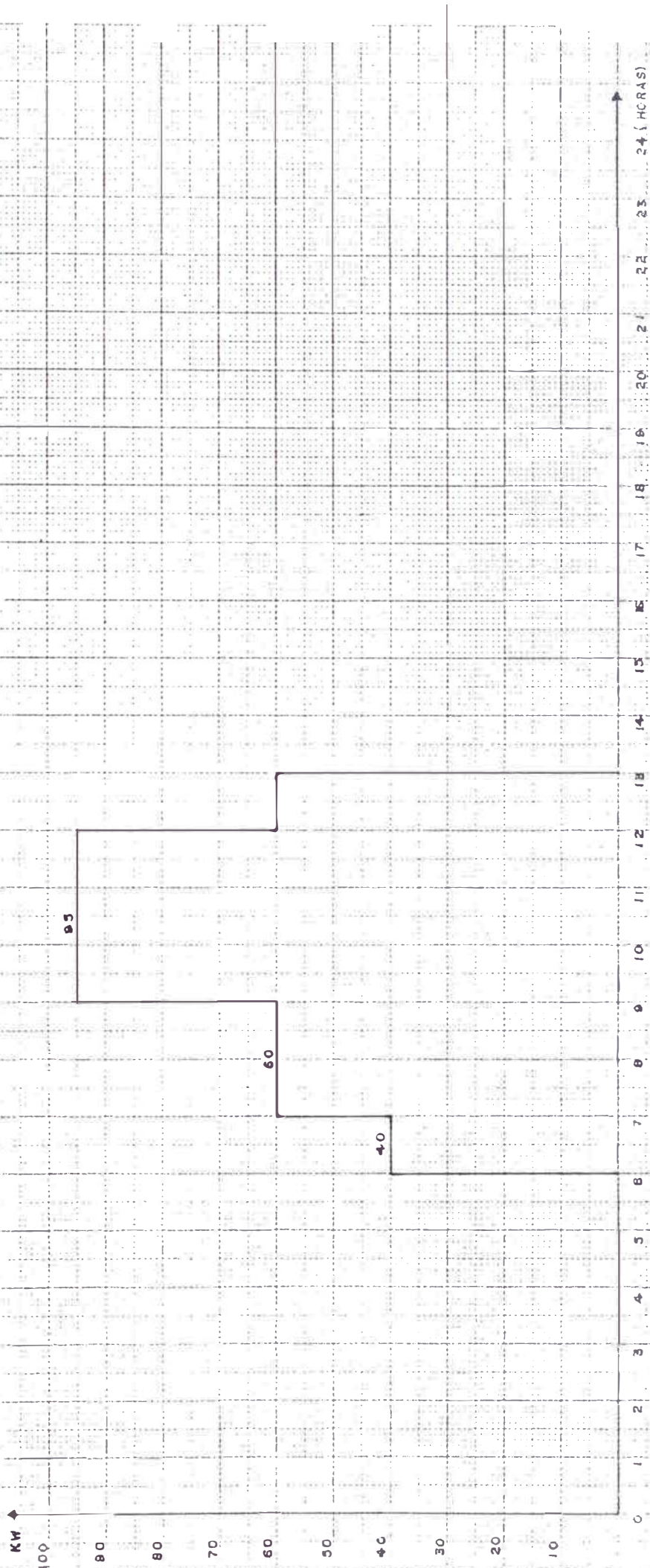


GRAFICO: 2.12

Redes De La Ciudad De Pajon

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DE LA CIUDAD PARA 1,988

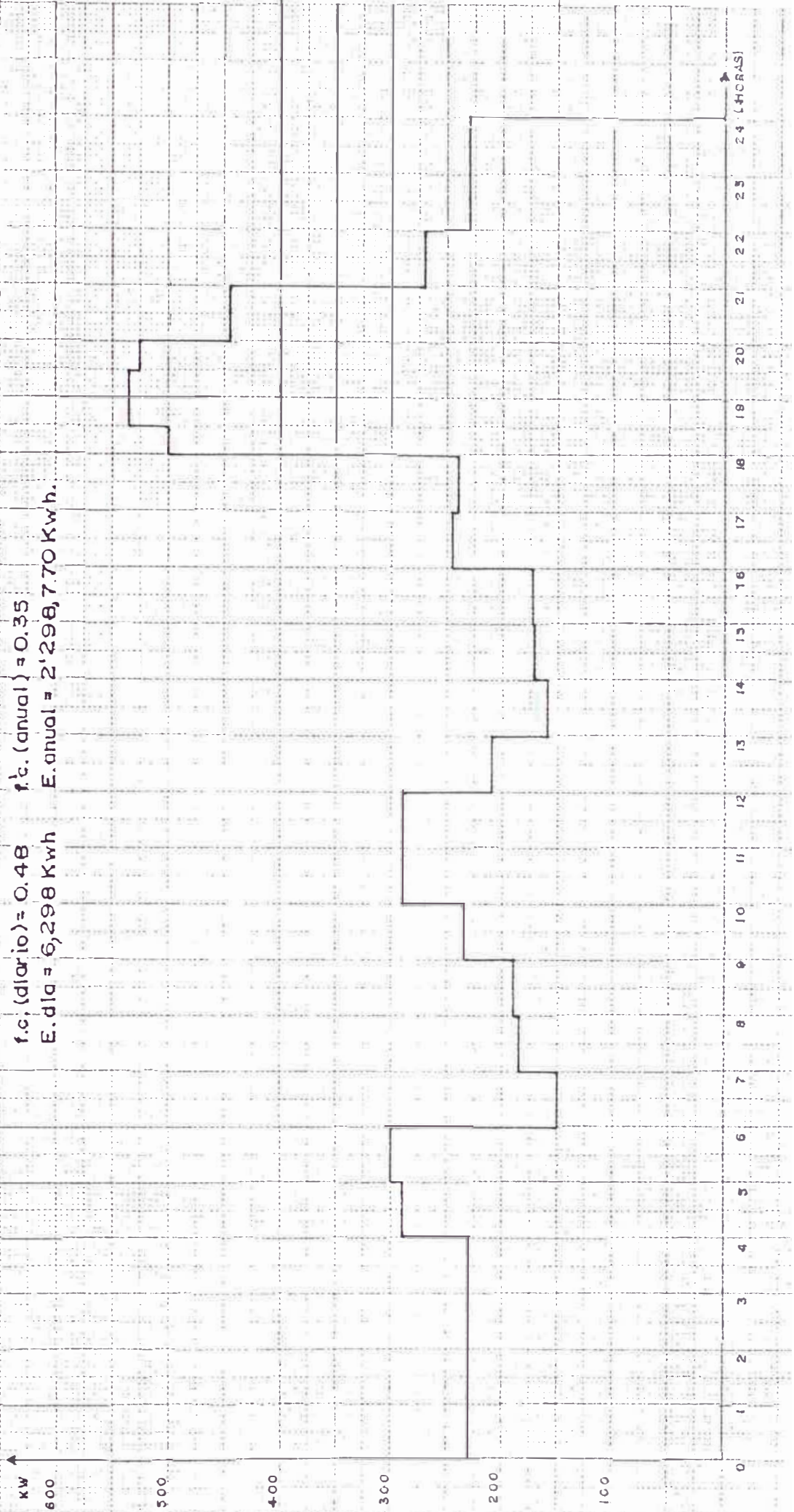
M.D. = 5 38 Kw

f.c. (diario) = 0.48

E.dia = 6,298 Kwh

f.c. (anual) = 0.35

E.anual = 2'298,770 Kwh.



GRAFICO; 2-13

Redes De La Ciudad De Pajon

DESARROLLO DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION

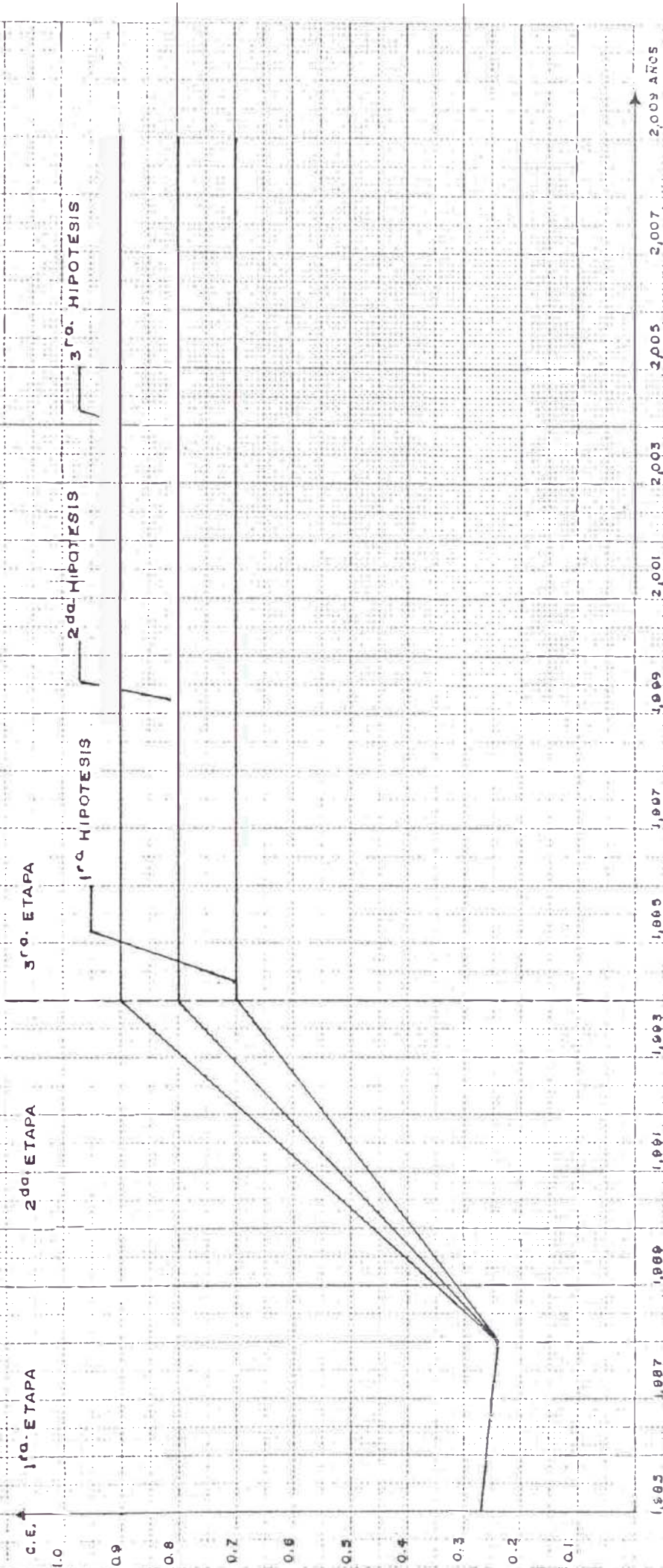


GRAFICO: 2.14

Redes. De La Ciudad De Paljan

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DE LA CIUDAD PARA 1, 993

M.D. = 1325 Kw

f.c. diario = 0.40

f.d. anual = 0.32

E.dia = 12,820 Kw h

E.anual = 4,679,300 Kw-h

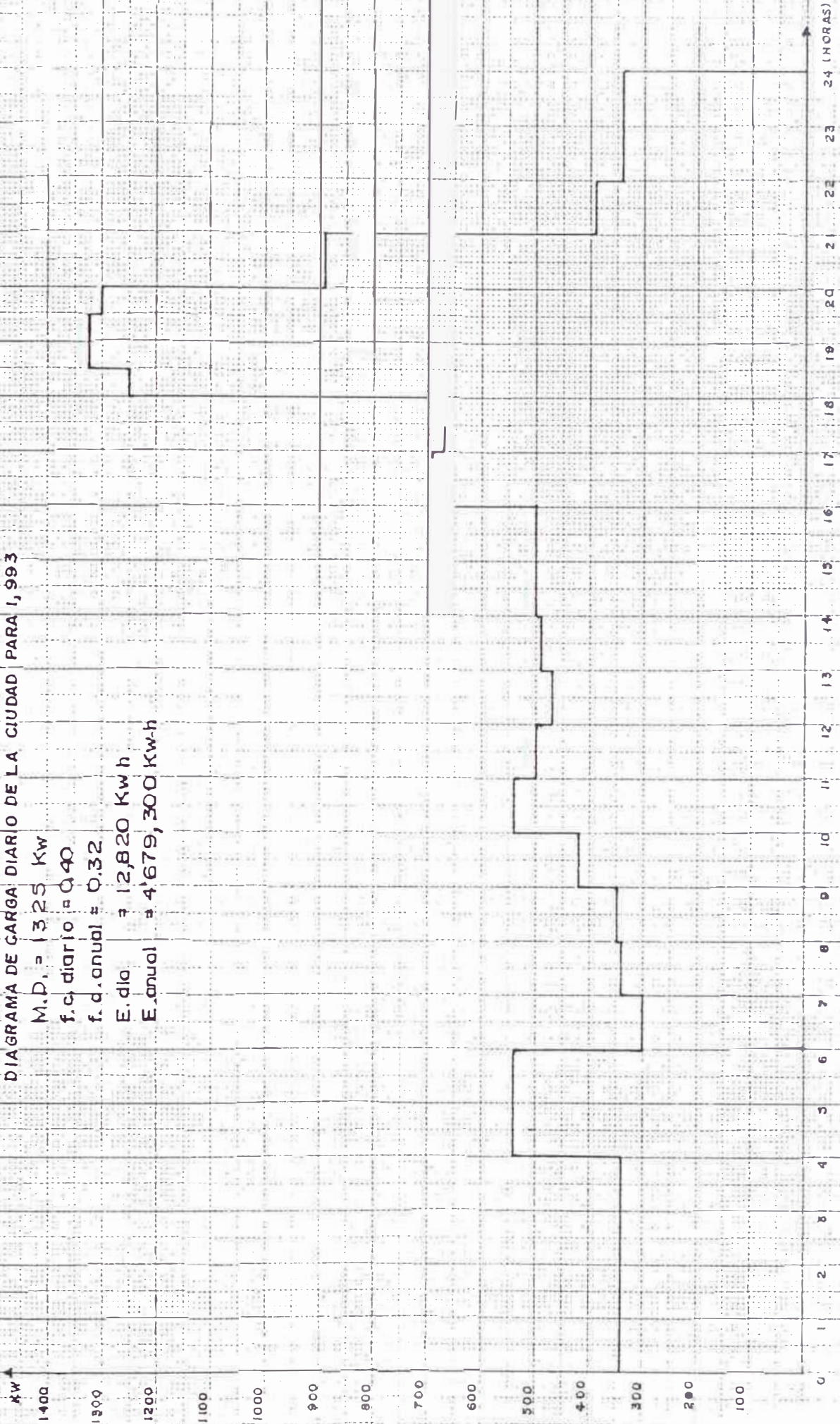
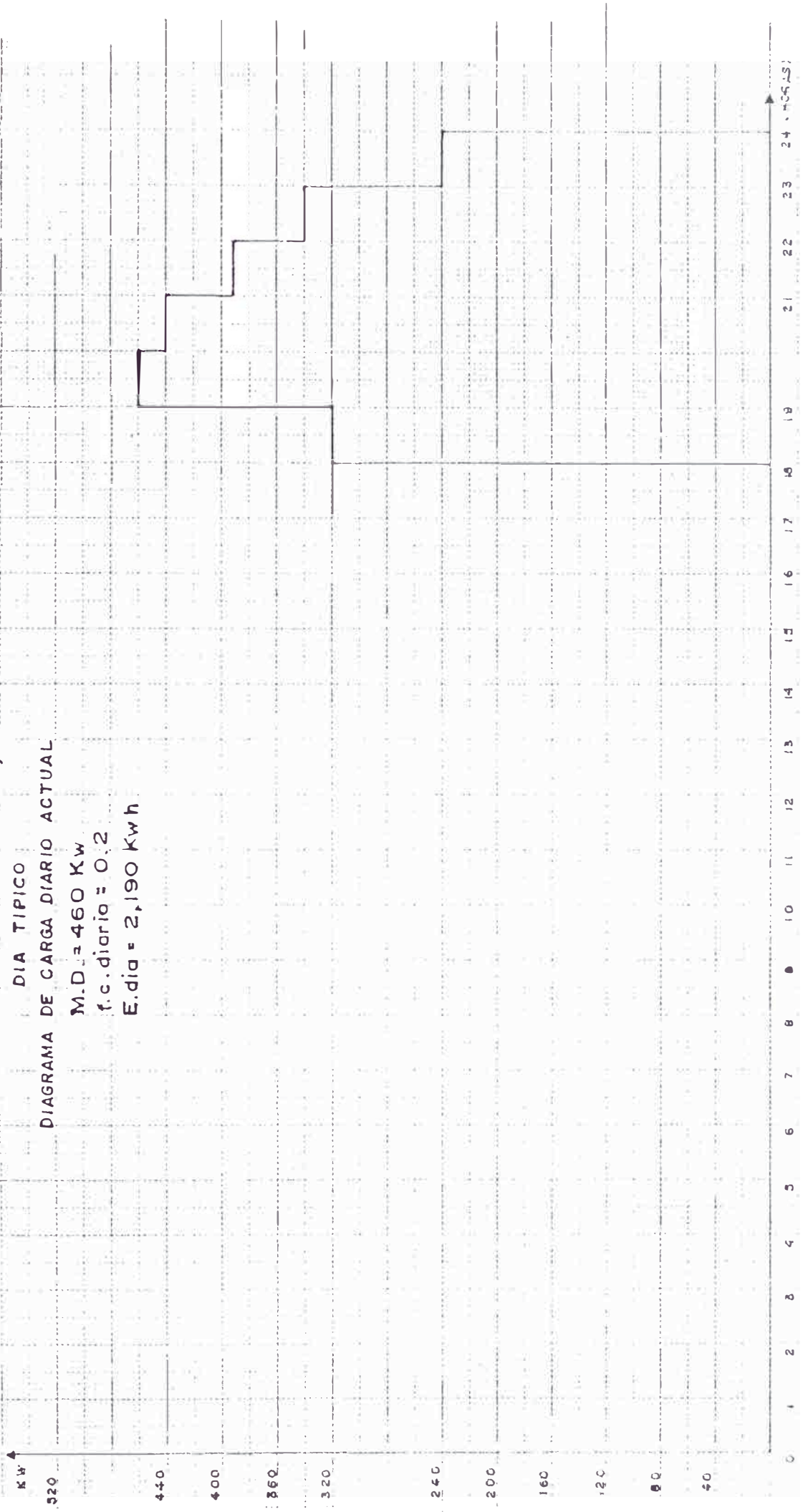


GRAFICO: 2.15
Redes De La Ciudad De Pajisan

DIA TIPICO
DIAGRAMA DE CARGA DIARIO ACTUAL

M.D. = 460 Kw
f.c. diaria = 0,2
E.dia = 2,190 Kwh



- OFERTA

Habiéndose efectuado el estudio de la demanda eléctrica desde el año 1985 al año 2008, cuya proyección nos da para el orden de 2,754 KW. y siendo en la actualidad el suministro de energía eléctrica mediante la generación térmica existente deficitaria para cubrir dicha demanda, se presenta dos alternativas de solución :

1.- GENERACION TERMICA.- Consistiría en la ampliación de la central térmica existente de tal manera de cubrir la demanda solicitada y el equipamiento sería por etapas de medida que va incrementando la demanda por decir cada 10 años mediante grupos electrógenos.

Primera Etapa del Año 1985 al 1995 D.M. = 1610 KW.

- Segunda Etapa del Año 1996 al 2008 D.M. = 2754 KW.

2.- GENERACION HIDRAULICA.- Consistiría en que todo este sistema de electrificación quedaría conectado al gran Sistema Interconectado Centro-Norte Medio, con la energía proveniente de las grandes Centrales del Mantaro y Cañón del Pato respectivamente a través del Centro de Transformación de Santiago de Cao.

Del análisis se desprende la conclusión que la primera alternativa resultaría muy onerosa, tanto para su equipamiento en si, como la operación y mantenimiento, la cual demandaría mayores gastos; mientras la segunda alternativa sería la solución dado que al ser integrado al Sistema Interconectado, la generación-hidráulica es más económica y permitiría depender solo de este

Sistema, dándose la continuidad, confiabilidad y garantía al Proyecto de Electrificación de la Localidad de Paiján, de tal manera de cubrir la demanda eléctrica proyectada para el año 20.

03. SUMINISTRO DE LA ENERGIA ELECTRICA

3.0 SUMINISTRO DE LA ENERGIA ELECTRICA.

3.1. INSTALACIONES QUE COMPRENDE EL PLAN.

Está compuesto por las siguientes instalaciones principales :

- Centro de transformación de 34.5/20 KV. 3 MVA.
- Línea de Sub-Transmisión de 20 KV. Sintuco-Paiján. Longitud aproximada de 13.5 KM.
- Red de Distribución Primaria en 20 KV. Pueblo Paiján y alrededores, longitud aproximada 11.56 KM., con 22 Subestaciones de Distribución tipo Aérea 20-10/0.38-0.22 KV.

Las que serán suficientes para satisfacer la demanda, durante la vida útil de las Instalaciones; la Central Térmica que tiene la localidad quedaria en stand by, la frecuencia de todo este sistema eléctrico será de 60 Hz.

Diagrama del sistema eléctrico propuesto. Lámina N^o 02

3.2. CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL CENTRO DE TRANSFORMACION

34.5/20 KV. SINTUCO :

Ubicado, en lugar estratégico denominado Sintuco, y a un lado de la Carretera Panamericana Km. 600, donde se ha fijado el punto de alimentación, diseñado para servir de fuente de carga a la localidad de Paiján y alrededores contándose para ella con los equipos y construcciones necesarias para una optima operación de las líneas de Subtransmisión en base al cen

tro de carga requerido y a las distancias del punto mas alejado.

- Contará con un cerco perimetral con puerta de acceso, iluminación exterior.
- Pórtico de llegada de la derivación, al transformador de potencia.
- Caseta de material noble donde irán alojados las celdas de llegada de transformador de potencia y de salida a la línea de Subtransmisión.
- Celdas de equipos de Medición, protección y maniobras en 20 KV.
- Celda de Reserva.
- Ambiente para el operador.
- El Transformador de potencia de 3 MVA. 34.5/20 KV., 60 Hz. irá ubicado en un ambiente exterior a la caseta de control y dispondrá de un cerco de protección, base de concreto armado y malla de puesta a tierra profunda.

Diagrama del centro de Transformación. Lámina N^o 04

3.3. CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION 20 KV. - SINTUCO-PALJAN :

Se ha considerado la línea de subtransmisión en 20 KV. en forma independiente con una sola terna a la localidad a servirse de la subestación de 34.5/20 KV. Sintuco.

Su recorrido será por la parte izquierda de la carretera Panamericana Norte, por una zona relativamente plana, desde el Km. 600 al 613.5 aproximadamente con un eje determinado, en coordinación con el Ministerio de Transportes y Comunicaciones. Hasta llegar a Paiján donde a través de los respectivos equipos interconectan con la Red de Distribución Primaria interna de la Localidad.

Criterio para el trazo de la línea de subtransmisión :

Proporcionar buena accesibilidad para facilitar su construcción y mantenimiento futuro.

Reducir al mínimo su longitud, pero teniendo en consideración el planeamiento futuro del sistema.

- Reducir al mínimo posible las servidumbre de paso en áreas cultivadas cuidando de darle especial atención en el cruce con zonas pobladas.

Preparar la infraestructura necesaria para el desarrollo de las zonas rurales, urbanas e industriales que están bajo la influencia de esta línea.

- Respetar el eje de trazo fijado por el Ministerio de Transportes y Comunicación de acuerdo a la posible expansión de la Carretera Panamericana Norte y según las normas existentes de los Códigos respectivos.
- Respetar las Normas que indica el Código Nacional de Electricidad, Criterios Técnicos de Ingeniería, paralelismo con líneas Telefónicas u otras líneas.

- Seguridad de la línea para no estar expuesta al tránsito vehi-
cular.

CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LA LINEA:

- Sistema	: Area - Trifásico
- Frecuencia	: 60 Hz.
- Tensión Nominal	: 20 KV.
- Disposición	: Triangular
- Material de las Estructuras	: Concreto Armado Centri- fugado.
- Longitud Total de las Estructuras	: 12, 13 Mts.
- Material del Conductor	: Cobre Desnudo Temple Duro.
- Calibre	: N ^o 2 AWG.
- Material de los Aisladores	: Porcelana Vidriada
- Tipo de Armado	: Pin en Alineamiento Suspensión en Anclaje
- Vano Promedio	: 70-160 Mts.
- Modelo de Aislador.	: Pin-Clase 56-2 Suspensión-Clase 52-3.

Diagrama de la línea de subtransmisión. Lámina N^o 11

3.4. CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA
20 KV. PALJAN :

Se trata en lo posible de suministrar independiente a los secto-
res de la Ciudad mediante la Línea de Distribución Primaria en

20 KV. a través de ramales o derivaciones para garantizar la no interrupción del servicio en forma total. Será de una sola traza y se empalma en la parte sur de la Ciudad con la Línea de Subtransmisión que llega de la zona de Sintuco.

Estará conformada por 22 Subestaciones Eléctricas tipo aérea.

Propiamente para la Ciudad se han diseñado y ubicado las estructuras de tal manera que pueden ser utilizadas para instalar la Red de Distribución Secundaria.

También se ha previsto soportes de derivación para alimentar la Subestación de Distribución.

CARACTERISTICAS ELÉCTRICAS DE LA RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA :

- Sistema	: Aéreo-Subterráneo, Tri fásico.
- Tensión Nominal	: 20 KV.
- Frecuencia	: 60 Hz.
- Disposición	: Triangular
- Material de las Estructuras	: Concreto Armado Centrifugado
- Longitud Total de las Estructuras	: 12 Mts.
- Material del Conductor	: Cobre Desnudo Temple Duro
- Calibre	: Nº 6 AWG.
- Material de los Aisladores	: Porcelana Vidriada
- Tipos de Armados	: Pin en Alineamiento Suspensión en Anclaje.

- Vano Promedio	: 70 Mts.
- Modelo de Aisladores	: Pin-Clase 56-2 Suspensión-Clase 52-3.
- Transformadores Trifásicos de Potencia.	: 160, 100, 50, 37.5 KVA.
- Relación de Transformación	: 20-10/0.38-0.22 KV.
- Seccionadores de Potencia Tipo cut. out.	: 100 Amp.
- Tipo de Subestación Aérea	: Biposte - c.a.c. Monoposte - c.a.c.

Diagrama de la Línea y Subestaciones de la Red Primaria. Lámina N^o 12

04. CALCULOS Y DISEÑOS DEL SISTEMA ELECTRICO

4.0 CALCULOS Y DISEÑOS DEL SISTEMA ELECTRICO.

4.1. CALCULO JUSTIFICATIVO DE LA TENSION ELEGIDA PARA LA TRANSMISION Y DISTRIBUCION EN 20 KV.

La consideración fundamental para los cálculos es que el último año de vida útil asignado a la línea ésta cumpla con los mínimos requerimientos establecidos por las normas pertinentes.

A continuación se mostrará los cálculos respectivos a este numeral, teniendo en cuenta las condiciones limitativas del Código Nacional de Electricidad.

4.1.1 Información Básica :

Tensión de la Red	: 20 KV.
Altura sobre el Nivel del Mar	: 80 Mts.
Frecuencia	: 60 Hz.
Ternas	: 01.
Material de los Conductores	: Cobre
Calibre	: N ^o 2,6 AWG.
Sección	: 33.63, 13.30 mm ² .
Diámetro	: 7.42, 4.67 mm.
Resistencia a 20°C.	: 0.555, 1.4 Ohm/Km.
Cos. ϕ	: 0.8.

4.1.2 Distancias Mínimas entre Conductores.

Estas distancias deben ser tales que en cualquier punto del vano, especialmente en los puntos centrales no haya

riesgo de corto circuito.

- Según Normas VDE.

Distancia mínima se determina mediante la siguiente fórmula :

$$D_{\text{mín.}} = K \sqrt{F_{\text{máx.}} + \lambda} + \frac{V}{150} \text{ m.}$$

Donde :

$F_{\text{máx.}}$ = Flecha máxima (m).

λ = Longitud del aislador (m).

V = Tensión de la línea (KV).

K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento.

θ = Angulo de oscilación (Arc. Tg. $\frac{P_v}{W_c}$).

TAHLA DE VALORES DE K.

ANGULO DE OSCILACION (θ)	VALORES DE K.	
	HASTA 100 KV.	MAS DE 100 KV.
Superior a 65°	0.70	0.65
Entre 40° y 65°	0.65	0.60
Menor a 40°	0.60	0.55

Luego :

$$D_{\text{mfn.}} = 0.60 \sqrt{1.76} + \frac{20}{150} = 0.9292 \text{ m.}$$

- Según Código Nacional de Electricidad.

$$D_{\text{mfn.}} = 0.0076 U + 0.65 \sqrt{F - 0.60}$$

F = Flecha máxima

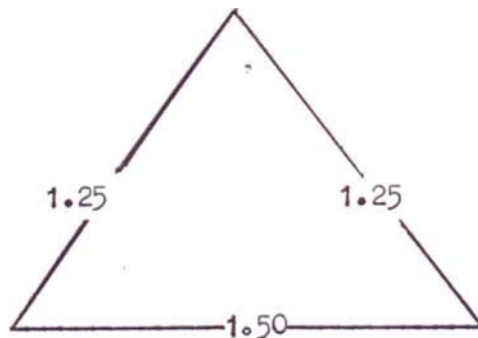
U = Tensión de línea en KV.

Luego :

$$D_{\text{mfn}} = 0.0076 \times 20 + 0.65 \sqrt{1.76 - 0.6}$$

$$D_{\text{mfn}} = 1.0266 \text{ m.}$$

Por lo tanto la configuración de la terna será la siguiente :



4.1.3 Distancia Media Geométrica.

$$D_m = \sqrt[3]{1.25 \times 1.25 \times 1.5}$$

$$D_m = 1.3283 \text{ m.}$$

4.1.4 Reactancia Inductiva.

$$X_L = 0.173646 \times \log. \frac{2 D_m}{K \cdot d}$$

$$K = 0.726 \text{ (constante para conductor de 7 hilos).}$$

$$D = \text{Diámetro del conductor}$$

Para calibre N^o 2 AWG. y N^o 6 AWG.

$$X_L = 0.467626 \text{ Ohm/Km.}, \quad X_L = 0.510688 \text{ Ohm/Km.}$$

4.1.5 Resistencia a 50°C.

$$R_{50} = 0.61827 \text{ Ohm/Km. para el N}^{\circ} 2 \text{ AWG.}$$

$$R_{50} = 1.5596 \text{ Ohm/Km. para el N}^{\circ} 6 \text{ AWG.}$$

4.1.6 Cálculo de la caída de Tensión.

Empleamos la siguiente fórmula :

$$\% \Delta V = \frac{R_o \cos.\phi + X_L \text{ sen.}\phi}{10 V^2} \times L \times \Sigma P \times \text{fs.}$$

Donde :

ΣP = Potencia en KVA.

L = Longitud de la Línea en KM.

V = Tensión de Línea en KV.

fd. = 2.0 , f.s. = 0.5.

Luego reemplazando datos se tiene :

$$\% \Delta V = 1.9 \times 10^{-4} \times \Sigma P \times L \times \text{f.s.}$$

De igual manera se tiene para el conductor N° 6 AWG.

$$\% \Delta V = 4.0187 \times 10^{-4} \times \Sigma P \times L \times f.s.$$

El diagrama de cargas para el caso presente se indica en la Lámina N° 03

Los valores de caída de Tensión se muestran en el cuadro N° 4.1. y en él se ha considerado el tramo de Subtransmisión de Sintuco a la entrada de la Localidad de Paiján, - con el conducto de Cu. N° 2 AWG. y de la Distribución - Primaria en todo Paiján con el N° 6 AWG. de cobre. Ambos desnudos.

CUADRO N° 4.1.CALCULO DE LA CAIDA DE TENSION

- LINEA DE SUBTRANSMISION SINTUCO - PALJAN 20 KV.

- RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA - PALJAN 20 KV.

PUNTO	P KVA	ΣP KVA	L Km.	$\Sigma P \times L \times f.s.$ KVA-Km.	S mm ²	$\frac{\Delta V}{\%}$	$\frac{\Delta V}{\%}$
1.	37.5	2742.5	13.5	15769.37	33.63	2.99	2.99
1.1	37.5	125.	0.52	32.5	13.30	0.013	3.003
1.2	37.5	87.5	0.62	27.12	13.30	0.010	3.013
1.3	50.	50.	0.68	17.	13.30	0.006	3.019
2.		2580.	1.60	2064.	13.30	0.825	3.815
2.1	160.	520.	0.60	156.	13.30	0.062	3.877
2.2	100.	260.	0.50	65.	13.30	0.026	3.903
2.3	160.	160.	0.38	30.4	13.30	0.012	3.915
2.1.1	100.	100.	0.56	28.	13.30	0.011	3.888
3.	160.	2060.	1.30	1339.6	13.30	0.535	4.35
4.	160.	1900.	0.40	380.	13.30	0.152	4.502
4.1	160.	160.	0.30	24.	13.30	0.009	4.511
5.	160.	1580.	0.43	339.7	13.30	0.135	4.637
5.1		580.	0.15	43.5	13.30	0.017	4.654
5.2		420.	0.14	29.4	13.30	0.011	4.665
5.3	160.	260.	0.10	13.	13.30	0.005	4.67
5.4	100.	100.	0.45	22.5	13.30	0.009	4.679
5.1.1	160.	160.	0.27	21.6	13.30	0.008	4.662
5.2.1	160.	160.	0.25	20.	13.30	0.008	4.673
6.	160.	840.	0.41	172.2	13.30	0.068	4.705
7.	160.	680.	0.40	136.	13.30	0.054	4.759
8.	160.	520.	0.40	104.	13.30	0.041	4.80
9.		360.	0.20	36.	13.30	0.014	4.814
9.1	100.	100.	0.30	15.	13.30	0.006	4.82
10.	260.	260.	0.19	24.7	13.30	0.009	4.823
11.	100.	100.	0.41	20.5	13.30	0.008	4.831

4.2. CALCULO Y DISEÑO DEL CENTRO DE TRANSFORMACION DE SINTUCO 34.5 / 20 .KV.

4.2.1 DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

La Subestación de Trupal en Santiago de Cao, de una po tencia de 5 MVA. fue diseñada para abastecer de energía eléctrica a las localidades de Cartavio y Casagrande, pa ra sus plantas desfibradora de bagazo mediante una Línea de Transmisión de 34.5 KV., para una carga instalada to tal de 2.5 MW. y el resto de la potencia se consideró pa ra las cargas futuras de la zona, pero por otra parte de bido a la recesión que se ha producido a nivel mundial, - ha quedado postergado, tal es así que en la actualidad - su máxima demanda llega apenas a 1,200 KW.

De estas consideraciones mencionadas, es que se ha consi derado diseñar una Subestación en la localidad de Sintu co, tomando la alimentación de la Línea que va de Trupal a la Cooperativa Casagrande en 34.5 KV. en el cruce con la carretera Panamericana Norte, para los requerimientos de energía para la localidad de Paiján que se encuentra - distanciado del punto de alimentación, cuya regulación - de tensión en 34.5 KV. y Redes a Transmitir no superará - en total el 5 % al año 2008.

Del cuadro de cargas proyectadas que se tiene, del estu dio del mercado eléctrico y las consideraciones que se -

efectúo por caída de tensión, se estimó utilizar el con ductor de cobre desnudo N^o 2 AWG. desde la Subestación - Sintuco hasta la parte Sur de Paiján y de allí el conduc tor N^o 6 AWG. cobre desnudo para la Red de Distribución-Primaria.

Con estos conductores podemos transportar a la Red de Distribución Primaria en el año 2008, hasta 2,745 KW.

Por lo que estimamos que el diseño del transformador de salida o alimentación en un principio debe ser de 3 MVA. dejando un 25 % de potencia para el futuro.

Transformador de potencia de 3 MVA. 34.5/20 KV.

4.2.1.1 CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

34.5/20 KV.

Fases	: Trifásico
Potencia	: 3 MVA.
Relación	: 34.5/20 KV.
Tensión de cortocircuito	: 6.4 %
Grupo de conexión	: Y n d ll
Conmutación	: Manual en vacío
Frecuencia	: 60 HZ.
Refrigeración	: Circulación natural de aceite.
Tipo	: Exterior.

4.2.2 SELECCION DEL SECCIONADOR DE POTENCIA, DERIVACION AEREA
ALIMENTADOR DEL TRANSFORMADOR 3 MVA. EN 34.5 KV.

4.2.2.1 Cálculo del Seccionador de Potencia Tipo Cut-Out

a.- Corriente Nominal

$$I = \frac{3000 \text{ KVA.}}{(\sqrt{3}) (34.5 \text{ KV.})} = 50.26 \text{ Amp.}$$

Normalizado : 100 Amps.

b.- Potencia de Ruptura

Pcc. : 31.209 MVA.

c.- Corriente Límite Térmica

Durante 3 segundos sin presentar un calentamiento excesivo.

$$I_{cc.} = \frac{31.209 \text{ MVA.}}{\sqrt{3} \times 34.5 \text{ KV.}}$$

$I_{cc.} = 0.522 \text{ KA.}$

d.- Corriente Límite Dinámica

El valor de pico máxima de corriente de cortocircuito que en un aparato puede soportarse sin presentar deformaciones de carácter mecánico.

$$I_{din.} = 2.55 \times I_{cc.}$$

Deducido del transitorio en un circuito R-L, donde se considera el ángulo de cierre igual

a cero y el $\cos. \phi = 0.1$

$I \text{ din.} = 2.55 \times 0.522 \text{ KA.}$

$I \text{ din.} = 1.333 \text{ KA.}$

Por lo que el seccionador de potencia seleccionado y normalizado es de :

Tensión Nominal	: 34.5 KV.
Máxima Tensión de Servicio	: 38 KV.
Corriente Nominal	: 100 Amp.
Corriente de Cortocircuito	: $I_{cc} < 8 \text{ KA}$
Poder de ruptura Pcc. máx.	: 276 MVA.
Ciclo	: 0-3 Seg.
Frecuencia	: 60 HZ.
Fusibles tipo "K"	: 80 Amp.

4.2.2.2. Cálculo del Alimentador Aéreo

- Corriente Nominal

$$I = \frac{3000 \text{ KVA.}}{\sqrt{3} \times 34.5 \text{ KV.}} = 50.26 \text{ Amp.}$$

Por capacidad de corriente, según C.N.E. en su artículo 2.2.3.2., usaremos conductor de cobre desnudo.

Sección	: 35 mm^2
Densidad	: 6.45 Amp/mm^2 .

4.2.3 CALCULO DEL INTERRUPTOR, SECCIONADOR DE POTENCIA, CABLE ALIMENTADOR EN 20 KV.

4.2.3.1 CALCULO DEL INTERRUPTOR DE 20 KV.

a.- Por Corriente Nominal

$$I = \frac{3000 \text{ KVA.}}{\sqrt{3} \times 20 \text{ KV.}} = 86.70 \text{ Amp.}$$

A la celda de alimentación con cable de energía tipo NKY. calibre 50 mm². 20 KV.

b.- Por Cortocircuito

$$\text{Pcc. mínimo} = 12.69 \text{ MVA.}$$

$$\text{Pcc. máximo} = 31.209 \text{ MVA.}$$

c.- Corriente Límite Térmica (durante 3 segundos)

$$I_{cc} = \frac{31.209 \text{ MVA.}}{\sqrt{3} \times 20 \text{ KV.}}$$

$$I_{cc} = 0.902 \text{ KA.}$$

d.- Corriente Límite Dinámica

$$I_{din.} = 2.55 \times 0.902 \text{ KA.}$$

$$I_{din.} = 2.3 \text{ KA.}$$

Características de los Interruptores de 20 KV.

Acoplamiento al Transformador. Interruptores Normalizados:

- Máxima Tensión de Servicio : 24 KV.
- Corriente Nominal : 400 Amp.
- Potencia de Cortocircuito : 500 MVA.

- Tensión Nominal : 24 KV.

4.2.3.2 CALCULO DEL ALIMENTADOR EN 20 KV.

a.- Corriente Nominal

$$I = \frac{3000 \text{ KVA.}}{\sqrt{3} \times 20 \text{ KV.}} = 86.70 \text{ Amp.}$$

Por capacidad de corriente, según el Código - Nacional de Electricidad en su artículo 2.3.- 1.8. (c-iii).

Usaremos sistema de cables tripolar con aisla miento de papel, dispuestos en triángulo y di rectamente enterrados.

Tipo NKY - 20 KV.

Sección : 35 mm².

Capacidad : 110 Amp.

b.- Por Corriente de Cortocircuito

Para determinar el orden de magnitud de la co rriente de cortocircuito térmicamente admisi- ble en el conductor, se puede aplicar la rela ción siguiente, asumiendo que los cables es tán inicialmente caliente a unos 60° C. y que la temperatura de los conductores al final del cortocircuito no sobrepasa los 150° C (se considera que no hay cesión de calor).

$$I_{cc.} = \frac{116.96 \times S}{\sqrt{t}}$$

S : Sección transversal del conductor de cobre en mm².

t : Tiempo de duración del cortocircuito (seg.), hasta la apertura del interruptor. (3 seg.),

$$I_{cc} = \frac{116.96 \times 35}{\sqrt{3}}$$

$$I_{cc} = 2.37 \text{ KA.}$$

Ya que la corriente de cortocircuito es mucho menor se produciría a altas temperaturas finales inadmisibles.

- Del gráfico del fabricante seleccionamos el conductor por corriente de cortocircuito de 2.37 KA. y 3 segundos de duración del mismo.

Conductor de 50. mm². de sección

In. 130 Amp.

- Cable Alimentador.

Sección : 50 mm².

Tipo : N2YSY

Intensidad Nominal : 130 Amp.

Nº de Conductores : 03.

Tensión de Servicio : 20 KV.

Con esta elección queda también corregida la corriente debido a temperatura diferente del ambiente, por resistividad térmica del

Transformador a la celda de llegada es sumamente corto 50 m. La pérdida por caída de Tensión es permisible.

4.2.4 CALCULO DE LA BARRA 20 KV.

- In = 86.70 Amp., sobre carga 30 %

I sobre carga = 112.71 Amp.

- Barra (15 x 2) mm.

In = 140 (1 barra) Peso = 0.27 Kg/m.

In = 420 (3 barras) Sección = 30 mm².

- Cálculo Mecánico

Esfuerzo entre barras de diferentes fases

$F_h = 2.04 I_{din}^2 \times L/d \times 10^{-2}$ Kg., fuerza que atrae a las barras.

$I_{din} = 2.3$ KA.

L = Distancia entre apoyos. L = 1.20 mts.

d = Distancia entre barras. d = 0.25 mts.

$F_h = 2.04 (2.3)^2 \times 1.2/0.25 \times 10^{-2}$ Kg.

$F_h = 0.517$ Kg.

$h = M_b/W_b$ (Kg/cm².)

$h = \frac{F_h \cdot L/10}{h \cdot b^2/6} = \frac{0.517 \times 1.2/10}{1.5 \times 0.2^2/6} = 6.204$ Kg/cm².

La carga admisible está entre 1000 a 1200 Kg/cm².

Por lo que la solución dada es conveniente.

Cumple la condición $h = 6.204$ Kg/cm² 1000 Kg/cm².

- Cálculo por Resonancia

$$F_n = \frac{112}{L^2} \sqrt{\frac{E \times J}{g}}$$

$$E_{cu} = 1.25 \times 10^6 \text{ Kg/cm}^2.$$

$$g = 0.27 \text{ Kg/m}.$$

$$J = \frac{h b^3}{12} \text{ cm}^4 = 0.001 \text{ cm}^4., \quad F_n = \frac{112}{120^2} \sqrt{\frac{1.25 \times 10^6 \times 10^{-3}}{0.0027}}$$

$$F_n = 5.29 \text{ c/seg}.$$

$$F_n > 1.1 \times f_e \quad \& \quad F_n < 54 \text{ c/seg}.$$

$$= 66 \text{ seg}.$$

$$F_n \quad 54 \text{ c/seg. Valor admisible.}$$

- Cumple la condición , $F_n = 5.29 \text{ c/seg} < 54 \text{ c/seg}.$

- Cálculo por sobre elevación de temperatura

$$\Delta \phi = \frac{K}{A^2} I_{cc}^2 (t + \Delta t)$$

$$\Delta t = \left(\frac{I_d}{I_{cc}} \right)^2 \times t$$

$$\Delta t = (2.55)^2 \times 0.15 = 0.975.$$

$$I_{cc} = 0.902 \text{ KA.} \quad A = 30 \text{ mm}^2.$$

$$I_{din} = 2.3 \text{ KA.} \quad t = 3 \text{ seg. duración de la falla}$$

$$\Delta t = 0.975. \quad , \text{ incremento.}$$

$$K_{cu} = 0.0058 \quad , \text{ para el cobre.}$$

$$\Delta \phi = \frac{0.0058}{(30)^2} \times (0.902)^2 (3 \times 0.975) \times 10^6.$$

$\Delta\theta = 20.84^{\circ}\text{C}$. si la temperatura ambiente es de 35°C .

$$\theta_{\text{máx.}} = 35^{\circ}\text{C} + \Delta\theta = 55.84^{\circ}\text{C}.$$

Valor admisible para la barra es de 200°C , por lo que estamos bien para el diseño.

- Cumple la condición $\theta = 55.84^{\circ}\text{C} < 200^{\circ}\text{C}$.

4.2.5 TRANSFORMADOR DE MEDIDA 20 KV.

a.- Transformadores de Tensión

Relación : 20/0.11 KV.

Potencia : 100 VA.

Precisión : 0.5 Clase : 1

b.- Transformadores de Corriente

Relación : 100 / 5 - Amp.

Potencia : Núcleo de medida : 50 VA.

Clase de Precisión : 1

4.2.6 CALCULO DE LA CORRIENTE MAXIMA DE FALLA

La idea básica es la de proteger el equipo mas importante y costoso, osea el transformador de cada subestación.

Paralelamente se tiene que dar la coordinación respectiva de la protección, a fin de selectivisar las operaciones y/o maniobras de los elementos protectores.

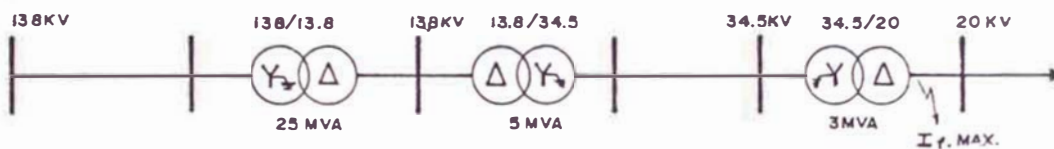
A fin de facilitar la toma de decisiones respecto a las magnitudes correspondientes a cada elemento de la subestación previamente haremos los cálculos auxiliares que de

terminarán las magnitudes necesarias de corriente, sean estas de falla máxima, de falla mínima o nominales.

a.- Cálculo de la corriente nominal a la salida de la Subestación de Sintuco.

$$I_n = \frac{3000 \text{ KVA.}}{\sqrt{3} \times 20} = 86.70 \text{ Amp.}$$

b.- Cálculo de las corrientes máxima de falla para la Subestación de Sintuco.



La figura nos detalla el lugar de ubicación de la falla que puede producir la máxima corriente de falla en la Subestación 34.5/20 KV.

	r_0	x_0	r_1	x_1	r_2	x_2
Fuente				0.808		0.808
Transformador 25 MVA. (138/13.8 KV.)			0.2048	1.004	0.2048	1.004
Transformador 5 MVA. (13.8/34.5 KV)			1.024	5.016	1.024	5.016
Línea(34.5 KV)			1.72	2.014	1.72	2.014
Transformador 3 MVA. (34.5/20 KV.)	0.4266	2.090	0.4266	2.090	0.4266	2.090
Total	0.4266	2.090	3.3754	10.932	3.3754	10.932

$$Z = z_1 + z_2 + z_3 + R. \text{ (falla)}$$

$$Z = r_0 + r_2 + r_1 + 22.9 + j (x_0 + x_1 + x_2)$$

$$Z = 30.08 + j 23.954 = 38.452 \text{ ohm.}$$

La máxima corriente de falla (fase - tierra) serán :

$$\begin{aligned} \text{S.E. Sintuco. I falla Máx. Icc máx.} &= \frac{3 \times 20,000 \text{ V.}}{(\sqrt{3}) (38.452)} \\ &= 901.95 \text{ Amp.} \end{aligned}$$

Entonces para la máxima corriente de falla que se presente, se deberá tener en cuenta para la selección de los equipos a instalarse, de tal manera que estén por encima de estos valores.

4.2.7 EQUIPAMIENTO DE LA SALA DE CONTROL, ILUMINACION INTERIOR Y EXTERIOR.

4.2.7.1 CASA DE CONTROL.

Los equipos para la instalación interior se ubicarán en una casa de control, la cual tendrá extensión suficiente para albergar los tableros de control para una llegada y dos salidas en 20 KV., una para Faiján y la otra de reserva. Además se ha previsto espacio para celda de medición, servicios auxiliares y oficina de operador.

Los equipos e instalaciones principales de la casa de control son los siguientes :

1.- Celda de llegada del Transformador en 20 KV. -

Se instalará un panel con disyuntor en volumen

reducido de aceite con dos (2) relés de sobre intensidad y un relé térmico en la fase central, también se dispondrá de un bus de barra separador a ser operado en vacío y accesorios requeridos.

2.- Paneles en 20 KV.

Se ha previsto espacio para instalar los dos (2) paneles de mando a 20 KV. Que son los que se utilizarán para distribuir la energía proveniente del transformador de 3 MVA. Los cuales irán equipados con disyuntor en volumen - reducido de aceite con relés de sobre intensidad, transformadores de corriente, de tensión amperímetro, voltímetro, medidores de energía activa, reactiva y bus de barra con sus respectivos elementos.

3.- Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares de la Subestación - Sintuco incluyen :

- Transformador de potencia trifásico de 10 KVA. 20-10/ 0.22 KV., Ddo, 60 HZ.
- Grupo generador de emergencia de 8 KW. 220 V. para iluminación exterior e interior de la casa de control, en caso de falla prolongada sobre todo en la noche de la alimenta -

ción normal.

Sistema de agua y desagüe que incluye un cisterna para agua potable y un pozo séptico

4.- Canaletas y ductos

En general los cables de fuerza y control se instalarán en las canaletas que se han previsto en el piso de la casa de control. Cuando es necesario llevar un número reducido de cables a un equipo determinado y no existe una canaleta cercana, se utilizará tubería PVC-SAP.

Todo el alumbrado para iluminación interior y tomacorrientes irán en tubería PVC-SAP empotrado.

5.- Cables

Se emplearán los siguientes tipos de cables :

Cable de cobre desnudo Nº 4 AWG. para las conexiones a la malla de tierra.

Cable de cobre con aislamiento PVC de 600 V. para circuitos de control y medición, iluminación interior y fuerza para auxiliares.

6.- Iluminación Interior

La iluminación de la casa de control será como sigue :

- Para el área ocupada por los paneles en 20-KV., oficina del operador, techo luminoso con luminarias fluorescentes de 40 W.

Para alumbrado exterior de los pasadizos, artefactos empotrados tipo "Spot light" con lámparas incandescentes de 100 W.

7.- Iluminación Exterior

Se instalará un sistema de iluminación perimetral compuesto de poste de concreto de 9 mts, pastorales doble de concreto tipo parabólico con luminarias similares al BIE-83 y lámparas de vapor mercurio de 250 W.

4.2.8 CALCULO DE LA RED DE TIERRA DE LA SUB-ESTACION.

La malla de tierra proyectada encierra el área ocupada por los equipos que se instalarán en el patio de llaves, el transformador de 3000 KVA, la casa de control y tiene enlaces internos para reducir las tensiones de paso y to que a valores aceptables y que permitan conectar los equipos y estructuras a la malla mediante tramos cortos de cable. La malla se construirá con cable de cobre desnudo N^o 4 AWG. y para asegurar la continuidad eléctrica de la malla, todas las conexiones entre cable y estructuras se harán con empalme térmico del tipo Cadweld.

Datos Necesarios :

ρ_o	: Resistividad del terreno (terreno de cultivo)	: 100 ohm -m.
I_{cc}	: Corriente de cortocircuito	: 0.902 KA.
ρ_{si}	: Resistividad superficial del terreno dentro de la Subestación.	: 3000 ohm -m.
ρ_{se}	: Resistividad superficial del terreno al exterior de la Subestación.	: 1000 ohm -m.
T	: Tiempo de apertura de los relés de protección.	: 0.3 seg.
L	: Longitud de la Sub-estación	: 25 mts.
A	: Ancho de la Sub-estación	: 20 mts.
h	: Profundidad de enterramiento	: 1 m.
ρ_h	: Resistividad promedio del hombre entre ambos pies.	: 1000 ohm -m.

a.- Máxima Tensión de Toque Permisible

$$E_T = \rho \sqrt{\frac{0.027}{T}} \quad \rho = \rho_H + 1.5 \rho_{si}$$

$$E_T = (1000 + 1.5 \times 3000) \frac{\sqrt{0.027}}{0.3}$$

$$E_T = 1.650 \text{ Volt.}$$

b.- Máxima Tensión de Paso Permisible.

$$E_p = \frac{165 + I_{se}}{\sqrt{t}}$$

$$E_p = \frac{165 + 1000}{\sqrt{0.3}}$$

$$E_p = 2126.98 \text{ Volts.}$$

c.- Cálculo de la Resistencia de Puesta a Tierra Teórica

Fórmula simplificada de SCHWARZ.

$$R_t = 0.443 \frac{\rho_o}{\sqrt{L \times A}}$$

$$R_t = 0.443 \times \frac{100}{\sqrt{25 \times 20}}$$

$$R_t = 1.981 \text{ ohm.}$$

d.- Cálculo del Conductor

$$S = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\frac{1973 \log \frac{(T_m - t_a) - 1}{234 + t_a}}{33t}}}$$

Donde :

S : Sección en mm².

T_m : Máxima temperatura permisible en °C.

T_a : Temperatura ambiente en °C. = 30

t : Tiempo de apertura de relé = 0.171 seg.

La temperatura de fundición del cobre es de 1083°C . -

Empleando un factor de seguridad de 3.0

$$T_m = 1083/3 = 361^{\circ}\text{C}.$$

La sección del conductor será :

$$S = \frac{902}{1973 \sqrt{\frac{\log(361 - 30) + 1}{234 + 30}}} \cdot 33 \times 0.3$$

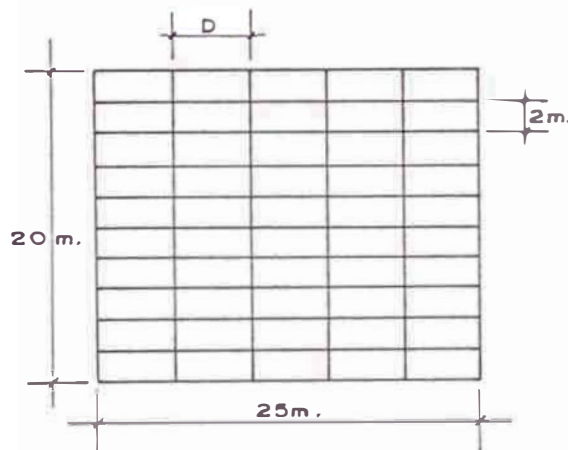
$$S = 2.42 \text{ mm}^2. \quad \text{N}^{\circ} 12 \text{ AWG}.$$

El C.N.E. inciso 3.2.3.2 como mínimo debe ser de 16 mm^2 .

Seleccionamos el conductor de cobre desnudo N^o 4 AWG. (21.15 mm^2).

Sección : 21.15 mm^2 . $\phi = 5.88 \text{ mm}$.

e.- Configuración de la Malla de Puesta a Tierra



$$D = 25/5$$

$$D = 5 \text{ m}.$$

Espaciamiento uniforme (D).

$$L = 20(6) + 25(11)$$

$$= 395 \text{ m}.$$

$L = 395 \text{ m}$. Longitud total del conductor.

f.- Cálculo de la Tensión de Toque

$$E_T = K_m K_i \frac{\rho_o}{L} I_{cc}$$

Donde :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16 h d} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \dots \left(\frac{2n-3}{1} \right)$$

D = Espaciamiento entre conductores (m).

h = Profundidad de enterramiento (m).

d = Diámetro del conductor (m).

n = N^o de conductores en paralelo

L = Longitud total del conductor (m).

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{(5)^2}{16 (1.0)(0.00588)} + \frac{1}{\pi} \ln(3/4)(5/6) \dots (9/10)$$

$$K_m = 0.81745 - 0.2283$$

$$K_m = 0.5891$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 n \quad K_i = 0.65 + 0.172 \times 6$$

$$K_i = 1.682 \quad K_i > 2 \quad K_i = 2.0$$

$$E_t = 0.5891 \times 2.0 \times 100/395 \times 902$$

$$E_T = 269 \text{ Volts. es menor que } E_T \text{ permisible.}$$

$$E_t = 219 \text{ V.} < E_t \text{ permisible} = 1650 \text{ V.}$$

g.- Cálculo de la Tensión de Paso

$$E_P = K_s K_i \rho_o \frac{I_{cc}}{L}$$

Donde :

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{D} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots + \frac{1}{(n)D} \right)$$

$$K_s = 0.2939$$

$$E_p = 0.2939 \times 2.0 \times 100/395 \times 902$$

$$E_p = 134.22 \text{ Volts. valor menor que } E_p \text{ permisible.}$$

$$E_p = 134.22 \text{ V.} < E_p \text{ permisible} = 2126.98 \text{ V.}$$

h.-. Cálculo de la Resistencia de Puesta a Tierra Real

$$R_r = \frac{\rho_o}{L_r} + 0.443 \frac{\rho_o}{\sqrt{L \times A}}$$

Donde :

L_r = : Longitud real del conductor.

$$R_r = 100/395 + 0.443 \times 100 / \sqrt{25 \times 20}$$

$$R_r = 2.234 \text{ ohm.}$$

$$R_r = 2.234 \text{ ohm} > R_t = 1.981 \text{ ohm.}$$

4.3. CALCULO Y DISEÑO DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION Y RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA EN 20 KV.

4.3.1 DESCRIPCION DE LA ZONA

Las características físicas-mecánicas del terreno detectados en las investigaciones realizadas nos permiten preveer que los proyectos y obras serán construidos sin ofrecer problemas, tanto en la fase de excavación, como en la cimentación de las mismas.

Pampas de Paiján.

Horizonte	Profundidad	Descripción
C1	0-40	Arena fina, de color pardo amarillento (10 Y-R s/c) en humedo grano simple de consistencia suelta. El PH 8.3 y 0.21 % de materia Orgánica. Conductividad eléctrica 4.4 moh s/cm y PSI 4.6 %.

4.3.2 ELECCION DE LA RUTA

Selección y Descripción de las Rutas

Líneas de Subtransmisión 20 KV.

a.- Trazo S.E. Sintuco - Pueblo Paiján. (parte Sur)

Red de Distribución Primaria 20 KV.

b.- Trazo - Pueblo Paiján y Alrededores.

El trazo se inicia en el anexo de Sintuco y se dirige por el Norte a la Ciudad de Paiján, siguiendo su ruta paralela a la Panamericana, manteniendo la distancia al eje de ésta en lo reglamentado por el Ministerio de Transportes y Comunicaciones, por la margin izquierda de la carretera.

En el recorrido se tuvo en cuenta :

- Proporcionar buena accesibilidad a la ruta de la línea para facilitar la construcción y el mantenimiento.
- Reducir al mínimo la longitud de la línea.
- Reducir al mínimo posible las servidumbres de paso a áreas de cultivo.

4.3.3 SELECCION DEL CONDUCTOR

Tanto para la línea de Subtransmisión, como para la Red de Distribución Primaria en 20 KV. los conductores elegidos serán de cobre desnudo temple duro por que cumplen los requisitos exigidos por el Código Nacional de Electricidad, son de fácil adquisición por ser fabricados en el País, poseen mejor resistencia mecánica y son adecuados para el clima de la zona donde van a ser instalados.

Características de los Conductores Elegidos.

Los conductores elegidos serán de cobre desnudo temple duro y cumplirán con las especificaciones siguientes :

	Línea de Sub-Transmisión	Red Primaria
Material	Cobre	Cobre
Sección	35 mm ² .	13.3 mm ² .
Número de Hilos	7	7
Diámetro Exterior	7.56 mm.	4.67 mm.
Peso del Conductor	0.317 Kg/m.	120.4 Kg/Km.
Carga de Ruptura	1596 Kg.	619. Kg.
Resistencia cc. 20°C.	0.534 ohm/Km.	1.4 ohm/Km.
(E _f) Módulo de Elasticidad Final.	12,650 Kg/mm ² .	12,650 Kg/mm ² .
(α _L) Coeficiente de Dilatación Lineal.	17 x 10 ⁻⁶ /°C.	17 x 10 ⁻⁶ /°C.

Cumplen con los requisitos exigidos por el Código Nacional de Electricidad, además de ser fácil su adquisición por ser fabricados en el País, adecuado por el clima de la zona donde se van a instalar las líneas.

Cálculos Eléctricos.

1.- Tensión y Número del Circuito :

Se ha utilizado la Tensión de 20 KV. como Tensión Nominal de Servicio.

2.- Aislamientos y Espaciamiento :

Dimensiones del aislamientos.- El aislamiento de un sistema está sometido a una gradiente de potencial debido a la tensión a frecuencia industrial aplicada en forma continua y a las tensiones de impulso causadas - por rayos o sobre tensiones de maniobra.

4.3.4 SELECCION DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

Criterios

Para niveles de tensión hasta 60 KV. y zonas de la Costa Norte del País, el factor determinante en la elección del tipo y número de aisladores resulta ser la contaminación ambiental, sin embargo se deberá considerar además, las sobre tensiones de la línea como criterio de selección y los niveles básicos de aislamientos como comprobación.

Cálculo de Aislamiento.

Se efectuaron los siguientes cálculos para el diseño del aislamiento de las líneas de 20 KV.

- Por sobre tensión de maniobras.
- Por sobre tensión a frecuencia industrial.
- Por nivel de aislamiento, según (CEI).
- Por línea de fuga.

Se tiene :

- Tensión nominal (Vn). : 20 KV.
- Tensión máxima de servicio : 24 KV.
- Factor de impulso por maniobra
(N1). : 33 p.u.
- Factor de sobretensión a frecuencia industrial (N2). : 1.3 p.u.
- Factor de reducción del aislamiento (N3). : $F_s/F_h = 0.980 = 0.98$.

F_h = Factor de densidad relativa del aire (CEI).

$$F_h = 0.386 (b/273 + t)$$

F_s = Factor de corrección por humedad.

con $b = 760$ mm. de Hg. y $t = 20^\circ\text{C}$, se tiene $F_h : 1.000$

Con una temperatura ambiente promedio de 20°C y un porcentaje de humedad en el aire de 80 %, se tiene una humedad absoluta de 13 gr/cm^3 , por lo tanto se tendrá un factor $F_s = 0.98$.

Debido a que no se cuenta con mediciones "In Situ" de las características acumulativas de los elementos contaminantes, se adoptarán las correlaciones entre densidad de depósitos salinos equivalentes y distancia al mar obtenidas por NCK insulators Ltd.

Para una distancia comprendida entre 10-50 Km. caso en el

cual se encuentra la línea en diseño, la densidad de depósitos salinos equivalentes es de 0.063 mg/cm^2 .

1.- Cálculo de Aisladores Tipo Suspensión

Alternativa de usar aisladores tipo suspensión clase 52-3.

- Tensión de Sostenimiento Contra Sobre Tensiones de Maniobra.

$$U_{sm} = U_m \cdot N_1 \cdot N_3 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 24 \times 3.3 \times 0.98 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

$$\sqrt{3} = 66 \text{ KV.}$$

Para el grado de contaminación especificado la tensión de sostenimiento (WithstandVoltage) de un aislador clase 52-3 desciende a 31.44 KV.

$n = 66/31.44 = 2.099$. Por lo tanto el número de aisladores que será necesario es de 3 como mínimo.

- Tensión de Sostenimiento Contra Sobre Tensiones a Frecuencia Industrial.

$$U_{sf} = U_m \cdot N_2 \cdot N_3 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 24 \times 1.3 \times 0.98 \times \frac{1}{\sqrt{3}}$$

$$\sqrt{3} = 17.65 \text{ KV.}$$

Para el grado de contaminación especificado la tensión de sostenimiento de un aislador desciende a 11.55 KV., por lo tanto el número de aisladores que será necesario es de 2.

- Tensión de Sostenimiento Contra Sobre Tensiones Tipo Rayo.

Debido a que la zona de instalación de la línea no está expuesta a las sobre-tensiones de rayo, se tomarán los valores mas bajos de Nivel Básico de Aislamiento, recomendado por la (CEI) publicación

$$71-1 . \quad U_n = U_m . N_3 = 23.52 \text{ KV.}$$

Nivel Básico de Aislamiento : 95 KV. (según tabla - I de CEI pub. 71-1).

- Por Línea de Fuga.

Se adoptará la distancia de fuga recomendada por el Instituto de Investigaciones Eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, para zonas con características ambientales similares.

$$\text{Distancia de fuga en cm/KV} = 2.5$$

$$\text{Tensión Máxima de Diseño} = 24 \text{ KV.}$$

$$\text{KV. (fase-neutro)} = \frac{\text{TENSION máxima de diseño}}{\sqrt{3}} =$$

$$= 24 / \sqrt{3} = 13.87 \text{ KV.}$$

$$n = \frac{\text{KV. } N_3 \cdot 2.5 \text{ cm/KV.}}{29.2 \text{ cm.}} = 1.16$$

El número de aisladores por línea de fuga necesario será de 2 unidades.

Por lo tanto si usamos aisladores suspensión clase 52-3, se requerirá como mínimo una cadena de 3 ele-

mentos.

2.- Cálculo del Aislador Tipo PIN

Vamos a seguir lo establecido en el Código Nacional de Electricidad, tomo IV, en el cual se indica los factores de Ft y Fh, similares a los calculados para aisladores tipo suspensión.

Valor Mfínimo de la Tensión Disruptiva Bajo Lluvia a la Frecuencia de Servicio.

$$F_t = (273 + t)/313$$

con $t = 50^\circ\text{C}$. Máxima temperatura del conductor

$$F_t = 1.032$$

$$F_h = 1 + 1.25 (H - 1,000) \times 10^{-4} \text{ para } H = 1,000 \text{ m.}$$

$$\text{KV nom.} = \text{KV} \cdot F_t \cdot F_h, \text{ siendo } F_h = 1 \text{ (Nivel del Mar)}$$

$$\text{KV nom.} = 24 \times 1.032 \times 1 = 24.768 \text{ KV.}$$

De acuerdo al CNE inciso 2.2.4.3.

$$\text{KV}_c = 2.1 (\text{KV. nom.} + 5) = 2.1 (24.768 + 5) = 62.51 \text{ KV.}$$

Luego la tensión disruptiva será :

$$\text{KV}_c = 62.51 \text{ KV. para } 20 \text{ KV.}$$

Tensión Disruptiva en Seco.

Los aisladores serán diseñados de forma tal que su tensión disruptiva en seco no sea mayor que el 75 % de su tensión de perforación a la frecuencia de servicio.

Conclusión: De acuerdo a los cálculos efectuados con-

cluimos que se utilizarán Aisladores tipo Pin Clase - 56-2 porcelana.

Conclusión.

- Línea de Subtransmisión Sintuco-Paiján y Red Primaria.

Alineamiento

De 0° a 7° aisladores tipo Pin clase 56-2

- Cambio de Dirección

De 7° a 30° aisladores de suspensión en cadena de 3 elementos clase 52-3.

De 60° a 90° aisladores de suspensión en cadena de 3 elementos clase 52-3.

- Anclaje

Aisladores de suspensión en cadena de 3 aisladores-clase 52-3.

4.3.5 PUESTA A TIERRA.

Hay que describir una metodología para determinar la repartición de las corrientes de cortocircuito a tierra de las líneas de transmisión y con las correspondiente a la porción que se dirija a tierra en la estructura donde ocurra.

Determinar la puesta a tierra necesaria para evitar elevadas tensiones a tierra y gradiente de potencial mortales,

en las inmediaciones a la misma.

La probabilidad de ocurrencia depende de los siguientes factores :

- Densidad poblacional.
- Cantidad de fallas (por contaminación).
- Potencia de corto-circuito.
- Tiempo de despegue de la falla.
- Cercanía a la Sub-Estaciones.

Como el nivel isocerafnico es nulo, no efectuaremos cálculos con el cable de guarda. En la zona no existen descargas atmosféricas.

Resistividad del Terreno Cantidad de Estructuras

- Terreno de cultivo :

40-300 ohm-m (95. %) -A.

- Arenales :

300-1,600 ohm-m. (05. %) -B.

Cálculos.

- Resistencia para una jabalina vertical.

$$R_j = 0.366 \rho_{T/L} \times \log_3 \left(\frac{2L}{d} \sqrt{\frac{4h + 3L}{4h + L}} \right) \Omega$$

Donde :

ρ_T = Resistividad del terreno (Ω -m).

L = Longitud de la jabalina (m).

$$S : 0.50 \text{ m.}$$

$$X : 10 \text{ m.}$$

$$L : 2.50 \text{ m.}$$

$$h : 0.50 \text{ m.}$$

$$Kj. : 5.3438 \times 10^{-4}$$

Entonces :

$$Vt = 5.3438 \times 10^{-4} \times 100 \times 902$$

$Vt = 48.20 \text{ Volt (A)}$, 01 jabalina suficiente, ya que es menor al valor de la tensión de toque permisible.

$$Vt = 5.3438 \times 10^{-4} \times 500 \times 902$$

$Vt = 241.0 \text{ Volt (B)}$, Del resultado obtenidos verificamos que necesitamos 01 jabalines para terrenos eriazos, que es menor al valor de tensión de toque permisible.

- Tensión de paso Permisible

$$Vp = (165 + \rho_t / \sqrt{t})$$

Donde :

$$t = 0.3 \text{ Seg.}$$

$$(A) \rho_T = 100 \text{ ohm} - \text{Km-Terreno de cultivo.}$$

$$(B) \rho_T = 500 \text{ ohm} - \text{Km-Terreno de arenales (tierras - eriazas).}$$

$$(A) Vp = 483.82 \text{ Volt.}$$

$$(B) Vp = 1,214.11 \text{ Volt.}$$

$$\text{Demostrar : } Vp = Kj. \rho T.If.$$

$$If = 902 \text{ Amp.}$$

$$K^{\circ}j = 1/2\pi L \ln \left(\frac{\sqrt{m^2+1} + 1}{\sqrt{m^2+1} - 1} \right) - \ln \left(\frac{\sqrt{(m+a)^2+1} + 1}{\sqrt{(m+a)^2+1} - 1} \right)$$

Donde :

$$m = X/L = 10/2.5 = 4.0$$

$$a = S/L = 0.50/2.5 = 0.20$$

$$K^{\circ}j = 1/2\pi \cdot 2.5 \frac{\ln \left(\frac{\sqrt{(4^2+1)} + 1}{\sqrt{(4^2+1)} - 1} \right)}{\ln \left(\frac{\sqrt{(4+0.2)^2+1} + 1}{\sqrt{(4+0.2)^2+1} - 1} \right)}$$

$$K^{\circ}j = 1.47427 \times 10^{-3}$$

$$V_p = 1.47427 \times 10^{-3} \times 100 \times 902$$

$V_p = 132.68$ Volt. (A) es menor que la tensión de paso permisible.

$$V_p = 1.47427 \times 10^{-3} \times 500 \times 902$$

$V_p = 663.44$ Volt. (B) Para terrenos arenosos usar una jabalina ya que es menor que la tensión de paso permisible.

CONCLUSION :

- En terreno de cultivo usar : 01 (Una) jabalina de $5/8'' \phi \times 2.50$ mts.
- En terrenos eriazos (arenales) : 01 (Una) jabalina de $5/8'' \phi \times 2.50$ mts.

4.3.6 CALCULOS MECANICOS DE LOS CONDUCTORES

4.3.6.1 CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR

4.3.6.1.1 Características del Conductor.

- Material - Cobre Temple Duro
- Calibres - Nº 2 W.G., 6 AWG.
- Número de Hilos - 7
- Sección (S) - 33.63, 13.30 mm²
- Diámetro - 7.42, 4.67 mm.
- Carga de Rotura (\mathcal{T}) - 1,210 Kg, 619Kg.
- Resistencia cc.
 - a 20°C. - 0.555 ohm/Km,
 - 1.4 ohm/Km.
- Peso Teórico (Wt) - 0.303 Kg/m,
- 0.1204 Kg/m.
- Módulo de Elasticidad final (Ef) - 12,650 Kg/mm².
- Coeficiente de dilatación Lineal (α_L) - 17 x 10⁻⁶/°C.

4.3.6.1.2 Esfuerzo Unitario de Rotura

$$\mathcal{T}_{rot.} = \mathcal{T}/S$$

$$\mathcal{T}_{rot.} = 35.98 \text{ Kg/mm}^2. \text{ para N}^\circ 2 \text{ AWG.}$$

$$\mathcal{T}_{rot.} = 46.54 \text{ Kg/mm}^2. \text{ para N}^\circ 6 \text{ AWG.}$$

4.3.6.1.3 Esfuerzo Máximo Tangencial

$$\mathcal{T}_{m\acute{a}x.} = \mathcal{T}_{rot.} / C.S.$$

Donde : c.s coeficiente de seguridad -
 asumido : 3.

máx. = 11.99 Kg/mm². para el N-2 AWG

máx. = 15.51 Kg/mm². para el N-6 AWG

Estos son los máximos esfuerzos que de
 be darse en cualquier vano en las po
 res condiciones de operación.

4.3.6.1.4 Hipótesis Asumidas

Hipótesis I.- De máximo esfuerzo

t_1 = 10°C. c.s = 3

Pv = 15.12 Kg/m².

Hielo = No hay.

Hipótesis II.- De Estado Normal

t_2 = 20°C.

Pv = No hay.

Hielo = No hay.

Hipótesis III.- De Máxima Temperatura

t_3 = 40°C.

Pv = No hay.

4.3.6.1.5 Peso del Conductor en las Diferentes Hi pótesis.

Hipótesis I :

$$Wr_1 = \sqrt{(Wr)^2 + (Pv \times \phi / 1,000)^2}$$

$Wr_1 = 0.323 \text{ Kg/m. para el N}^\circ 2 \text{ AWG.}$

$Wr_1 = 0.1395 \text{ Kg/m. para el N}^\circ 6 \text{ AWG.}$

Hipótesis II y III

$Wr_2 = Wr_3 = 0.303 \text{ Kg/m. para el N}^\circ 2 \text{ AWG.}$

$Wr_2 = Wr_3 = 0.1204 \text{ Kg/m. para el N}^\circ 6 \text{ AWG.}$

4.3.6.1.6 Vanos y Temperaturas de Templado

Vanos :

$d_{\text{máx.}} = 160 \text{ m.}$

$d_{\text{mín.}} = 60 \text{ m.}$

Temperaturas

$t_{\text{máx.}} = 40^\circ\text{C.}$

$t_{\text{mín.}} = 10^\circ\text{C.}$

El terreno ofrece un desnivel mínimo, luego $h/d = 0$.

4.3.6.1.7 Cálculo de Cambio de Estado

Emplearemos el método TRUXA, partiendo de la hipótesis I, para determinar los nuevos esfuerzos a nuevas condiciones.

La fórmula utilizada es la siguiente :

$$\sigma_{o_2}^2 (\sigma_{o_2} + B + C - \sigma_{o_1}) = D$$

Donde :

$$B = \alpha_L \times E_f \times (t_2 - t_1)$$

$$C = \left(\frac{Wr_1 \times d}{\sigma_{o1} \times S} \right)^2 \times Ef/24$$

$$D = \left(\frac{Wr_2 \times d}{S} \right)^2 \times Ef/24$$

Los índices (1) indican valores de la hipótesis I y los (2) valores a las nuevas condiciones.

σ_o = Esfuerzo en el conductor en el punto más bajo (Kg/mm^2).

d = Vano (m).

S = Sección del conductor (Kg/m).

Wr = Carga unitaria del conductor (Kg/mm^2).

t = Temperatura ($^{\circ}C$).

Ef = Coeficiente de elasticidad (Kg/mm^2).

L = Coeficiente de dilatación lineal ($1/^{\circ}C$).

La ecuación cúbica de cambios de estado se reduce a :

$$\frac{\sigma_o^2}{2} (\sigma_{o2} - P) = D$$

Siendo :

$$P = \sigma_{o1} - (B + C)$$

4.3.6.1.8 Determinación de los Esfuerzos en las Condiciones de Templado :

Reemplazando valores en las fórmulas anteriores para diferentes temperaturas y vanos, obtenemos una tabla donde se muestra lo siguiente :

Temperatura	Vano	en	m.
°C	σ	T	F
10	Esfuerzo	Tiro	Flecha
20	en	en	en
25	Kg./mm ² .	Kg.	m.
30			
35			
40			

Esta tabla que se muestra en el cuadro N^o 4.3.1 y 4.3.2, se denomina TABLA DE TEMPLADO y nos da los esfuerzos que deben aplicarse en el conductor para su tendido, siendo el primero para el conductor N^o 2 AWG., el segundo para el N^o 6 AWG.

Esta tabla se confecciona con la siguiente fórmula :

$$f = \frac{Wr^2 \times d^2}{8 \times \sigma^2 \times S}$$

y vanos que van de 70 m. hasta 160 m. y de 50 a 90 m.

CUADRO N° 4.3.1.

TABLA DE TEMPLADO DE CONDUCTOR N° 2-ANG.

VANO (m.)	70			90			100			120			140			160			
	σ	T	F	σ	T	F	σ	T	F	σ	T	F	σ	T	F	σ	T	F	
10	17.28	581.12	0.31	17.25	580.11	0.52	17.18	577.76	0.65	17.15	576.75	0.94	17.02	572.38	1.29	17.00	571.71	1.69	
20	15.20	511.17	0.36	15.20	511.17	0.60	15.20	511.17	0.74	15.20	511.17	1.06	15.20	511.17	1.45	15.20	511.17	1.89	
25	14.36	482.92	0.38	14.39	483.93	0.63	14.31	481.24	0.78	14.45	485.95	1.12	14.50	483.63	1.52	14.59	490.66	1.97	
30	13.35	448.96	0.41	13.51	454.34	0.67	13.58	456.69	0.82	13.70	460.73	1.18	13.80	464.09	1.59	13.90	467.45	2.07	
35	12.40	417.01	0.44	12.60	423.73	0.72	12.70	427.10	0.88	13.00	437.19	1.24	13.20	443.91	1.67	13.30	447.27	2.16	
40	11.53	387.75	0.47	11.82	397.50	0.77	12.05	405.24	0.93	12.32	414.32	1.31	12.61	423.73	1.75	12.71	427.43	2.26	

CUADRO N.º 4.3.2.

TABLA DE TREFILADO DE CONDUCTOR I.º 6-AWG.

VANO (m.)	50			60			70			80			90		
	σ	T	F	σ	T	F	σ	T	F	σ	T	F	σ	T	F
10	17.78	236.47	0.15	17.75	236.07	0.22	17.73	235.41	0.31	17.68	235.14	0.40	17.60	234.08	0.52
20	15.51	206.28	0.18	15.51	206.28	0.16	15.51	206.28	0.35	15.51	206.28	0.46	15.51	206.28	0.59
25	14.50	192.85	0.19	14.57	193.78	0.27	14.60	194.18	0.37	14.75	196.17	0.48	14.85	197.50	0.61
30	13.50	179.55	0.20	13.55	180.21	0.30	13.60	180.88	0.40	14.65	194.84	0.49	13.70	182.21	0.66
35	12.50	166.25	0.22	12.60	167.58	0.32	12.70	168.91	0.43	12.80	170.24	0.56	12.90	171.57	0.71
40	11.60	154.28	0.24	11.70	155.61	0.34	11.80	156.94	0.46	11.90	158.27	0.60	12.10	160.93	0.75

4.3.6.1.9 Esfuerzos en las Hipótesis I y III :

Partimos de la hipótesis de estado normal del conductor :

$$t_2 = 20^{\circ}\text{C}$$

Para el N^o 2 AWG.:

$$W_{r2} = 0.303 \text{ Kg/m.}$$

$$\sigma_{o2} = 11.99 \text{ Kg/mm}^2.$$

Para el N^o 6 AWG.:

$$W_{r2} = 0.1204 \text{ Kg/m.}$$

$$\sigma_{o2} = 15.51 \text{ Kg/mm}^2.$$

Aplicando el método TRUXA para el cambio de estado y un vano básico de 140 m. se obtiene :

Para el N^o 2 AWG.

$$\sigma_{o1} = 17.02 \text{ Kg/mm}^2. \text{ para la hipótesis I}$$

$$\sigma_{o3} = 12.6 \text{ Kg/mm}^2. \text{ para la hipótesis - III.}$$

Para el N^o 6 AWG. para un vano básico de 70 m. se obtiene :

$$\sigma_{o1} = 17.7 \text{ Kg/mm}^2. \text{ para la hipótesis I.}$$

$$\sigma_{o3} = 11.8 \text{ Kg/mm}^2. \text{ para la hipótesis - III.}$$

4.3.6.1.10 Determinación de la Plantilla de Flecha

Máxima:

Con el tiro mínimo a 40°C correspondiente al vano promedio, se determina la parábola de flecha máxima, utilizando la ecuación :

$$F \text{ máx.} = \frac{Wc d^2}{8 To}$$

Donde :

d = Vano de regulación

d_{1,2} = Vano de regulación promedio

d₁ = 140 m. para la línea de subtransmisión, cuyo calibre es el conductor Nº 2 AWG.

d₂ = 70 m. para la Red de Distribución Primaria, cuyo calibre es el conductor Nº 6 AWG.

. Línea de Subtransmisión :

Utilizando la ecuación de flecha máx. obtendremos.

Para Wc : 0.303 Kg/m.

To : 423.73 Kg.

$$f \text{ máx.}_2 : \frac{0.303}{8(423.73)} d^2 = 8.938 \times 10^{-5} d^2$$

Para diferentes vanos de 60 mts. y 200 mts., obtenemos el cuadro Nº 4.3.

6.1.

CUADRO N^o 4.3.6.1PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA - LINEA DE SUBTRANSMISION

VANO (mts)	FLECHA MAXIMA (mts)	HORIZONTAL (VANO) 1/2000 (cms)	VERTICAL(FLECHA) 1/200 (cms)
60	0.321	3.0	0.160
70	0.437	3.5	0.218
90	0.723	4.5	0.361
100	0.893	5.0	0.446
120	1.287	6.0	0.643
140	1.751	7.0	0.875
160	2.288	8.0	1.144
180	2.895	9.0	1.447
200	3.575	10.0	1.787

o Red de Distribución Primaria :

Utilizando la ecuación de flecha máxima, para $W_c = 0.1204 \text{ Kg/m}$.

$$T_o = 156.94 \text{ Kg.}$$

$$f \text{ máx.}_6 = \frac{0.1204}{8 \times 156.94} d^2 = 9.589 \times 10^{-5} d^2$$

Para diferentes vanos de 50 mts. a 100 mts., obtenemos el cuadro Nº 4.3.6.2.

CUADRO Nº 4.3.6.2

PLANTILLA DE FLECHA MÁXIMA - RED DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

VANO (mts)	FLECHA MÁXIMA (mts)	HORIZONTAL (VANO) 1/2000 (cms)	VERTICAL (FLECHA) 1/200 (cms)
50	0.239	2.5	0.119
60	0.345	3.0	0.172
70	0.469	3.5	0.234
80	0.613	4.0	0.306
90	0.776	4.5	0.388
100	0.958	5.0	0.479

GRAFICO N° 4.3.6.1

PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA
CONDUCTOR Cu, N° 2 AWG

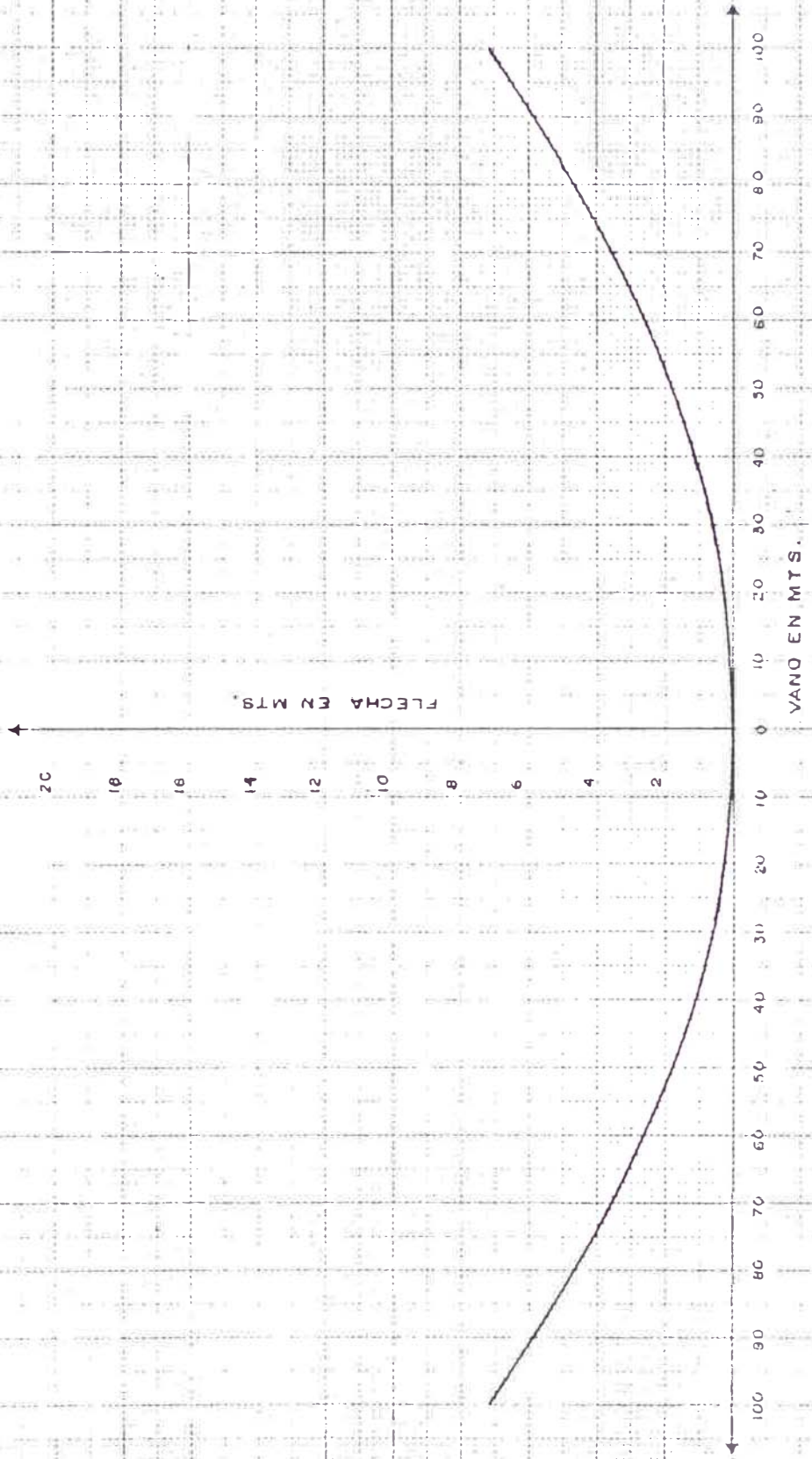
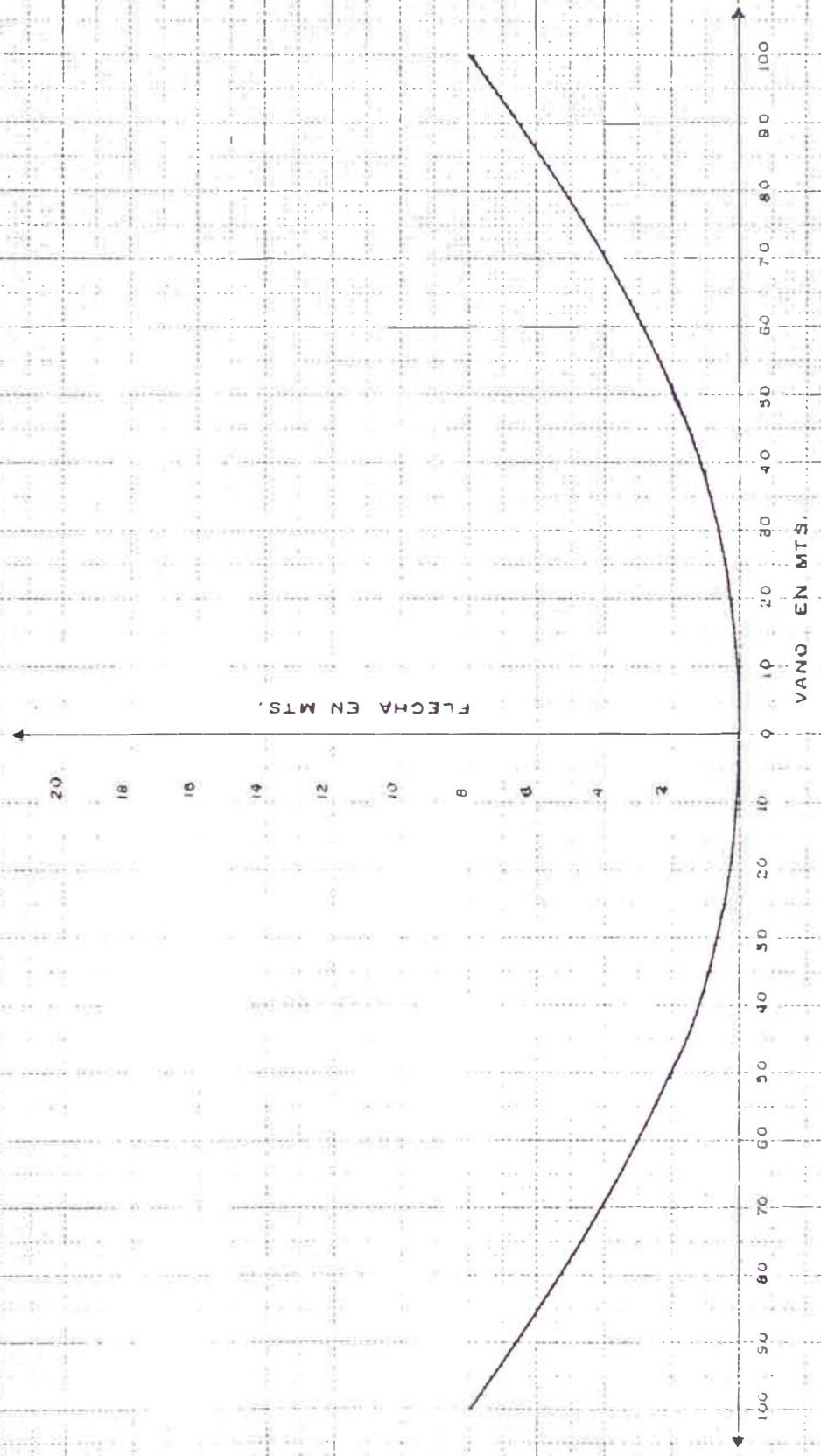


GRAFICO N° 4.3.6.2
PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA
CONDUCTOR Cu. N° 6AWG



4.3.7 CALCULO MECANICO DE SOPORTES

En el presente estudio se ha decidido la utilización de postes de concreto armado centrifugado (c.a.c) por recomendaciones especiales y por que ofrece permanencia en el servicio por más tiempo que los otros tipos, así como también resistencia a las condiciones climatológicas existentes en la zona, teniéndose por consecuencia una solución-económica más favorable.

4.3.7.1 Características de los Postes

Selección de la Longitud.

- La altura de los postes será la necesaria para que los conductores con su máxima flecha vertical queden situados por encima del punto considerado:

• Altura mínima del conductor

inferior al terreno : 7.0 mts.

• Separación mínima a los postes

de Baja Tensión. : 1.0 mts.

• Longitud libre para la fle-

cha máxima :

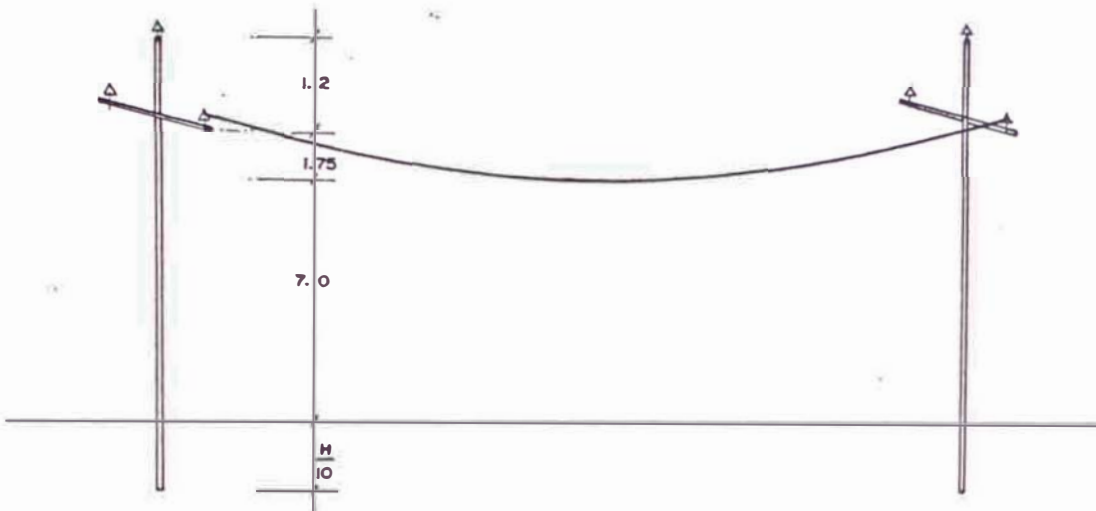
Línea de Subtransmisión : 1.75 m.

Red de Distribución Primaria : 0.60 m.

Línea de Subtransmisión : (Ver Gráfico Nº4.3.7.1)

$$H = 7.0 + 1.75 + 1.2 + \frac{H}{10}$$

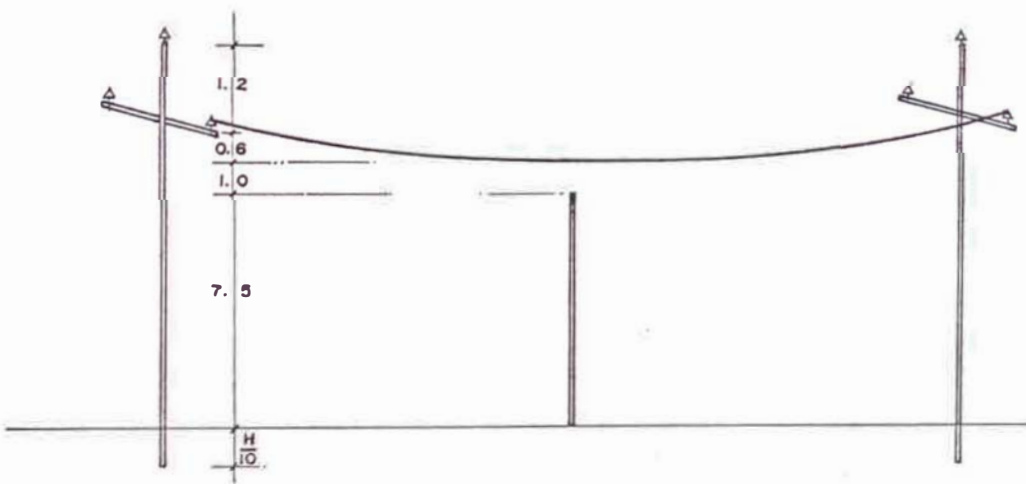
$$H = 11.05 \text{ mts.}$$

Gráfico N^o 4.3.7.1

Red de Distribución Primaria : (Ver gráfico N^o4.3.7.2)

$$H = 7.5 + 1.0 + 0.6 + 1.2 + \frac{H}{10}$$

$$H = 11.44 \text{ mts.}$$

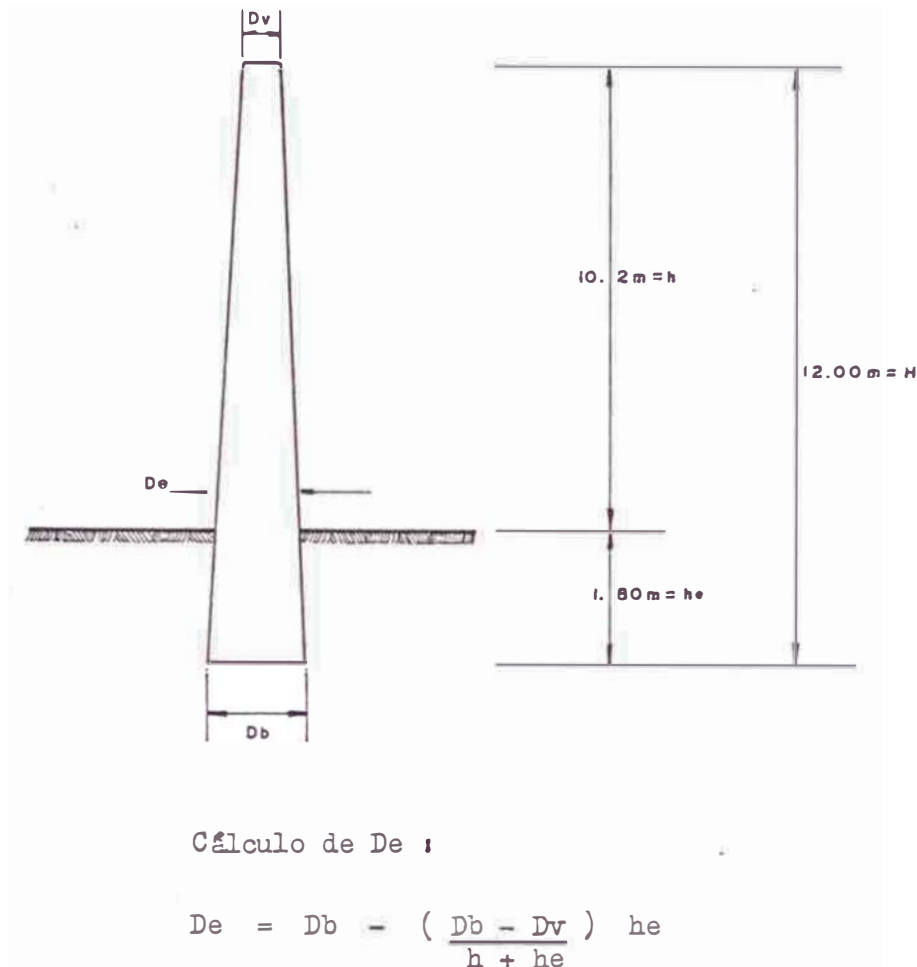
Gráfico N^o 4.3.7.2

Se escoge postes de concreto armado centrifugado de 12 mts., longitud mínima enterrada 1.5 m. tanto para la línea de Subtransmisión, como para la Red Primaria.

El cuadro 4.3.7.1 indica las dimensiones y características mecánicas de los postes de concreto en base al gráfico N^o 4.3.7.3 y datos de fabricación

CUADRO N^o 4.3.7.1.

DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS DE POSTES DE CONCRETO ARMADO						
Longitud del Poste	longitud de Empo- tramiento	Esfuerzo en la Punta	Diámetro en mm.			Peso
m.	m.	Kgr.	∅ Vertice (Dv.)	∅ Base (Db.)	∅ Empo- trami- ento (De.)	Kgr.
		200	120	300	273	750
12.00	1.80	300	140	320	293	850
		400	160	340	313	980
13.00	1.90	300	150	345	316	930

Gráfico N^o 4.3.7.3.

Se ha tenido en cuenta los siguientes parámetros:

D_e = Diámetro en la línea de tierra mm.

D_b = Diámetro en la base mm.

D_v = Diámetro en el vertice mm.

h_e = Altura de empotramiento = 1.8 m.

h = Altura libre del poste = 10.2 m.

H = Altura total del poste = 12.0 m.

4.3.7.2 Hipótesis de Cálculo

- Suspensión

Hipótesis N^o 1 (viento).

Carga del viento perpendicular a la línea.

Hipótesis N^o 2 (rotura del conductor).

50 % del tiro de rotura en el punto más desfavorable.

- Angulo

Hipótesis N^o 1 (viento).

Carga del viento en sentido de la bisectriz del ángulo resultante de tracción es.

Hipótesis N^o 2 (rotura del conductor).

50 % del tiro de rotura en el punto más desfavorable.

- Terminal

Hipótesis N^o 1 (viento).

Cargas permanentes -100 % de tracciones unilaterales de todos los conductores en el punto de fijación de cada conductor.

Hipótesis N^o 2 (rotura del conductor).

Se considera el esfuerzo correspondiente a la rotura de un conductor sin reducción alguna de su esfuerzo.

4.3.7.3 Soporte de Suspensión (Tipo "SP")

- Cálculo de la 1ra. Hipótesis

Debemos definir a continuación los parámetros y variables que permiten el cálculo de esfuerzos en los postes.

F_p = Fuerza en la punta (Kg).

F_{vc} = Fuerza del viento sobre conductores (Kg)

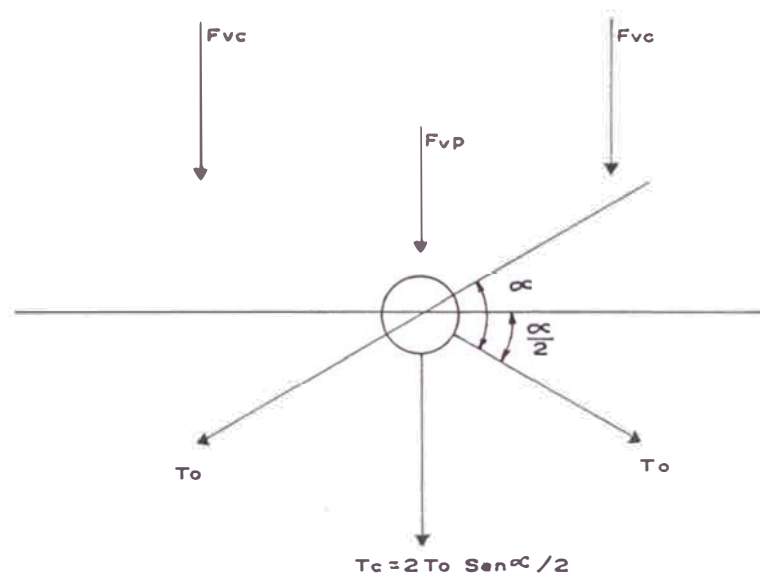
F_{vp} = Fuerza del viento sobre el poste (Kg).

Z = Distancia de aplicación de F_{vp} .

T_o = Tiro horizontal del conductor (Kg).

T_c = Tracción de los conductores (Kg).

M_c = Momento debido al viento sobre conductores y a la fracción de los conductores (Kg-m).



El caso más desfavorable se presentará cuando en la Red Secundaria se tenga el siguiente ordenamiento :

Alumbrado Público : 2 x N^o 6 AWG.

Servicio Particular : 3 x N^o 2 AWG.

Esta consideración permite calcular, teniendo la presencia en forma constante de los conductores de la Red Primaria y Red Secundaria, todos los esfuerzos con un vano normal de 70 m.

La aplicación de las fuerzas y sus distancias respecto al terreno se muestra en el gráfico N^o 4.3.7.4.

- Cálculo de la Fuerza del Viento sobre el Poste.

$$\begin{aligned} F_{vp} &= (D_v + D_e/2) \times P_v \times h. \\ &= (0.12+0.273/2)(15.12)(10.2) = 30.30 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

$$P_v = \text{Presión del viento } P_v = 15.12 \text{ Kg/m}^2.$$

$$F_{vp} = 30.30 \text{ Kg.}$$

- Cálculo de Z. (distancia de aplicación de Fvp)

$$Z = h/3 \times (D_e + 2D_v/D_e + D_v) , \text{ Reemplazando valores.}$$

$$Z = 10.2/3 \cdot (0.273 + 2(0.12)/0.273 + 0.12)$$

$$Z = 4.43 \text{ m.}$$

Luego :

$$M_{vp} = F_{vp} \times Z = 30.30 \text{ Kg} \times 4.43 = 134.23 \text{ Kg-m}$$

$$M_{vp} = 134.23 \text{ Kg-m.}$$

- Tracción de los conductores y vientos sobre ellos:

$$T_c = 2 T_o \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2}$$

$$F_{vc} = L \times \frac{\phi_c}{1000} \times P_v \times \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$L_6 = \text{Vano básico} = 70 \text{ m.}$$

$$L_2 = \text{Vano básico} = 140 \text{ m.}$$

$$\phi_c = \text{Diámetro exterior (mm).}$$

$$F_{vc_6} = 1.0584 \times \phi_c \times \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$F_{vc_2} = 2.1168 \times \phi_c \times \cos \frac{\alpha}{2}$$

- Fuerza sobre los Conductores

$$F_c = T_c + F_{vc}$$

$$F_{c_6} = 2 T_{o_6} \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2} + 1.0584 \times \phi_{c_6} \times \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$F_{c_2} = 2 T_{o_2} \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2} + 2.1168 \times \phi_{c_2} \times \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$\text{Siendo : } F_{c1}, F_{c3}, F_{c4} = N^{\circ} 2 \text{ AWG.}$$

$$F_{c2} = N^{\circ} 6 \text{ AWG.}$$

Luego :

Línea de Subtransmisión:

$$M_{c_1} = 2 \times 9.20 \times F_{c3} + 10.2 \times F_{c4}$$

Red de Distribución Primaria:

$$M_{c_2} = 3 \times 5.99 \times F_{c1} + 2 \times 6.365 F_{c2} + 2 \times$$

$$= 9.20 \times F_{c3} + 10.2 \times F_{c4}$$

- Momento debido al viento y al tiro de Conductores (X).

Línea de Subtransmisión :

$$M1 = M_{vp} + M_c$$

$$M1 = F_{vp} \times Z + 2 T_{o2} \text{sen} \frac{\alpha}{2} + 2.1168 \phi_{c2} \cos \frac{\alpha}{2} \quad (18.4 + 10.2)$$

$$M1 = 134.23 + 91291.2 \text{sen} \frac{\alpha}{2} + 457.6 \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$M1 = 591.83 \text{ Kg. m.}$$

$$F_{eq1} = \frac{M1}{10.8}$$

$$F_{eq1} = 54.80 \text{ Kg.}$$

Red de Distribución Primaria :

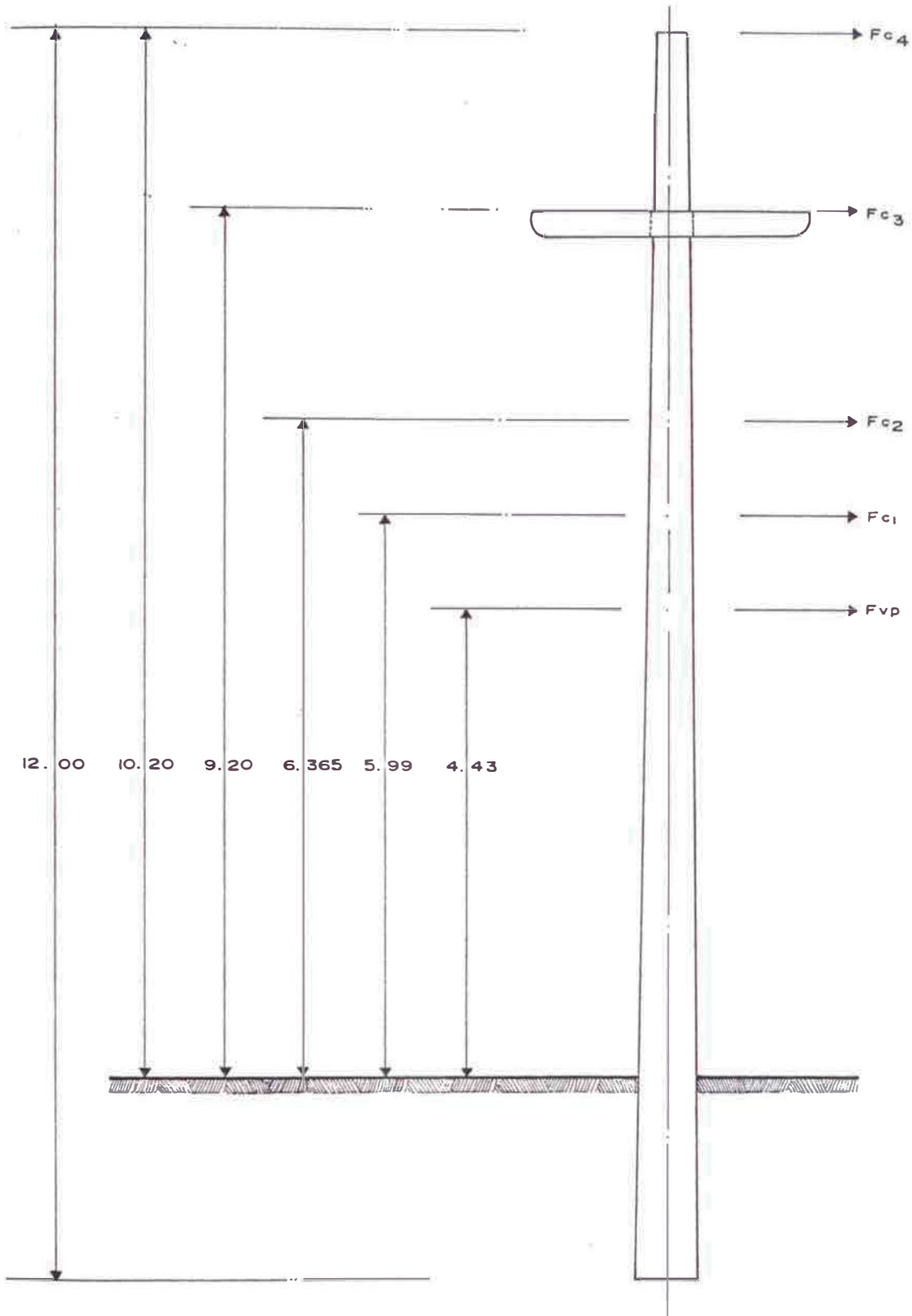
$$M2 = M_{vp} + M_c.$$

$$M2 = F_{vp} \times Z + (2 T_{o6} \text{sen} \frac{\alpha}{2} + 1.058 \phi_{c6} \cos \frac{\alpha}{2})(12.73) + (2 T_{o2} \text{sen} \frac{\alpha}{2} + 2.1168 \phi_{c2} \cos \frac{\alpha}{2})(17.87 + 18.4 + 10.2)$$

$$M2 = 134.23 + 15759 \text{sen} \frac{\alpha}{2} + 63 \cos \frac{\alpha}{2} + 148651.4 \text{sen} \frac{\alpha}{2} + 745.26 \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$M2 = 942.49 \text{ Kg -m.}$$

$$F_{eq2} = 87.26 \text{ Kg.}$$

Gráfico N^o 4.3.7.4.

- Cálculo de la 2da. Hipótesis

Cálculo por rotura de conductor en el punto más desfavorable 50 % tiro de rotura.

$$T_{\text{máx.}} = 15.81 \times 33.63 = 532 \text{ Kg.}$$

$$M_t = 266.0 \times 0.75 = 199.5 \text{ Kg -m.}$$

$$M_f = 266.0 \times 9.20 = 2447.2$$

$$M_{eq} = \frac{M_f}{2} + 1/2 \sqrt{M_t^2 + M_f^2}$$

$$M_{eq} = 1,857.8 \text{ Kg -m.}$$

$$F_{eq} = M_{eq} / 10.1$$

Luego; F_{eq} en la punta será :

$$F_{eq} = 1857.8 / 10.1 = 183.94 \text{ Kg.}$$

$$F_{eq} = 183.94 \text{ Kg.}$$

Por lo tanto en suspensión se utilizarán postes con 200 Kg. de esfuerzo en la punta.

4.3.7.4 Soportes Cambio de Dirección.

- Cálculo de la 1ra. Hipótesis

Para el caso de soportes de cambio de dirección se ha evaluado los esfuerzos para vanos de 50 a 125 m. para la Red Primaria en ángulos de 5° a 90°, donde la fuerza equivalente está aplicada a 10.8 m.

. Línea de Subtransmisión :

$$M_1 = 134.23 + 91291.2 \sin \frac{\alpha}{2} + 3.269 \times L \times \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$F_1 = \frac{M_1}{10.8} \text{ Kg.}$$

. Red de Distribución Primaria :

Analizando el caso más desfavorable que sería:

3 conductores de Cu desnudo N^o 2 AWG.

3 conductores de Cu forrado N^o 2 AWG.

2 conductores de Cu desnudo N^o 6 AWG.

$$M2 = 134.23 + 54410.4 \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2} + 6.221 \times L \times \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$F2 = \frac{M2}{10.5} \text{ Kg.}$$

El desarrollo de esta Hipótesis se muestra en los cuadros N^o 4.3.7.2 y 4.3.7.3.

CUADRO N^o 4.3.7.2.

FUERZAS EN LOS POSTES DE CAMBIO DE DIRECCION - LINEA DE -
SUBTRANSMISION

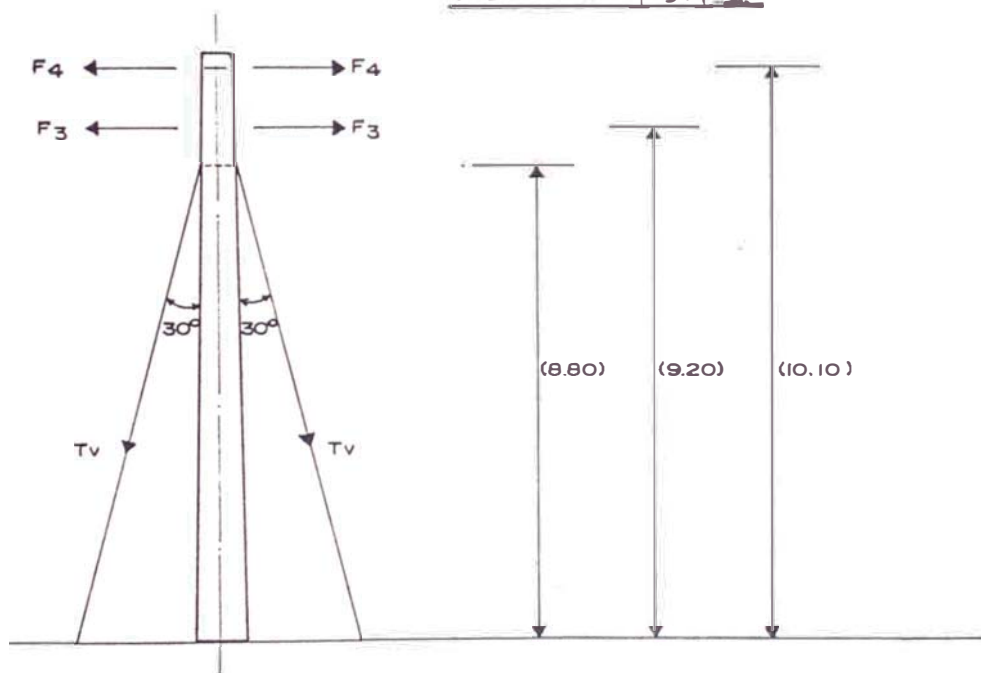
VANO	5°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
50	172	371	664	947	1214	1460	1682
75	184	393	686	967	1233	1478	1698
100	216	415	707	988	1252	1495	1714
125	238	437	729	1009	1271	1513	1729
140	252	450	792	1021	1283	1524	1739
160	261	459	750	1029	1291	1531	1745

CUADRO N° 4.3.7.3.FUERZA EN LOS POSTES DE CAMBIO DE DIRECCION - RED DISTRIBUCION PRIMARIA

VANO	5°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
50	210	380	680	1150	1565	1705	1950
75	240	425	760	1427	1825	1985	2165
100	253	510	940	1692	2065	2185	2318
125	279	650	1320	1800	2463	2725	2922

4.3.7.5 Soporte Rompe Tramo (Tipo "R")

- Cálculo de la 1ra. Hipótesis.

Gráfico N° 4.3.7.5.

Para esta disposición se asume la peor condición cuando existe ruptura de conductores, y la peor será cuando se rompan los 3 conductores.

$$M = F_4 \times 10.10 + 2 F_3 \times 9.20$$

$$F_3 = F_4 = 15.81 \times 33.63 = 532 \text{ Kg.}$$

$$M = 15.162 \text{ Kg} - \text{m.}$$

Calculamos el Tiro de la Retenida (TV)

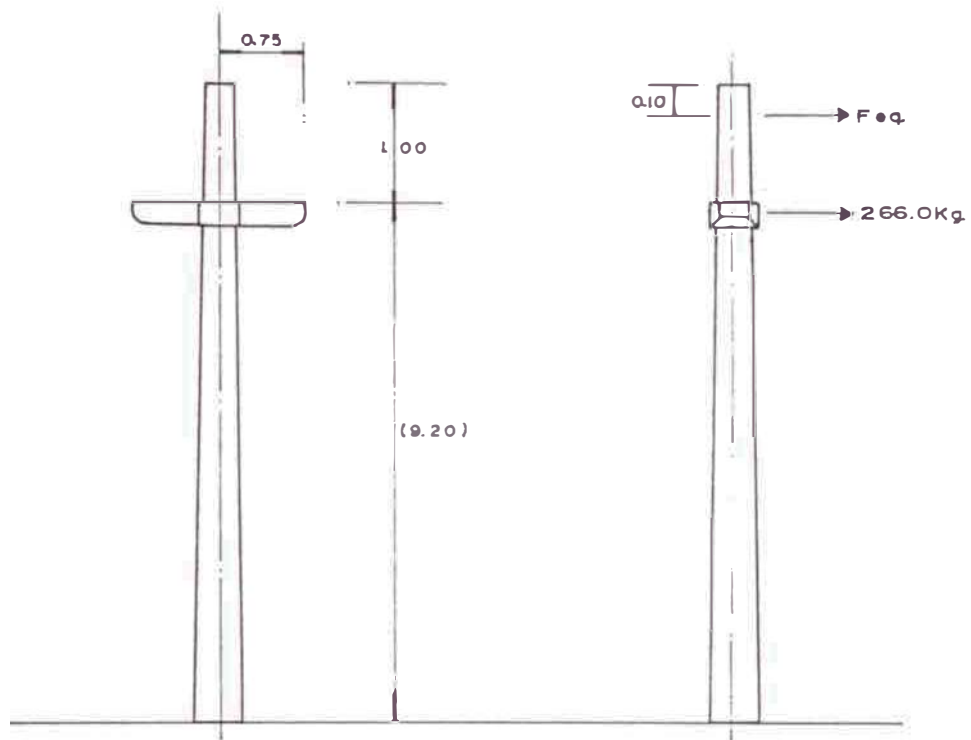
$$Tv = \frac{M}{0.8 \text{ sen } 30^\circ}$$

$$Tv = 3445.90 \text{ Kg.}$$

- Cálculo de la 2da. Hipótesis 50 % tiro de rotura de un conductor.

Momento de Torsión y Flexión por Rotura de Conductor en la Cruceta.

Gráfico N^o 4.3.7.6.



$$M_f = 266.0 \times 9.20 = 2447.2 \text{ Kg -m.}$$

$$M_t = 266.0 \times 0.75 = 199.5 \text{ Kg -m.}$$

Momento equivalente en la base del poste :

$$M_{eq} = M_f/2 + 1/2 \sqrt{M_f^2 + M_t^2}$$

$$M_{eq} = 1857.3 \text{ Kg -m.}$$

Cálculo de la fuerza equivalente en la punta,

$$F_{eq} = M_{eq}/10.10$$

$$F_{eq} = 183.94 \text{ Kg.}$$

De los resultados obtenidos en la hipótesis I y II, se deduce que este tipo de soporte utilizará postes de 300 Kg. de esfuerzo en la punta.

$$m_{\text{máx.}} = 15.81 \text{ Kg/m}^2, T_{\text{máx}} = 532.0 \text{ Kg.}$$

$$M_f = 532.0 \times 9.2 = 4894.4 \text{ Kg -m.}$$

$$M_t = 532.0 \times 0.75 = 399.0 \text{ Kg -m.}$$

$$M_{eq} = M_f/2 + 1/2 \sqrt{M_f^2 + M_t^2}$$

$$M_{eq} = 4902.5 \text{ Kg -m.}$$

$$F_{eq} = M_{eq}/10.1 = 485.39 \text{ Kg.}$$

$$F_{eq} = 485.39 \text{ Kg.}$$

Aplicando sucesivamente las fórmulas planteadas, para los diferentes tipos de soportes, obtenemos el resumen que se muestra en el cuadro N^o 4.3.7.4 y N^o 4.3.7.5, tanto para la Línea de Subtransmisión, como para la Red Primaria.

CUADRO N^o 4.3.7.4TIPO DE SOPORTE - LINEA DE SUBTRANSMISION

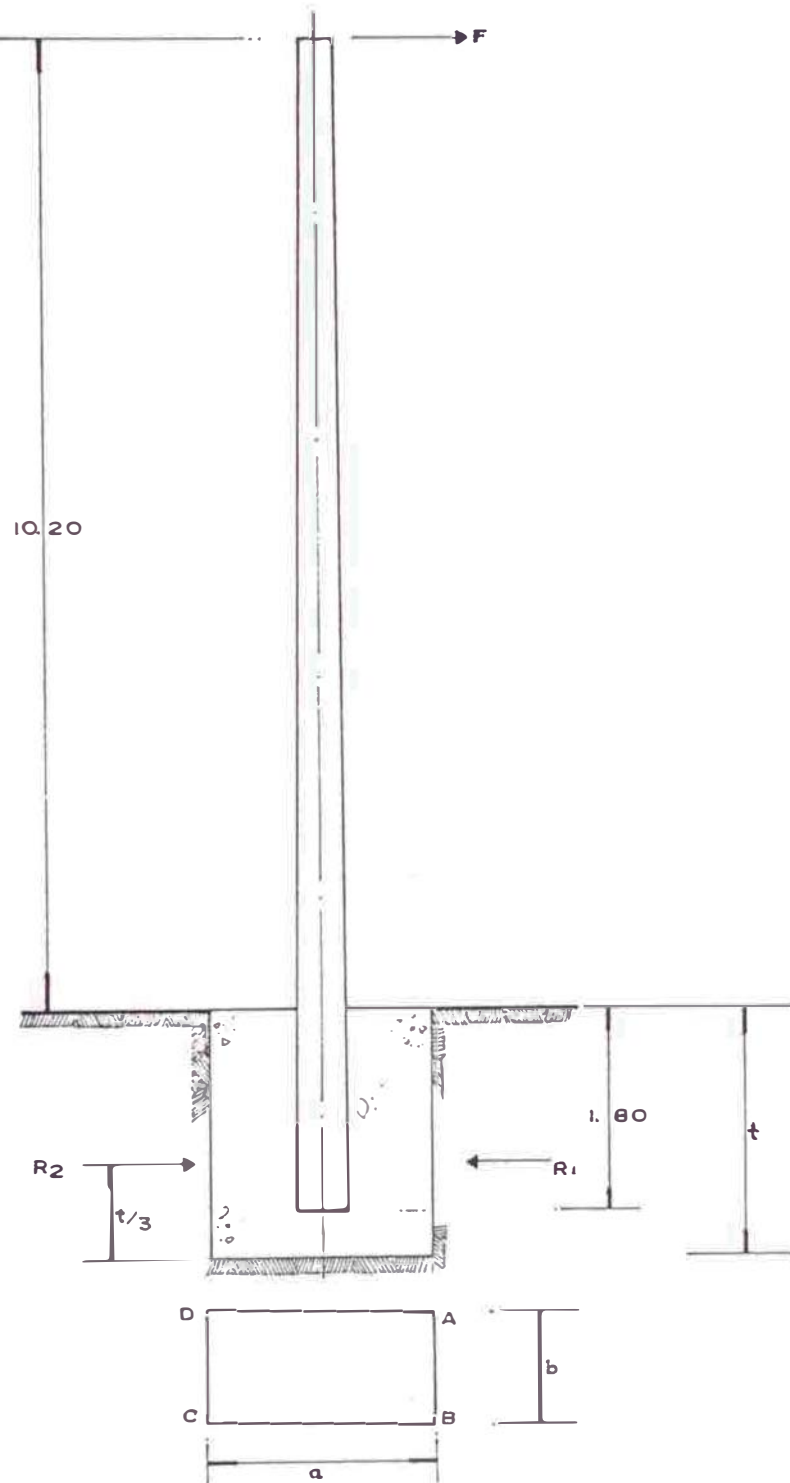
TIPO DE SOPORTE	ANGULO (°C)	POSTE		RETENIDA	
		LONGITUD	ESFUERZO EN LA PUNTA (Kg)	EN CANTIDAD	DIAMETRO
A	0-8	12	300	-	
A-1	10-30	12	400	1	3/8"
A-2	60-90	12	400	4	1/2"
R	Rompe Tramo	12	400	2	1/2"
T	Terminal.	12	400	2	1/2"

CUADRO N^o 4.3.7.5TIPO DE SOPORTE - RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA

TIPO DE SOPORTE	ANGULO (°C)	POSTE		RETENIDA	
		LONGITUD	ESFUERZO EN LA PUNTA (Kg)	EN CANTIDAD	DIAMETRO
AP	0-8	12	200	-	
AP-2	10-30	12	300	1	3/8"
S	0-10	13	300	1	1/2"
T-1	Terminal.	12	300	2	1/2"
D-1	60-90	12	300	2	1/2"

4.3.8 CIMENTACION.

Para el cálculo de los bloques de concreto usados en cimentación se utilizará el método Valenci.



Para tener una cimentación adecuada debe cumplirse que :

$$\text{Momento Actuante (M)} \leq \text{Momento Resistente (MR)}$$

$$\text{Momento Actuante (M)} = F (R + t)$$

$$\text{Momento Resistente(MR)} = \frac{p}{2} \left(a - \frac{4P}{3b\sigma} \right) + cbt^3$$

Donde :

F = Tiro de rotura del poste

h = altura útil : 10.2 m.

t = Profundidad del bloque de cimentación de concreto

p = Cargas variables (Peso total del conjunto poste - -
cimentación más pesos y esfuerzos verticales adicionales).

b = Dimensiones del bloque de concreto (m).

σ = Presión máxima admisible en el fondo, para tierra -
media 2 Kg/cm².

P_c = Peso específico del concreto. 2,200 Kg/m³.

δ = Densidad del terreno : 1,600 Kg/m³.

C = Coeficiente de compresibilidad del terreno. 2,000 -
Kg/m³.

Se ha considerado :

- Cimentación para los postes de Alineamiento
- Cimentación para poste de Anclaje.

La longitud mínima se ha calculado y teniéndose como variables principales los máximos esfuerzos horizontales y los mínimos esfuerzos de compresión. Se escogerá la alternativa que cumple la condición de equilibrio y signifique

más economía y a su vez brinde facilidad para su implementación.

La quinta alternativa es la que cumple con la condición - tal como se muestra en el cuadro N° 4.3.8.1.

Para $t = 1.80$, $a = b = 0.80$.

Por tanto el coeficiente de seguridad será :

$$c.s = \frac{MR}{M} = 1.61$$

CUADRO N° 4.3.8.1.

CIMENTACION DE POSTES EN TERRENO MEDIO

Alternativa	t (m)	b=a (m)	F(h+t) (Kg-m)	Volu- (m ³)	P.Ma- men cizo (Kg)	P (Kg)	$\frac{P}{2} \left(\frac{b-4p}{3b} \right) + Cbt^3$
1	1.10	1.10	6011.6	1.331	2928.2	3878.2	4605.43
2	1.20	1.00	6064.8	1.200	2640.0	3590.0	4821.39
3	1.50	0.90	6224.4	1.215	2673.0	3623.0	7219.19
4	1.60	0.90	6277.6	1.296	2851.2	3801.2	8548.15
5	1.80	0.80	6384.0	1.152	2534.4	3484.4	10256.27
6	2.00	0.75	6490.4	1.125	2475.0	3425.0	12763.0

ESPECIFICACIONES TECNICAS

5.0 ESPECIFICACIONES TECNICAS

5.1. ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MATERIALES Y EQUIPOS

Normas Técnicas de Fabricación e Instalación.

- | | | |
|--|---|---|
| 01.- Acero de Refuerzo | ‡ | ASTM - A615. |
| 02.- Acumuladores | ‡ | VDE 0510. |
| 03.- Agregados | ‡ | ASTM C-33. |
| 04.- Aislador Tipo Pin Clase
se 54-2. | ‡ | CEI-NEMA TR-16, ANSI-C-29-5
-1961 y C-25-6. |
| 05.- Aisladores de Tracción
Clase 54-3. | ‡ | CEI-NEMA, ANSI C-29.4. 1961
CHANGE C-303 - 1044. |
| 06.- Aisladores Tipo Suspensión
Clase 52-3. | ‡ | NORMA ANSI C29-2-1962
CAT. N° CA -825 HE-NGK.
ASTM-A-153-49, ASTM-A-7. |
| 07.- Alumbrado de Vías Públicas. | ‡ | DGE-016-AP. |
| 08.- Cables de Energía | ‡ | NKY ATSM-B-3, B-8 "Norma de
Fabricación para los
Conductores".
CEI-20-1-1965 "Norma -
para el Aislamiento".
NORMA DGE N° 013-CS
"Norma Cables de Ener-
gía Eléctrica". |

- VDE-0255 "Norma para el Aislamiento".
- NYN CEI-20-14 "Norma para - Aislamiento".
- VDE-027-/10.63
- ASTM -B-3, B-8.
- 09.- Casquillo - Ojo
- 4H-20 3C-NGK., 4H-20707 P,C-501-C062-A.B. CHANCE. Co.IEC -120-1960, ANSI C-29.2-1971.
- 10.- Cemento
- ASTM C-150 TIPO 1, ITINTEC - 334-009.
- 11.- Cinta Aislante
- ANSI-C- 119-1.
- 12.- Conductor Cobre
- ITINTEC P. 370. 223
 - "Alambre de cobre desnudo de sección circular para uso - eléctrico".
 - DGE. -019-CA-2/1983
 - "Conductores eléctricos en redes de distribución aérea"
 - ASTME-399-IEC-208.
 - ASTM-B-8-56-NORMA DE FABRICACION.
 - ASTM-B-1-NORMA DE TEMPLADO.
- 13.- Cruceta Madera
- ITINTEC 251.019
 - 251.020
 - 251.025

- 251.026
- 251.027
- DGE-015- PD-1.
- 14.- Distancia de Separación
entre Conductores. i NORMA VDE 0210/5.69.
- 15.- Espiga de Aislador Tipo
Pin 56-2. i LM - 30613 A - NGK.
- 16.- Eléctrodos de Tierra y
Líneas de Puesta a Tie-
rra. i DIN 4070-5
CEP. TABLA 2A-1
VDE 0190.
- 17.- Partes del Eléctrodos i VDE 0100 ϕ 3 Nc-13.
- 18.- Fierro Galvanizado en
Caliente para Ferrete -
ría. i ASTM- A-153
- 19.- Grillete i 4H-519 D - NGK.
- 20.- Hilo Fusible i SyC. N^o 12112584-DIN -43625-
"Dimensiones".
- 21.- Horquilla Bola i 4H-492C-NGK, C-501-0066-A.B.
CHANCE CO.
- 22.- Interruptor Automático
con Volumen Reducido -
de Aceite 20 KV. 60 Hz.
400 MVA. i VDE 0670, 0435/962

- 23.- Forma de la Malla de
 Puesta a Tierra. : VDE 0435a/9.72.
 IEC 265-1968
 VDE 0102 "
- 24.- Mordaza para Anclaje : VDE 0100 ϕ 20 Ne-V.
- 25.- Mordaza para Suspensi3n : 2H-814-AV-NGK, 2H-5016 AV, C -
 501-0654 - AB CHANCE Co.
- 26.- Poste Concreto Armado y
 Crucetas : 1H-687-A-NGK, 1H-952 AV.
- 27.- Retenidas : NORMA. ITINTEC 339.027
 DGE-015-PD-1
 ASTM-A-153, ASTM-A-7.
- 28.- Seccionador-Fusible Ti-
 po Cut-Out. 24 KV. : ASTM-A- 363, ASTM-B-415
 ASTM-A-153.
 ASTM-A-7.
- 29.- Seccionador - Fusible -
 34.5 KV. : CHANCE. NORMA VDE 0660
- 30.- Seccionador-Fusible de
 Potencia 24. KV. : SyC N^o 92044. NORMA VDE
 0171, VDE 0670.
- : S y C. N^o 8711281 NORMA
 VDE 0171, VDE 0670.

31.- Tablero de Distribución

Baja Tensión.

• N^o : VDE 0100 "Protección
Eléctrica".

VDE 0110

VDE 0660.

32.- Tensión de Distribución

Primaria.

• DGE - 009-TD.

33.- Terminología Utilizada—

en los Sistemas de Trans-
misión y Distribución.

• DGE - 024 - TE.

34.- Transformador de Potencia -

3 MVA. 34.5/20.

KV. 60 Hz. Ynd 11; 50

KVA 20-10/0.22 KV.

60 Hz. D y 11; 37.5 ,

50, 100, 160 KVA, 20-10/0.38-0.22

KV., 60 Hz. D y n 11.

• ITINTEC 370.002, IEC-76,

ANSI - C 57.

5.2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MONTAJE DE MATERIALES Y EQUIPOS

5.2.1 CONDICIONES GENERALES

5.2.1.1 Objeto :

Las presentes especificaciones técnicas de montaje son para definir las características y alcances de los trabajos a efectuarse, así como algunos procedimientos a emplearse en ellos para el proyecto de la "Electrificación de la Localidad de Paiján".

5.2.1.2 Alcance de los Trabajos :

Los principales trabajos a realizar son los siguientes :

- Replanteo
- Mejoramiento y/o reposición de elementos de señalización (hitos) en los principales cambios de dirección de la línea.
- Habilitación de trochas de acceso.
- Retiro y transporte de materiales al lugar de la obra.
- Manipulación de materiales.
- Ubicación y montaje de los soportes.
- Cimentación.
- Montaje de aisladores y accesorios.
- Montaje de retenidas y anclajes.
- Tendido de conductores.

- Montaje de accesorios complementarios.

5.2.1.3 Ubicación del Proyecto :

El recorrido que presenta la línea y la red de distribución primaria de Paiján en 20 KV. está indicado en el plano N^o 02 y sale desde Sintuco y va paralela a la carretera Panamericana Norte hasta Paiján zona Norte.

5.2.1.4 Normas y Experiencia :

Las tareas a efectuarse comprenden las actividades necesarias para montar y probar la línea hasta su puesta en servicio.

Para su ejecución es necesario ceñirse a las presentadas Especificaciones Técnicas, pero sin embargo el contratista tendrá en cuenta las disposiciones del Código Nacional de Electricidad N^o 23406 y su Reglamento, última edición y los Reglamentos y Normas de Construcción.

El contratista probará haber efectuado anteriormente y con eficiencia obras de montaje y de instalación de equipos similares en líneas de Subtransmisión y Redes de Distribución Eléctrica, acompañando evidencias de tal experiencia en sus ofertas .

5.2.1.5 Equipos y Herramientas de Montaje :

Las herramientas y equipos serán de la mejor cali

dad, buen estado de conservación y en número suficiente para efectuar el montaje de la línea de modo eficiente.

El postor presentará con su propuesta, una lista - de los equipos y herramientas de montaje que propone utilizar en la ejecución de la obra, indicando las características principales.

HIDRANDINA S.A., se reserva el derecho de exigir al Contratista, durante el montaje, el cambio o incremento de equipos y herramientas si a su criterio son necesarios para cumplir con los programas de avance previstos.

Todos los materiales, equipos y herramientas, serán mantenidos y operados por cuenta y riesgo del contratista.

5.2.1.6 Servidumbre :

La servidumbre de la línea 20 KV. será gestionada por HIDRANDINA S.A., teniendo en cuenta que el ancho sea de 6 m. como se muestra en el plano.

El Contratista preparará la franja de servidumbre, para realizar el montaje de la línea cortando o podando árboles y arbustos, teniendo precaución para preservar en lo posible los plantíos.

5.2.1.7 Responsabilidad del Contratista :

El Contratista encargado del montaje será responsable de todos los equipos y materiales electromecánicos suministrados por HIDRANDINA S.A., incluyendo el transporte a zonas del proyecto.

Igualmente, será responsable de los materiales menudos suministrados por él y finalmente el montaje integral de la línea de Subtransmisión y Distribución en sus partes, en forma satisfactoria, hasta su recepción por HIDRANDINA S.A.

5.2.1.8 Almacenamiento :

El Contratista recibirá los equipos y materiales - suministrados por HIDRANDINA S.A., encargándose de su traslado hasta las áreas por él previstas para el almacenamiento dentro de las zonas de ejecución de las obras.

Desde este momento, el Contratista será responsable de los daños o deterioros que pueda sufrir los materiales y equipos, por negligencia o inadecuada protección.

A la finalización de los trabajos, el Contratista devolverá a HIDRANDINA S.A., en la zona del Proyecto todos los equipos y materiales proporcionados - por este último y que no hayan sido utilizados al terminar la obra.

5.2.1.7 Responsabilidad del Contratista :

El Contratista encargado del montaje será responsable de todos los equipos y materiales electromecá-nicos suministrados por HIDRANDINA S.A., incluyendo el transporte a zonas del proyecto.

Igualmente, será responsable de los materiales me-nudos suministrados por él y finalmente el montaje integral de la línea de Subtransmisión y Distribu-ción en sus partes, en forma satisfactoria, hasta su recepción por HIDRANDINA S.A.

5.2.1.8 Almacenamiento :

El Contratista recibirá los equipos y materiales - suministrados por HIDRANDINA S.A., encargándose de su traslado hasta las áreas por él previstas para el almacenamiento dentro de las zonas de ejecución de las obras.

Desde este momento, el Contratista será responsa - ble de los daños o deterioros que pueda sufrir los materiales y equipos, por negligencia o inadecuada protección.

A la finalización de los trabajos, el Contratista- devolverá a HIDRANDINA S.A., en la zona del Proyec-to todos los equipos y materiales proporcionados - por este último y que no hayan sido utilizados al terminar la obra.

Asimismo, será de su competencia asegurar contra todo riesgo los equipos y materiales de su propiedad.

5.2.1.11 Autorizaciones y Permisos :

El Contratista en coordinación con HIDRANDINA S.A., obtendrá y pagará todos los permisos, licencias y autorizaciones que sean necesarias para poder ejecutar las obras conforme a las leyes, reglamentos y ordenanzas vigentes.

5.2.1.12 Coordinación de los Trabajos

Antes y durante la ejecución de la obra, el Contratista realizará la coordinación necesaria con otras entidades o contratistas que efectúen trabajos en la zona del Proyecto y que puedan interferir en la labor del montaje.

Las decisiones que adoptan al respecto deberán en todo caso contar con la aprobación del Ingeniero de HIDRANDINA S.A. designado para la supervisión de la obra.

5.2.1.13 Planos y Especificaciones :

a.- Planos y Especificaciones del Proyecto.

Los planos y especificaciones técnicas que se adjuntan a los documentos de licitación son

parte integrante de éstos y en general tienen por objeto mostrar la magnitud y características del trabajo por ejecutar.

Oportunamente, después de la adjudicación y de ser necesario HIDRANDINA S.A., suministrará al Contratista la información técnica complementaria para su uso durante el montaje de la obra, dentro de la cual se inclinarán, los esquemas y folletos descriptivos que proporcionarán los fabricantes de los equipos y materiales adquiridos.

El Contratista pondrá en conocimiento del Ingeniero Supervisor, cualquier discrepancia que pudiera encontrar durante la ejecución, entre los planos y las condiciones físicas de la zona del Proyecto, proponiendo las soluciones a adoptarse en cada caso, previa aprobación del Ingeniero Supervisor.

b.- Planos Suministrados por el Contratista.

El Contratista someterá a la aprobación del Ingeniero Supervisor, los detalles de montaje de los materiales suministrados por él, o los planos de detalle de cambios propuestos por él, a los planos originales del Proyecto. Los referidos detalles se harán a escalas adecuadas, con suficientes cortes que permitan los

parte integrante de éstos y en general tienen por objeto mostrar la magnitud y características del trabajo por ejecutar.

Oportunamente, después de la adjudicación y de ser necesario HIDRANDINA S.A., suministrará al Contratista la información técnica complementaria para su uso durante el montaje de la obra, dentro de la cual se inclinarán, los esquemas y folletos descriptivos que proporcionarán los fabricantes de los equipos y materiales adquiridos.

El Contratista pondrá en conocimiento del Ingeniero Supervisor, cualquier discrepancia que pudiera encontrar durante la ejecución, entre los planos y las condiciones físicas de la zona del Proyecto, proponiendo las soluciones a adoptarse en cada caso, previa aprobación del Ingeniero Supervisor.

b.- Planos Suministrados por el Contratista.

El Contratista someterá a la aprobación del Ingeniero Supervisor, los detalles de montaje de los materiales suministrados por él, o los planos de detalle de cambios propuestos por él, a los planos originales del Proyecto. Los referidos detalles se harán a escalas adecuadas, con suficientes cortes que permitan mos

tud, por lo tanto la omisión de cualquier referencia o material menudo no indicado específicamente y que sea necesario para el buen funcionamiento del conjunto no libera al Contratista de la obligación de suministrarlo o instalarlo sin costo adicional.

Al final del montaje, el Contratista entregará los planos de replanteo de la obra, con las modificaciones efectuadas a los planos originales incluyendo detalles o planos adicionales.

5.2.1.16 Recepción, Pruebas y Puesta en Servicio :

A la finalización del montaje, el Contratista solicitará la recepción de la obra.

Previamente desde el inicio de las obras, se realizarán pruebas de las siguientes partes de la línea de Subtransmisión y de Distribución en forma separada verificándose que cumplan los requisitos de seguridad exigidos por las Normas y Códigos respectivos.

Estos ensayos y pruebas se realizarán en presencia del Ingeniero Supervisor de HIDRANDINA S.A., y serán programados de manera que no produzcan a trasos en el avance de los trabajos.

El Contratista, comunicará por escrito al Ingeniero Supervisor de HIDRANDINA S.A., con una an

tuá, por lo tanto la omisión de cualquier referencia o material menudo no indicado específicamente y que sea necesario para el buen funcionamiento del conjunto no libera al Contratista de la obligación de suministrarlo o instalarlo sin costo adicional.

Al final del montaje, el Contratista entregará los planos de replanteo de la obra, con las modificaciones efectuadas a los planos originales incluyendo detalles o planos adicionales.

5.2.1.16 Recepción, Pruebas y Puesta en Servicio :

A la finalización del montaje, el Contratista solicitará la recepción de la obra.

Previamente desde el inicio de las obras, se realizarán pruebas de las siguientes partes de la línea de Subtransmisión y de Distribución en forma separada verificándose que cumplan los requisitos de seguridad exigidos por las Normas y Códigos respectivos.

Estos ensayos y pruebas se realizarán en presencia del Ingeniero Supervisor de HIDRANDINA S.A., y serán programados de manera que no produzcan atrasos en el avance de los trabajos.

El Contratista, comunicará por escrito al Ingeniero Supervisor de HIDRANDINA S.A., con una an

ticipación de cuando menos 10 días, las fechas - en que tendrán lugar dichas pruebas.

Si durante cualquiera de las pruebas o ensayos realizados se encontraran deficiencias o fallas en las partes de la instalación éstas serán subsanadas a la brevedad posible por el Contratista y en el plazo que se determine para tal fin, hasta la entera satisfacción de HEDRANDINA S.A.

5.2.2 INSTALACION DE POSTES

Los postes de concreto armado centrifugado de 12 y 13 m. se instalarán según la distribución indicada en los respectivos planos.

Los postes con esfuerzo nominal en punta de 200 y 300 Kg. se instalarán como alineamiento y los postes con esfuerzo nominal en punta de 300 y 400 Kg. se instalarán en los casos de cambio de dirección, derivación y anclaje, que según lo indicado en los planos estarán previstos de su respectiva retenida o viento.

Todos los postes de la línea de Subtransmisión y de la Red de Distribución Primaria y de las Subestaciones serán cimentados en el terreno mediante un macizo de fundación de concreto de las dimensiones que se indican en los planos respectivos.

La colocación en los puntos de erección se hará mediante-

un vehículo que permita desplazar el soporte sin riesgo de fisuración. Cualquier problema de fisura, fuera de las tolerancias permitidas, obligará al Supervisor a rechazar esa unidad con reposición por cuenta del Contratista.

El concreto ciclópeo para la confección de los macizos de fundación tendrán una proporción en volumen de 1:8 (cemento, hormigón y 25 % de piedras medianas).

5.2.3 INSTALACION DE PASTORALES

Los postes de la red de distribución primaria también servirán de soporte a la red de distribución secundaria en los recorridos coincidentes de ambas redes, como indican los planos de instalación.

Los pastorales serán instalados en los postes, debiendo ser trabados la unión pastoral-poste para no permitir el libre giro del pastoral alrededor del poste y luego se procederá a la cimentación con concreto fino, al que deberá fraguarse adecuadamente.

Los pastorales deben ser colocados de modo que queden perpendiculares a la línea de fachada correspondientes.

5.2.4 INSTALACION DE ARMADOS DE CONCRETO CRUCETAS

La instalación de las crucetas se efectuarán de acuerdo a la conformación de los diferentes tipos de armados, como se muestran en los planos respectivos.

La unión poste-cruceta, será trabada y cimentada utilizando mezcla de concreto fino, la que deberá fraguarse adecuadamente antes del izado del poste.

5.2.5 INSTALACION DE ARMADOS DE SUBESTACIONES AEREAS

El armado del soporte de las subestaciones aéreas: postes crucetas, palomilla y loza de concreto se instalarán de acuerdo a lo indicado en los planos de instalación respectivos.

La unión de los elementos de concreto a los postes se efectuarán similarmente a lo descrito anteriormente y en el caso de la loza de concreto se verificará el correcto ensamble de las mitades, mediante la platina de refuerzo.

5.2.6 INSTALACION DE AISLADORES Y ACCESORIOS

5.2.6.1 Aisladores Tipo PIN :

Los aisladores tipo PIN, se instalarán de acuerdo al tipo de armado indicado en los planos, en la punta de los postes y en las crucetas de concreto de preferencia antes del izado y cimentación de los postes, se verificará el ajuste correcto de los elementos y la posición de la ranura del aislador en el sentido del trazo de la línea.

Antes de la instalación del aislador y sus accesorios se verificará el buen estado de los mismos,-

debiéndose tener especial cuidado en el manipuleo.

5.2.6.2 Aisladores Tipo Suspensión :

El armado de las cadenas de aisladores de suspensión se efectuará cuidadosamente presentando especial atención que los seguros queden debidamente instalados. Se verificará que antes de proceder - el armado de la cadena, sus elementos no presenten defectos y se encuentren limpio.

Las cadenas de aisladores se instalarán de acuerdo al tipo de armado indicado en los planos respectivos, en los armados ya instalados, siempre - observando cuidado en el manipuleo para no dañar los aisladores.

5.2.7 INSTALACION DE RETENIDAS O VIENTOS DE ANCLAJE

La instalación de las retenidas o vientos de anclaje se efectuarán después de haber sido instalados los postes con los respectivos armados y antes del tendido de los conductores. Los tipos de retenida a instalarse y su distribución figuran en los planos respectivos. El bloque de anclaje será construído por el Contratista y procederá su colocación justamente con la varilla respectiva excavando el terreno en la profundidad indicada por los planos de detalle.

La excavación será rellenada, compactando el relleno de -

tierra en capas no mayores de 0.20 m. en uno ó dos días si hubiera vereda será reparada, luego se procederá a instalar el cable y los otros elementos componentes de la red tenida.

El ajuste final de las grampas y el templador se hará previamente al templado de los conductores.

5.2.8 TENDIDO DE CONDUCTORES AEREOS DE COBRE DESNUDO

El manipuleo del conductor durante el transporte, almacenaje y tendido, se hará cuidadosamente para evitar daño, debiendo en consecuencia ser ejecutado por personal capacitada.

El tendido de los conductores deben efectuarse bajo tensión mecánica evitándose en todo momento que los conductores sean arrastrados por el suelo. La tensión mecánica no sobrepasará el 20 % de la resistencia a la rotura del conductor.

Si se produjeran daños o roturas de algunos de los hilos que forman el conductor, se procederá a la reparación. Si el daño es mayor, se cortará el cable y empalmará.

Los empalmes y derivaciones se ejecutará mediante conductores manguitos, no se hará más de un empalme por conductor y por vano, debiéndose ejecutar a una distancia no menor de un (01) metro de los aisladores, no se harán empalmes en los vanos que cruzan líneas de comunicación, carreteras o vías.

En los casos de vanos cortos para derivación, se tendrá especial cuidado en el tendido, a fin de no ocasionar esfuerzos que afectan la estabilidad de los soportes.

Los conductores deberán tenderse utilizando poleas en los postes, en los cuales permanecerán colgados por lo menos 48 horas antes de hacer los ajustes del tendido. En los aisladores tipo PIN, se fijará al conductor mediante los amarres típicos indicados en los planos y en las cadenas de anclaje, mediante las grampas respectivas.

5.2.9 MONTAJE DE SUBESTACIONES AEREAS

La disposición de los diferentes elementos de las subestaciones aéreas y sus detalles están mostrados en los planos respectivos seccionadores "Cut-Out" transformador, puesta a tierra, tablero de distribución, etc.

El montaje de los equipos de Alta Tensión, como seccionadores fusible (Cut-Out), etc. se efectuarán en la palomilla de concreto. Se verificará previamente la instalación el correcto funcionamiento y el calibre del cartucho fusible en el caso de los "Cut-Cuts".

Los transformadores se izarán cuidadosamente para ser colocados sobre la loza de concreto. La derivación de los conductores de la Red de 20 KV. al transformador se hará mediante conectores.

5.2.10 TABLEROS DE DISTRIBUCION

Los tableros de distribución de Baja Tensión, suministrados por el fabricante con el equipamiento completo, serán instalados como indica el detalle de los planos respectivos, los materiales necesarios serán suministrados por el Contratista.

El conexionado del transformador al tablero de distribución se hará mediante una bajada con conductores unipolares tipo WP, conforme muestra los planos.

5.2.11 POSTES DE SECCIONAMIENTO

Para la instalación de este tipo de postes, se observarán las indicaciones dadas para el montaje de seccionadores, etc. y los detalles de los planos correspondientes.

5.2.12 PUESTA A TIERRA

Para la puesta a tierra de todas las partes metálicas de cada subestación aérea y los soportes que lo requieran, se preveerá un pozo de tierra como se muestra en el plano respectivo.

5.2.13 TENDIDO DE LOS CABLES DE ENERGIA TIPO NKY

5.2.13.1 Zanjas.

Se excavarán zanjas de 0.80 mts. de ancho por 1.20 mts. de profundidad bajo vereda, ubicando-

el plano vertical medio de esta zanja a 0.70 m. del borde del sardinel.

En el fondo de esta zanja se colocará un solado de concreto pobre 1:8 de 0.05 mts., sobre ésta una capa de arena fina o tierra cernida de 10 - cm. de espesor, sobre lo que se depositará el cable NKY, en la parte media, cubriéndolo luego con otra capa de 10 cm. de arena fina o tierra cernida, sobre esta capa se colocará una litera de ladrillos Standar para protección mecánica.

A continuación, se procederá al llenado de la zanja abierta, usando el mismo material que se extrajo de ésta, hasta un nivel de 0.20 mts. sobre el nivel de la capa de arena en donde se procederá a colocar en la parte central de la zanja la cinta señalizadora para cable de Alta Tensión, luego se rellenará totalmente la zanja y se rellenará la vereda, cubriendo paños enteros.

El material sobrante de tierra movida y los restos de la vereda rota serán retirados en volquete como desmonte.

5.2.13.2 Cruzadas.

En la zona, en que el recorrido del cable cruce las pistas, éste será protegido con ductos de

concreto de 2 vías y 4 pulgadas de diámetro cada uno por un metro de longitud, el cable ocupará una vía y la otra quedará en reserva, según señala el Código Nacional de Electricidad.

Estos ductos se colocarán sobre un solado de concreto mezcla 1:8 de 5 cm. de espesor y serán perfectamente alineados, la unión entre ductos será sellada con un anillo de cemento y se taponará con yute alquitranado los extremos de la vía de reserva.

La zanja para la colocación de los ductos será de 0.80 mts. de ancho por 1.20 mts. de profundidad.

Los ductos se prologarán hasta 0.50 mts. del filo de las veredas a ambos lados de la pista tal como se indica en los planos.

5.2.14 TENDIDOS DE LOS CABLES DE ENERGIA TIPO NYI

5.2.14.1 Zanjas.

Se excavarán zanjas de 0.60 mts. de ancho por 0.65 mts. de profundidad y se ampliará el ancho en 0.20 mts. por cable enterrado adicional.

En el fondo de esta zanja se colocará una capa de arena fina o tierra cernida de 10 cm. de espesor, sobre la que se depositará el cable NYI,

en la parte media, luego otra capa similar de 0.10 m. de espesor, sobre esta capa se colocará una hilera de ladrillo Standar para protección-mecánica o cinta de señalización la cual cubrirá en toda su longitud, luego se rellenará la zanja con tierra sin piedrones hasta su compactación y se rellenará la vereda, cubriendo paños enteros.

5.2.14.2 Cruzada.

Los cables que crucen las pistas, éste será protegido con ductos de 4 vías y 4 pulgadas de diámetro cada uno por un metro de longitud. Se colocará cada uno sobre un solado de concreto pobre de 0.05 m. de espesor a una profundidad de 1.00 m. para una zanja de 0.80 mts. de ancho y será cubierto por un relleno compactado de tierra.

06. METRADO Y PRESUPUESTO

6.0 METRADO Y PRESUPUESTO

A continuación se muestra la relación de materiales y equipos a suministrar, así como las labores de montaje a realizar en el Proyecto " Electrificación en la Localidad de Paiján ".

Hacemos notar que se ha realizado un metrado exacto de la Línea 20 KV desde Sintuco hasta Paiján y la Red de Distribución Primaria en todo Paiján, tal como sale de los planos de perfil y planimetría, cuyo resumen se muestra en las planillas de soportes.

Se ha considerado las Subestaciones de Distribución con exactitud por cuanto la potencia y el número de las mismas se han obtenido del proyecto aprobado de las Redes de Distribución Secundaria de la Localidad, pero se acompaña un metrado exacto de Subestaciones típicas de acuerdo a los planos respectivos y para la potencia de 37.5, 50, 100- y 160 KVA.

Se ha preparado el presupuesto de acuerdo al metrado y los precios unitarios indicados son vigentes a fines de Julio de 1986.

Se indica en detalle el costo del Centro de Transformación, de la Línea de Subtransmisión Sintuco - Paiján y de Línea de Distribución Primaria a Paiján y de cada tipo de subestación aérea que podría usarse en el proyecto. Se indica las cantidades de subestaciones que emplearía.

Igualmente, se indica la fórmula polinómica de reajuste del costo de la Línea de Subtransmisión, de Distribución Primaria a 20 KV. y de la Subestaciones Eléctricas.

PROYECTO : ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE PAIJAN

RESUMEN TOTAL

A.- SUMINISTRO DE MATERIALES	I/. 7'401,895.00
B.- MONTAJE	1'063,100.00
C.- TRANSPORTE	740,126.00
D.- GASTOS GENERALES Y UTILIDAD	1'417,927.00
<hr/>	
TOTAL GENERAL	I/. 10'623,048.00

PROYECTO : ELECTRIFICACION LOCALIDAD DE PALJAN

ITEM : CENTRO DE TRANSFORMACION SINTUCO 34.5/20 KV- 3MVA.

RESUMEN

A.- SUMINISTRO DE MATERIALES	I/o	1'682,733.00
B.- MONTAJE		504,820.00
C.- TRANSPORTE		168,274.00
D.- GASTOS GENERALES Y UTILIDAD		336,547.00
<hr/>		
TOTAL GENERAL	I/o	2'692,374.00

=====

6.1 COSTO DE CENTRO DE TRANSFORMACION SINTUCO-34.5/20 KV-3 KVA.

SUMINISTRO, MONTAJE, TRANSPORTE Y DIRECCION TECNICA DE LA SUBESTACION - SINTUCO.

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFIC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
A.- MATERIALES DERIVACION DE LA LINEA 34.5 KV. TRUPAL - CASAGRANDE.					
1.0	Conectores Cu de ranuras paralelas N° 2 AWG.	u.	6	30	180
2.0	Aisladores tipo PIN de 38 - KV. clase 56-3, con espiga de F° 60° de 5/8"x14" cabeza 1 3/8" ø.	u.	3	330	1980
3.0	Pórtico compuesto de :				
3.01	Poste de madera de 09 m. - 300 Kg.	u.	2	1800	3600
3.02	Cruceta de madera tornillo de 3.65 m. x 4 3/4"x 4 3/4"	u.	4	250	1500
3.03	Ferretería: perno, tuercas, contratuercas, arandelas, - etc.	Gb.	1	1500	1500
3.04	Seccionador fusible de potencia 34.5 KV, 100 A, BIL 200 KV.	Jgo.	3	5500	16500
3.05	Fusible para 34.5 KV, 80 A, velocidad standard.	u.	6	200	1200

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
3.06	Aisladores de suspensión an tifojs 17" clase 52-3.	u.	9	300	2,700
3.07	Perno ojo de 3/4" x 10" de longo.	u.	3	35	105
3.08	Adaptador Horquilla-bola.	u.	3	50	150
3.09	Adaptador Casquilla-ojo	u.	3	50	150
3.10	Grampa anclaje	u.	3	65	165
3.11	Eléctrodo de puesta a tie - rra con varilla de cobre ti po cooperweld. 5/8" ϕ x 8".	u.	1	450	450
3.12	Conductor de cobre N ^o 2 AWG	mts.	210	25	750
3.13	Terminales de cobre N ^o 2 - AWG.	u.	12	35	420
				I/. 31,350	

B.- EQUIPO DE TRANSFORMACION
34.5/20 KV - 3 MVA.
SINTUCO.

- 1.0 Transformador de potencia -
trifásico de 34.5/20 KV, de
la siguiente características:
- Relación transformación.
34.5/20 KV.
 - Regulación manual en vacío

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
	- Conexión: Estrella-Triángulo, con neutro a tierra				
	- Potencia: Nominal 3 MVA., con 25 % de sobrecarga.				
	- Montaje exterior, 60 Hz.				
	- Refrigeración: Natural en aceite.				
	- Grupo: Ynd 11	u.	1	700,000	700,000
2.0	Sistema de malla a tierra - compuesto de conductor de cobre desnudo Nº 4 AWG., templeduro.	mts.	250	25	6,250
3.0	Cerco con malla de protección con cocos de 2" de 12 x 10 x 2.5 mts. de alt.	m ² .	110	30	3,300
4.0	Tubo de Fº 60º 2 1/2" ø y 2.5 mts.	m.	35	80	2,800
5.0	Puerta de acceso al ambiente de transformación con malla de coco de 2" de 3.0 mts. x 2.5 m. de alto, doble hoja - con tubo de 1 1/2" ø y cerrojo.	Conj.		2,000	2,000

I/º 714,350

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
	C.- CASETA DE CONTROL Y MEDICION.				
1.0	Obras Civiles				
1.1	Ambiente de material noble de 6.0 x 12 m ² . compuestos de :				
	- Oficina				
	- Sala de Control				
	- Servicio Higiénico				
	- Dormitorio	Cjto.	1	272,000	272,000
2.0	Obras Electromecánicas				
	Equipamiento de :				
2.1	Paneles autosoportables de 6.0 x 0.80 x 2.10 mts. de altura de plancha metálica, estructural debidamente pintado color gris con 3 celdas.	Cjto.	1	230,000	230,000
	Equipado con el siguiente-detalle :				
	- Transformador de corriente 1 ϕ 100/5 A. 20 KV. - cl: 1.0 30 VA 60 Hz. en resina.				
	- Transformador de tensión 1 ϕ de 20/0.22 KV. cl: - 1.0 60 Hz. 30 VA. en resina.				

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
	- Medidor de energía activa 5 A trifásico. 0-1500- - 3000 KW cl: 1 60 Hz.				
	- Medidor de energía reactiva 5 A. 100 V. cl: 1 60 Hz.				
	- Amperímetro hasta 100 Amp 5 A. 60 Hz. cl: 2.				
	- Voltímetro hasta 25 KV. - cl. 2,100 V., 60 Hz.				
	- Kilowatímetro hasta 3000- KW, 5 A, 100 V, cl. 1, 60 Hz.				
	- Aisladores portabarras 24 KV.				
	- Barras de cobre de 12 mm. de Ø.				
2.1.1	Disyuntores en volumen redu- cido de aceite, 24 KV. con relés de protección.	u.	1	65,000	65,000
2.1.2	Seccionadores tipo cuchilla para operar sin carga con pértiga 24 KV.	u.	3	4,000	12,000
2.1.3	Transfor. de potencia para servicios auxiliares 10 KVA 20/0.220 KV. trifásico inte- rior 60 Hz.	u.	1	25,000	25,000

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
2.1.4	Seccionador bajo carga con fusible para proteccion del transformador, 24 KV. 3 ϕ	u.	1	25,000	25,000
2.1.5	Varios: Terminales, conectores, pernos, base de aisladores protectores.	Cjto.	1	500	500
3.0	Instalación eléctrica interior.	Cjto.	1	5,000	5,000
4.0	Instalación sanitaria interior.	Cjto.	1	7,000	7,000

I/. 641,500

D.- CABLES ESPECIALES.

1.0	Cable seco tipo NZYSY 1 x 50 mm ² . 20 KV.	mts.	180	800	144,000
2.0	Cable idem al anterior pero de 1 x 35 mm ² .	mts.	120	600	72,000
3.0	Dispersores para conexión de cable.	u.	12	150	1,800

I/. 217,800

E.- CERCO PERIMETRAL E ILUMINACION.

1.0	Concreto Ciclópeo
1.1	Cimientos 1:10 con 30 % pie

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
	dra menuda.	m ³ .	8	1,200	9,600
2.0	Cercos Listos				
2.1	Columna de 0.15 x 0.15 x - 2.5 mts. de alto.	u.	32	1,250	40,000
2.2	Placas listas de 10 mts. x 1.95 de alto.	u.	288	125	36,000
2.3	Cerco de malla con cocada - de 2" ϕ x 2 mts. de alto.	m ² .	45	265	11,925
3.0	Carpintería metálica				
3.1	Puerta metálica con tubos - de 1 1/2" y malla de cocada de 2" de 6 x 1.95 m. de al to doble hoja.	Cjto.	1	3,500	3,500
4.0	Iluminación exterior				
4.1	Poste de c.a.c. de 9/100 Kg	u.	6	1,800	10,800
4.2	Pastoral parabólico doble.	u.	6	433	2,598
4.3	Artefacto de iluminación ti po BIH-83, con lámparas de vapor de 250 W. y equipo - completo.	u.	12	2,500	30,000
4.4	Cortocircuito para poste de concreto y fusible de 15 - Amp.	u.	6	60	360
4.5	Tubo PVC-SIP de 3/4 ϕ .	mts.	200	5	1,000

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
4.6	Conductor Cu tipo TIW N ^o - 10 AWG.	mts.	200	3.5	700
4.7	Cable NYY tripolar 1 KV. 3 x 1 x 10 mm ² .	mts.	78	85	6,630
4.8	Cable NYY bipolar 1 KV. - 2 x 1 x 6 mm ² .	mts.	36	45	1,620
				I/.	154,733

PROYECTO : ELECTRIFICACION LOCALIDAD DE PALJAN
ITEM : LINEA DE SUBTRANSMISION SINTUCO-PALJAN 20 KV.

RESUMEN

A.- SUMINISTRO DE MATERIALES	I/. 2'068,980.00
B.- MONTAJE	189,225.00
C.- TRANSPORTE	206,900.00
D.- GASTOS GENERALES Y UTILIDAD	413,796.00
<hr/>	
TOTAL GENERAL	I/. 2'878,901.00
	=====

6.2 COSTO DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION SINTUCO - PALJAN 20 KV.

1.- SUMINISTRO DE MATERIALES SEGUN PLANOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS.

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
1.0	Poste de concreto armado - centrifugado de 12 mt./300- Kg. de esfuerzo en punta.	Pz.	75	2,300	172,500
2.0	Idem al Item 1, pero de 400 Kg. de esfuerzo en la punta	Pz.	22	2,600	57,200
3.0	Poste de concreto armado — centrifugado de 13 mts./300 Kg. de esfuerzo en punta.	Pz.	1	2,500	2,500
4.0	Cruceta simétrica de concre to armado 1.5 mt. long., pa ra poste de 12 mts.	Pz.	97	320	31,040
5.0	Cruceta asimétrica de con - creto armado 1.5 mts. long. para poste de 13 mts.	Pz.	1	320	320
6.0	Aislador de porcelana tipo PLN clase 56-2.	Pz.	244	250	61,000
7.0	Espiga de acero galvanizado para alojar el aislador del Item 6.	Pz.	244	70	17,080
8.0	Cadena de aisladores para anclaje.	Jgo.	129	900	116,100

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
09.0	Grampas de doble vía para conductor de cobre Nº 2 - AWG.	Pz.	70	30	2,100
10.0	Conductor de cobre temple-duro desnudo, cableado calibre Nº 2 AWG.	m.	44,500	35	1,557,500
11.0	Conductor de cobre temple blando, solido calibre Nº 10 AWG.	m.	600	3.5	2,100
12.0	Retenida completa para utilizar en postes de 12 mts.	Jgo.	35	1,000	35,000
13.0	Equipo de puesta a tierra-completo, según planos y especificaciones.	Jgo.	1	800	800
14.0	Seccionador tipo Cut-Cut. para tensión de servicio - 30 KV., 100 Amp.	Pz.	1	13,500	13,500
15.0	Fusible para corriente nominal de 100 A para seccionador del Item 14.	Jgo.	1	240	240

I/. 2'068,980

2.- MONTAJE DE MATERIALES SEGUN PLANOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS.

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
1.0	Montajes de soportes tipo "A" con poste de 12 m., - según planos y especificaciones.	c/u.	75	685	51,375
2.0	Montaje de soportes tipo "R" con poste de 12 m., - según planos y especificaciones.	c/u.	7	750	5,250
3.0	Montaje de soporte tipo - "A-1" con poste de 12 m., según planos y especificaciones.	c/u.	11	750	8,250
4.0	Montaje de soporte tipo - "A-2" con poste de 12 m., según planos y especificaciones.	c/u.	2	965	1,930
5.0	Montaje de soportes tipo "T" con poste de 12 m., - según planos y especificaciones.	c/u.	1	720	720
6.0	Montaje de soportes tipo "D-1" con poste de 12 m., según planos y especificaciones.	c/u.	1	750	750

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
07.0	Montaje de soportes tipo - "S" con poste de 13 m., se gún planos y especificacio nes.	c/u.	1	1,350	1,350
08.0	Tendido, puesta en flecha de conductor cobre desnudo cableado semiduro N ^o 2 AWG	m.	44,500	2.5	111,250
09.0	Instalación de retenidas , según planos y especifica- ciones técnicas incluye <u>ex</u> cavación.	c/u.	35	230	8,050
10.0	Ejecución de pozo de pues ta a tierra, con suminis - tro de sal, carbón, tierra vegetal.	c/u.	1	300	300
				I/.	189,225

PROYECTO : ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE PAIJAN
ITEM : RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA PAIJAN 20 KV.

RESUMEN

A.- SUMINISTRO DE MATERIALES	I/o 3'650,182.00
B.- MONTAJE	369,005.00
C.- TRANSPORTE	364,952.00
D.- GASTOS GENERALES Y UTILIDAD	667,584.00
<hr/>	
TOTAL GENERAL	I/o 5'051,773.00

=====

6.3 COSTO DE LA RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA PAIJAN 20 KV.

1.- SUMINISTRO DE MATERIALES SEGUN PLANOS Y ESPECIFICACIONES.

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
1.0	Poste de concreto armado-centrifugado de 12 m.,/200 Kg. de esfuerzo en punta.	Pz.	91	2,300	209,300
2.0	Idem al Item 1, peso de - 300 Kg. de esfuerzo en la punta.	Pz.	41	2,500	102,500
3.0	Poste de concreto armado - centrifugado de 13 mts., / 300 Kg. de esfuerzo en punta.	Pz.	04	2,500	10,000
4.0	Cruceta simétrica de concreto armado de 1.5 mts. - long., para poste de 12 y 13 mts.	Pz.	147	320	47,040
5.0	Cruceta asimétrica de concreto armado 1.5 mts. long, para poste de 13 mts.	Pz.	04	320	1,280
6.0	Pastoral de concreto armado SUCRE C para uso en Red Secundaria, para poste de 12 mts.	Pz.	154	433	66,682
7.0	Aislador de porcelana tipo PIN clase 56-2.	Pz.	474	250	118,500

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
08.0	Espiga de acero galvanizado para alojar el aislador del Item 7.	Pz.	474	70	33,180
09.0	Cadena de aisladores para anclaje.	Jgo.	216	900	194,400
10.0	Grampas de doble vía, para conductor de cobre calibre 35 mm ² .	Pz.	70	30	2,100
11.0	Conductor de cobre temple-duro desnudo, cableado calibre 13 mm ² .	m.	34,500	12	414,000
12.0	Conductor de cobre temple blando sólido calibre Nº - 10 A.M.C.	m.	600	3.5	2,100
13.0	Retenida completa para utilizar en postes de 12 y 13 mts.	Jgo.	54	1,000	54,000
14.0	Equipo de puesta a tierra-completa, según planos y especificaciones.	Jgo.	04	800	3,200
15.0	Seccionador tipo Cut-Out., para tensión de servicio - 20 KV. 100 Amp.	Pz.	12	4,500	54,000
16.0	Fusible para corriente nominal de 60 A. para seccionador del Item 15.	Jgo.	01	60	60

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
17.0	Fusible para corriente nominal de 40 A para seccionador del Item 15.	Jgo.	01	60	60
18.0	Fusible para corriente nominal de 20 A para seccionador del Item 15.	Jgo.	02	60	120
19.0	Seccionador tripolar 20 KV. 400 Amp.	Pz.	01	11,500	11,500
20.0	Interruptor automatico tripolar 20 KV. 400 A. servicio interior.	Pz.	01	38,000	38,000
21.0	Caja terminal triplex 3 x 120 mm ² .	Pz.	02	3,500	7,000
22.0	Caja terminal triplex para cable NKY 20 KV. 3 x 35 - mm ² .	Pz.	08	2,800	22,400
23.0	Cable NKY 20 KV. 3 x 120 - mm ² .	m.	120	800	96,000
24.0	Cable NKY 20 KV. 3 x 35 - mm ² .	m.	200	380	76,000
				I/.	1'525,422

2.- MONTAJE

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
1.0	Montaje de soporte tipo - "AP" con poste de 12 mts., según plano y especificac.	c/u.	91	685	62,335
2.0	Montaje de soporte tipo - "AP-2" con poste de 12 mts. según plano y especificac.	c/u.	25	750	18,750
3.0	Montaje de soporte tipo - "D-1" con poste de 12 mts, según plano y especificac.	c/u.	11	750	8,250
4.0	Montaje de soporte tipo - "T" con poste de 12 mts. , según plano y especificac.	c/u.	05	720	3,600
5.0	Montaje de soporte tipo - "S" con poste de 13 mts. , según plano y especificac.	c/u.	04	1,350	5,400
6.0	Tendido, puesto en flecha- de conductor de cobre des- nudo cableado duro 13 mm ² .	m.	34,500	2	69,000
7.0	Instalación de retenidas , según plano y especificac. técnicas incluye excavac.	c/u.	54	230	12,420
8.0	Ejecución de pozo de pue <u>s</u> ta a tierra, con suminis - tro de sal, carbón y tie <u>r</u> ra vegetal.	c/u.	04	300	1,200

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
09.0	Montaje de la celda de salida de seccionador, interruptor tripolar.	c/u.	01	1,600	1,600
10.0	Tendido del cable NKY 3 x 120 mm ² . con apertura y resane de zanja y salida a poste.	m.	120	120	14,400
11.0	Tendido del cable NKY 3 x 35 mm ² . con apertura y resane de zanja, cruzada de pista y bajada y subida a poste.	m.	200	100	20,000
					I/. 216,955

PROYECTO : ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE PAIJAN
 ITEM : SUBESTACION AEREA TRIFASICA DE 37.5 KVA.

RESUMEN

A.- SUMINISTRO DE MATERIALES	I/.	50,595.00
B.- MONTAJE		5,850.00
C.- TRANSPORTE		5,000.00
D.- GASTOS GENERALES Y UTILIDAD		10,850.00
TOTAL GENERAL		I/. 72,295.00
TOTAL GENERAL : 03.S.E.		I/. 216,885.00

ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE PALJAN

SUBESTACION TIPO AEREA DE 37.5 KVA.

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
A.- SUMINISTRO DE MATERIALES SEGUN PLANOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS.					
1.0	Estructura de postes de c. a.c. 12/400 para subestación aérea tipo barbotante incluyendo: una cruceta, - 1/2 palomilla y 1/2 loza - de concreto para soporte - del transformador.	Jgo.	1	2,800	2,800
2.0	Transformador de distribución trifásico de 37.5 KVA, 20-10/0.38-0.22 KV. 60 Hz.	Pz.	1	25,000	25,000
3.0	Seccionador cortafusible - tipo Cut-Cut. para 20 KV., 100 Amp.	Pz.	3	2,800	8,400
4.0	Cartucho fusible de 3 Amp. para uso en los Cut-Outs.	Pz.	3	15	45
5.0	Tablero de distribución - compuesto de caja metálica de plancha de fierro galvanizada de 2 mm., de espesor, incluyendo barras, - tres interruptores termomagnéticos.				

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
	néticos de B.T., conductor, célula fotoeléctrica, equipo medidor de energía activa de B.T. incluye conductor NYI y accesorios de fijación, según plano y especificaciones.	Eqpo.	1	13,550	13,550
6.0	Equipo de puesta a tierra.	Jgo.	1	800	800
				I/.	50,595
	B.- MONTAJE DE MATERIALES, SEGUN PLANOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS.				
1.0	Montaje de estructura de c.a.c. de subestación mono poste de 12/400 m./Kg.	c/u.	1	2,500	2,500
2.0	Izamiento y montaje del transformador de 37.5 KVA.	c/u.	1	1,200	1,200
3.0	Instalación de Cut-Outs. , caja de distribución en B. T. y conexiones generales de los mismos y de los circuitos de salida de S.P. y A.P. incluye el suministro de insumos consumibles.	c/u.	1	1,650	1,650

ITEM	DESCRIPCION Y ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
4.0	Ejecución del pozo de - puesta a tierra incluyen <u>do</u> do el suministro de dos - sacos de sal y dos far - dos de carbón y tierra - vegetal.	c/u.	1	500	500
					<u>I/.5,850</u>

PROYECTO : ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE PALJAN

ITEM : SUBESTACION AEREA TRIFASICA DE 50 KVA.

RESUMEN

A.- SUMINISTRO DE MATERIALES	I/. 56,595.00
B.- MONTAJE	5,850.00
C.- TRANSPORTE	5,659.00
D.- GASTOS GENERALES Y UTILIDAD	11,400.00
<hr/>	
TOTAL GENERAL	I/. 79,504.00

ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE PALJAN

SUBESTACION TIPO AEREA DE 50 KVA.

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
A.- SUMINISTRO DE MATERIALES SEGUN PLANOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS.					
1.0	Estructuras de postes de c.a.c. 12/400 para subestación aérea tipo barbotante incluyendo: una cruceta, - 1/2 palomilla, y media loza soporte del transformador.	Jgo.	1	2,800	2,800
2.0	Transformador de Distribución trifásico de 50 KVA., 20-10/0.38-0.22, KV.60 Hz.	Pz.	1	31,000	31,000
3.0	Seccionador cortafusible - tipo "Cut-Out" para 20 KV. 100 Amp.	Pz.	3	2,800	8,400
4.0	Cartucho fusible de 3 Amp. para uso en los Cut-Outs.	Pz.	3	15	45
5.0	Tablero de Distribución - compuesto de caja metálica de plancha de fierro galvanizada de 2 mm. de espesor, incluyendo barras, tres interruptores termomagnéticos				

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
	de B.T..., conductor, célula fotoeléctrica, equipo - medidor de energía activa, de B.T. incluye conductor- NYI y accesorios de fijación, según plano y especificaciones técnicas.	Eqpo.	1	13,550	13,550
6.0	Equipo de puesta a tierra.	Jgo	1	800	800
				I/o	56,595
B.- MONTAJE DE MATERIALES, SEGUN PLANOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS.					
1.0	Montaje de estructura de c.a.c. de subestación mono poste de 12/400 m./Kg.	c/u.	1	2,500	2,500
2.0	Izamiento y montaje del transformador de 50 KVA.	c/u.	1	1,200	1,200
3.0	Instalación de Cut-Outs. , caja de distribución en B. T. y conexiones generales- de los mismos y de los circuitos de salida de S.P. y A.P. incluye el suministro de insumos consumibles.	c/u.	1	1,650	1,650

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
4.0	Ejecución de pozo de puesta a tierra incluyendo el suministro de dos sacos de sal y dos fardos de carbón y tierra vegetal.	c/u.	1	500	500
				I/.	5,850

PROYECTO : ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE PALJAN
ITEM : SUBESTACION AEREA TRIFASICA DE 100 KVA.

RESUMEN

A.- SUMINISTRO DE MATERIALES	I/.	88,410.00
B.- MONTAJE		7,150.00
C.- TRANSPORTE		8,840.00
D.- GASTOS GENERALES Y UTILIDAD		16,000.00
<hr/>		
TOTAL GENERAL	I/.	120,400.00
<hr/>		
TOTAL GENERAL: 05. S.E.	I/.	602,000.00
<hr/>		
<hr/>		

ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE PAIJAN

SUBESTACION TIPO AEREA DE 100 KVA.

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
A.- SUMINISTRO DE MATERIALES SEGUN PLANOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS.					
1.0	Estructura de poste de c.a.c. 12/400 para subestación aérea tipo barbotante incluyendo: Dos crucetas, una palomilla y una loza soporte del transformador.	Jgo.	1	5,600	5,600
2.0	Transformador de Distribución trifásico de 100 KVA, 20-10/0.38-0.22 KV. 60 Hz.	Pz.	1	60,000	60,000
3.0	Seccionador cortafusible - tipo "Cut-Out" para 20 KV. 100 Amp.	Pz.	3	2,800	8,400
4.0	Cartucho fusible de 6 Amp. para uso en los Cut-Cuts.	Pz.	3	20	60
5.0	Tablero de distribución - compuesto de caja metálica de plancha de fierro galvanizada de 2 mm. de espesor, incluyendo barras tres interruptores termomagnéticos de B.T., conductor, célula				

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
	fotoeléctrica equipo medi- dor de energía activa de - B.T. incluye: conductor - NYY y accesorios de fija- ción, según plano y especi- ficaciones.	Eqpo.	1	13,550	13,550
6.0	Equipo de puesta a tierra.	Jgo.	1	800	800
				I/o.	88,410
	B.- MONTAJE DE MATERIALES, SEGUN PLANOS Y ESPECI- FICACIONES TECNICAS.				
1.0	Montaje de estructura de - c.a.c. de subestación <u>bi</u> poste de 12/400 m./K ₃ .	c/u.	1	3,000	3,000
2.0	Izamiento y montaje del - transformador de 100 KVA.	c/u.	1	2,000	2,000
3.0	Instalación de Cut-Outs. , caja de distribución en B. T. y conexiones generales- de los mismos y de los <u>cir</u> cuitos de salida de S.P. y A.P. incluye el suministro de insumos consumibles.	c/u.	1	1,650	1,650

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
4.0	Ejecución del pozo de <u>pues</u> ta a tierra incluyendo el suministro de dos sacos de sal y dos fardos de carbón y tierra vegetal.	c/u.	1	500	500
				I/.	7,150

PROYECTO : ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE PAIJAN
ITEM : SUBESTACION AEREA TRIFASICA DE 160 KVA.

RESUMEN

A.- SUMINISTRO DE MATERIALES	I/.	113,410.00
B.- MONTAJE		7,150.00
C.- TRANSPORTE		11,350.00
D.- GASTOS GENERALES Y UTILIDAD		18,350.00

TOTAL GENERAL	I/.	150,260.00
---------------	-----	------------

TOTAL GENERAL: DE 13. S.E.	I/.	1'953,380.00
----------------------------	-----	--------------

=====

ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE PAIJAN

SUBESTACION TIPO AEREA DE 160 KVA.

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
A.- SUMINISTRO DE MATERIALES SEGUN PLANOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS.					
1.0	Estructura de postes de c. a.c. 13/300 para subestación aérea tipo barbotante incluyendo: Dos crucetas , una palomilla y una loza soporte del transformador.	Jgo.	1	5,600	5,600
2.0	Transformador de distribución trifásico de 160 KVA, 20-10/0.38-0.22 KV.	Pz.	1	85,000	85,000
3.0	Seccionador cortafusible - tipo "Cut-Out" para 20 KV, 100 Amp.	Pz.	3	2,800	8,400
4.0	Cartucho fusible de 6 Amp. para uso en los Cut-Outs.	Pz.	3	20	60
5.0	Tablero de distribución - compuesto de caja metálica de plancha de fierro galvanizada de 2 mm., de espesor, incluyendo barras, tres interruptores termomagnéticos de B.T..., conduc-				

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADOS		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
	tor, celula fotoeléctrica, equipo medidor de energía activa de B.T. incluye conductor NYY y accesorios de fijación, según plano y especificaciones.	Eqpo.	1	13,550	13,550
6.0	Equipo de puesta a tierra.	Jgo.	1	800	800
				I/o.	113,410
	B.- MONTAJE DE MATERIALES, SEGUN PLANOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS.				
1.0	Montaje de estructura de c.a.c. de subestación bi - poste de 13/300 m./Kg.	c/u.	1	3,000	3,000
2.0	Izamiento y montaje del transformador de 160 KVA.	c/u.	1	2,000	2,000
3.0	Instalación de Cut-Outs. , caja de distribución en B. T. y conexiones generales de los mismos y de los circuitos de salida de S.P. y A.P. incluye el suministro de insumos consumibles.	c/u.	1	1,650	1,650

ITEM	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICAC.	METRADO		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
4.0	Ejecución del pozo de <u>pues</u> ta a tierra incluyendo el suministro de dos sacos de sal y dos fardos de carbón y tierra vegetal.	c/u.	1	500	500
				I/o	7,150

6.4.

FORMULA POLINOMICA DE REAJUSTE

PROYECTO : ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE PALJAN-CENTRO DE TRANS
FORMACION SINTUCO.

PRESUPUESTO BASE : I/. 2'692,374.00

FECHA : 01/07/86.

$$K = 0.114 \frac{Pr}{Po} + 0.147 \frac{Cr}{Co} + 0.122 \frac{Er}{Eo} + 0.243 \frac{Dr}{Do} + 0.187 \frac{Jr}{Jo} + 0.062 \frac{Tr}{To} \\ + 0.125 \frac{GUr}{GUo}$$

SÍMBOLO	ELEMENTO REPRESENTATIVO	INCIDENCIA %	INDICE UNIFICADO
P	Poste, Cruceta y Pastorales (concreto, madera), Cemento Porthand.	11.4	62
C	Conductor, Platina de Cobre, Materiales - Accesorios, Ferreteria.	14.7	06
E	Equipos de Protección	12.2	06
D	Transformador	24.3	48
J	Mano de Obra	18.7	47
T	Transporte	06.2	32
GU	Gastos Generales y Utilidades	12.5	39

En la fórmula los Sub-índices "O" de cada símbolo representan el índice de precio (según CREPCO) a la fecha de elaboración de Presupuesto (presupuesto base), y los Sub-índices "r" el índice de precio al momento de reajuste o fecha de la Valorización.

FORMULA POLINOMICA DE REAJUSTE

PROYECTO : ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE PALJAN-RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA - 20 KV.

FRESUPUESTO BASE : I/. 5'051,773.00

FECHA : 01/07/86.

$$K = 0.186 \frac{Pr+0.235}{Po} \frac{Cr+0.078}{Co} \frac{Ar+0.193}{Ao} \frac{Dr+0.101}{Do} \frac{Jr+0.073}{Jo} \frac{Tr+0.133}{To} \frac{GUr}{GUo}$$

SIMBOLO	ELEMENTO REPRESENTATIVO	INCIDENCIA %	INDICE UNIFICADO
P	Postes y Crucetas y Pastorales (concreto armado)	18.6	62
C	Conductor de cobre desnudo	23.5	06
A	Aisladores y Accesorios	07.8	11
D	Transformadores, Equipo de Protección.	19.3	48
J	Mano de Obra	10.1	47
T	Transporte	07.3	32
GU	Gastos Generales y Utilidades	13.3	39

En la fórmula los Sub-índices "O" de cada símbolo representan el índice de precio (según CREPCO) a la fecha de elaboración de Presupuesto (presupuesto base), y los Sub-índices "r" el índice de precio al momento de reajuste o fecha de la valoración.

07. ANALISIS ECONOMICO

ANALISIS ECONOMICO

La decisión de llevar adelante este proyecto, significa asignar a su realización una cantidad de variados recursos que se puede agrupar en dos grandes tipos :

- a) Lo que se refiere a la instalación del proyecto, o sea el montaje de los materiales y equipos a suministrarse .
- b) Los requeridos para la etapa de funcionamiento propiamente dicha, para atender las operaciones de Producción o Distribución y Comercialización del servicio.

Con respecto a la inversión se ha considerado los costos de inversión y los costos de operación anualmente.

Dentro de los costos de inversión (Io) podemos señalar, los siguientes rubros:

- Suministro de materiales cuyo valor I/. 7'401.895 que detallamos en el Metrado y Presupuesto.
- Montaje cuyo valor I/. 1'063.100 corresponde a los gastos de operación ,gastos legales, contratación de personal y organización.
- Transporte cuyo valor I/. 740.126 corresponde a las unidades móviles como camioneta, grúa, y camiones para la obra.
- Gastos Generales y Utilidad cuyo valor I/. 1'417.927 corresponde a la dirección técnica e imprevistos durante la ejecución.

En resumen el costo de inversión (Io) asciende en forma total a I/. 10'623.048.

Sobre la etapa de funcionamiento o costo de operación hemos considerado personal de mantenimiento, repuestos, administración e imprevistos.

Podemos mencionar que la infraestructura en general ha sido diseñada para 20 años de vida.

Por otro lado se ha considerado una Depreciación cuyo valor residual al finalizar el estudio, es del orden del 5.11 % de la inversión ^a a través de una depreciación lineal entre el costo de la inversión entre el número de años de vida. Ver cuadro N^o 7.1.

7.1. CRITERIOS SEGUIDOS

En el presente capítulo, lo que se analizará será el ingreso por venta de energía hasta el año 2008 y compararlo con la inversión que se realizará en las obras de electrificación de Alta Tensión.

Las Redes Primarias, son financiadas por el Banco de la Vivienda, con el aporte de cada poblador usuario al fondo de ampliaciones.

Las Redes Secundarias, son financiadas con préstamo del Banco de la Vivienda y ejecutadas en coordinación con el Concejo Distrital, Comité de Electrificación e HEDRANILIA S.A.

El análisis se efectuará, usando el criterio, del valor actual neto (VAN).

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{b_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^n}$$

r = Costo de oportunidad del capital.

t = Tiempo de operación o de término del proyecto.

VR = Valor residual de la inversión al finalizar el período de estudio.

Para este caso. r = 36.91 %, VR = 5.11% (I₀). Ver cuadro N-7.1.

CUADRO N. 7.1

PROYECCION DE LA DEPRECIACION ANUAL DE LA INVERSION

t	AÑO	DEPRECIACION LINEAL INICIAL (Millns. de I/.)	DEPRECIACION ANUAL (Millns. de I/.)	DEPRECIACION LINEAL FINAL (Millns. de I/.)
00	1985	10.623	—	10.623
01	1986	10.623	—	10.623
02	1987	10.623	—	10.623
03	1988	10.623	—	10.623
04	1989	10.623	0.504	10.119
05	1990	10.119	0.504	9.615
06	1991	9.615	0.504	9.111
07	1992	9.111	0.504	8.607
08	1993	8.607	0.504	8.103
09	1994	8.103	0.504	7.599
10	1995	7.599	0.504	7.095
11	1996	7.095	0.504	6.591
12	1997	6.591	0.504	6.087
13	1998	6.087	0.504	5.583
14	1999	5.583	0.504	5.079
15	2000	5.079	0.504	4.575
16	2001	4.575	0.504	4.071
17	2002	4.071	0.504	3.567
18	2003	3.567	0.504	3.063
19	2004	3.063	0.504	2.559
20	2005	2.559	0.504	2.055
21	2006	2.055	0.504	1.551
22	2007	1.551	0.504	1.047
23	2008	1.047	0.504	0.543

Consideramos que la Tasa de interés se mantendrá constante en todo el período de estudio.

La moneda Inti, se mantendrá constante.

$B_t = \text{Beneficio Neto} = Y_t - C_t.$

$Y_t = \text{Ingreso por Venta de Energía.}$

$C_t = \text{Costo de Operación, supondremos constante en todo el período de estudio.}$

Consideramos que el precio por Kw-h = I./ 0.365 sin impuestos.

$I_o = \text{Costo de la inversión, es la infraestructura necesaria para el proyecto de electrificación.}$

$n = \text{Duración del proyecto} = 20 \text{ años.}$

El efecto de la inflación no afecta el VAN, económico.

7.2. PROYECCIÓN DE LOS INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA.

- Considerando el costo de Kw-h de I./ 0.365 Diciembre de 1985.
- Factor de carga variable de 0.20 a 0.40, linealmente a través de los años.

$$E = f_c (X) T (X) MD.$$

$E = \text{Energía (Kw - h).}$

$T = \text{Período de 8760 horas anuales.}$

$MD = \text{Máxima demanda (Kw).}$

CUADRO Nº 7.1.1PROYECCION DE LOS INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA

ITEM	AÑO	ENERGIA (E) MILES Kw-h	INGRESO (Yt) MILLONES DE INTIS
00	1985	805.9	0.294
01	1986	805.9	0.294
02	1987	805.9	0.294
03	1988	1698.8	0.620
04	1989	2492.4	0.959
05	1990	2889.2	1.054
06	1991	3357.3	1.225
07	1992	3813.0	1.391
08	1993	3886.4	1.418
09	1994	4090.8	1.493
10	1995	4303.6	1.570
11	1996	4530.4	1.653
12	1997	4771.2	1.741
13	1998	5021.2	1.833
14	1999	5855.9	2.137
15	2000	6169.0	2.251
16	2001	6497.6	2.371
17	2002	6844.8	2.498
18	2003	7213.7	2.633
19	2004	8582.0	3.132
20	2005	9044.0	3.301
21	2006	9534.0	3.470
22	2007	10032.0	3.668
23	2008	10601.5	3.869

7.3. FLUJO NETO ANUAL POR VENTA DE ENERGIA

El costo de operación lo supondremos que es constante en cada año, consideremos :

• Personal de Mantenimiento	: 3.0 %
• Repuestos	: 8.0 %
• Administración	: 5.0 %
• Imprevistos	: 2.0 %

Todos estos costos de operación lo consideraremos que se trata del 18 % sobre el costo de la inversión. Ver cuadro 7.1.2.

Por lo que el Flujo Neto Anual será como sigue :

Se tendrá en cuenta que la evaluación empieza en el año 1989, según el cuadro 7.2.

7.4. RESULTADO DE LA EVALUACION ECONOMICA

$$VAN = - 10.623 + 5.3732 + 0.00005$$

$$VAN = - 5.2497 \text{ MILLONES DE LENTIS.}$$

Del resultado obtenido, vemos que con un valor actual neto negativo, no se puede efectivizar ninguna inversión.

Pero por ser este proyecto un bien social y necesario tendrá - que ser financiado por el Tesoro Público.

CUADRO N^o 7.1.2COSTO DE OPERACION ANUAL

	PERSONAL	VECES AL AÑO/HRS	COSTO (I/)
1.- Mantenimiento			
- C. Transformación	8 operarios		
(Estructuras, transformadores, sala de control, etc.)	1 capataz	<u>2</u>	15,000
	1 Ing. superv.	5 horas	
- L. Sub-transmisión	24 operarios	<u>2</u>	60,000
(98 Estructuras)	1 capataz	8 horas	
- Red Primaria			
(134 Estructuras, 22 subestación aérea)	99 operarios	<u>2</u>	90,000
	1 capataz	8 horas	
		3% (Io)...I/.	165,000
	MATERIALES		COSTOS (I/)
2.- Repuestos			
- C. Transformación	Fusible 34.5 KV Conductor 2 AWG. Cu. Conectores 2 AWG. Cu. Aisladores PIN y Susp.		150,000
- L. Sub-transmisión	Conductor 2 AWG. Cu. Conectores 2 AWG. Cu. Aislador PIN y Susp. Vientos o Retenidas.		250,000
- Red Primaria	Conductor 2 AWG Conectores 2 AWG Fusible AT. BT. Aisladores PIN y Susp. Transformadores.		400,000
		8% (Io)... I/.	800,000
	PERSONAL		MOBILIARIO
3.- Administración			
Centro de transformación, Línea de Subtransmisión, red de Distribución Primaria.	1 Ing. Jefe 1 Ing. Supervisor 1 jefe de servicio 4 técnicos electricistas 4 técnicos mecánicos 1 secretaria 1 auxiliar de contabilidad		1 oficina central de 5 ambientes. 2 camionetas Pick-Up 1 grúa liviana 1 mobiliario (máq. escribir)
			costo: I/. 500,000 ... 5 % (Io)

4.- Imprevistos

Imprevistos y Gastos
Generales

costo I/. 200,000 ...2% (Io).

CUADRO N° 7.2.

FLUJO NETO ANUAL POR VENTA DE ENERGIA

t	AÑO	INGRESO POR VENTA DE ENER- GIA (Yt) MI- LLONES DE INTIS	COSTO DE CPE RACION (Ct.) MILLONES DE INTIS	FLUJO NETO (bt) MILLO- NES DE - INTIS
00	1985	0.294	1.91214	- 1.61814
01	1986	0.294	1.91214	- 1.61814
02	1987	0.294	1.91214	- 1.61814
03	1988	0.620	1.91214	- 1.29214
04	1989	0.908	1.91214	- 1.00414
05	1990	1.054	1.91214	- 0.85814
06	1991	1.225	1.91214	- 0.68714
07	1992	1.391	1.91214	- 0.52114
08	1993	1.416	1.91214	- 0.49414
09	1994	1.493	1.91214	- 0.41914
10	1995	1.570	1.91214	- 0.34214
11	1996	1.653	1.91214	- 0.25914
12	1997	1.741	1.91214	- 0.17114
13	1998	1.833	1.91214	- 0.07914
14	1999	2.137	1.91214	0.22486
15	2000	2.251	1.91214	0.33886
16	2001	2.371	1.91214	0.45686
17	2002	2.498	1.91214	0.58586
18	2003	2.633	1.91214	0.72086
19	2004	3.132	1.91214	1.21986
20	2005	3.301	1.91214	1.38886
21	2006	3.470	1.91214	1.55786
22	2007	3.668	1.91214	1.75586
23	2008	3.869	1.91214	1.95686

$$\sum_{t=4}^{n=23} 43.616$$

$$\sum_{t=4}^{n=23} 38.2428$$

$$\sum_{t=4}^{n=23} 5.3732$$

NOTA.- No se ha considerado el costo de la Energía Eléctrica.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 01.- El presente trabajo puede ser adaptado a pequeños sistemas eléctricos, con un orden de magnitud similar a los del proyecto, con idénticas premisas de cálculo y similares esquemas de conexión. En este sentido cabe la posibilidad de poder normalizar estas subestaciones para el servicio eléctrico de localidades con cargas fundamentalmente de tipos doméstico y comercial. Esto trae como ventaja el abaratamiento de los proyectos por lo que a estudios se refiere y también la determinación de potencias standarizadas para el equipamiento el que también es un factor de abaratamiento por que es la base de la existencia de Stocks.
- 02.- El sistema de puesta a tierra tiene como objeto primordial la protección de las personas y luego la protección de los equipos. Una elevada resistencia de tierra puede provocar la aparición de elevados potenciales de tensión, también la electricidad estática que no descarga o las mismas diferencias de potencial que permanecen entre las partes conductoras metálicas no pertenecientes al sistema de circulación de corriente, por ejemplo estructuras, pueden representar un peligro personal.
- 03.- La elección de este Distrito, dentro de las múltiples Provincias sin electrificar que tiene el País, se basa en la idea de tratar de rescatar la importancia que tiene para el País las localidades de este tipo comunmente denominados aislados y que están comprendidos dentro de Provincias como la tratada en el presente tema.

04.- Esta teoría no trata de plantear técnicas sofisticadas de ningún tipo, antes bien se ha tratado de simplificar en los posibles, los diseños correspondiente de forma que primen los criterios prácticos y de funcionabilidad. En síntesis ha pretendido lograr una tesis que pudiera ser útil al País, antes que un trabajo de alto Nivel Académico y no aplicativo. En este sentido se plantea un equipamiento estrictamente necesario que satisfaga las condiciones de operatividad y funcionabilidad propios para electrificaciones como la del presente tema.

Así podemos superar la paradoja que existe en países como el nuestro, en donde se necesita producir, pero sin embargo se mantiene una alta tasa de desocupación en personas capaces de lograr una alta productividad.

05.- Debido a las limitaciones en las asignaciones de recursos, el proyecto deberá realizarse por etapa de tal manera que para el año 1988, esté completamente culminada su implementación y puesta en servicio.

06.- Desde el punto de vista económico el proyecto no es factible por la gran inversión necesaria frente al bajo consumo de la zona, pero si se analiza los beneficios colaterales como consecuencia de la electrificación, tales como sociales, económicos, políticas, educativa, entonces el proyecto debe realizarse a pesar de la lenta recuperación de las inversiones.

07.- Hidrandina S.A. como empresa concesionaria al dar la factibilidad y punto de alimentación en baja tensión al comité de electrifica -

ción que les permite pagar el concepto por aporte al fondo de inversiones para la Red Primaria, compromete su responsabilidad de transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica mediante la ejecución de este proyecto.

- 08.- Los pobladores de la zona deben ser capacitados para que colaboren eficientemente en la ejecución de las obras.
- 09.- Los pobladores deben estar dispuestos a financiar la remodelación y ampliación de las redes de baja tensión, para lo cual deben organizarse en comité de electrificación para ser representados y obtener el financiamiento del Banco de la Vivienda del Perú.
- 10.- Beneficiaría con energía eléctrica a una población de 37,114 residentes aproximadamente.
- 11.- Beneficiaría con la creación de nuevos puestos de empleo.
- 12.- Beneficio educativo, la de ayudar a disminuir los índices de analfabetización, mediante el funcionamiento de escuelas nocturnas.
- 13.- Para que el proyecto sea factible, para los años proyectado por venta de energía, será necesario fijar una tarifa promedio de I/ 1.212 y se pueda efectivizar la inversión de ella para una tasa de interés actual que es constante.

B I B L I O G R A F I A

- 01.- Análisis de Sistemas de Potencia por Stevenson William
- 02.- Catálogo de Cables de Energía por Indeco Peruana S.A.
- 03.- Catálogos Varios de Transformadores de Medida, Interruptores, Seccionadores, Barras Colectoras.
- 04.- Censos Nacionales de 1961, 1972, 1981, de Población y Vivienda por el Instituto Nacional de Estadística.
- 05.- Código Nacional de Electricidad - Tomos I y IV.
- 06.- Diseños de Líneas de Transmisión Aéreas a Altas Tensiones por el Ing. Hernán Untiveros Zaldivar.
- 07.- Diseños de Subestaciones de Transformación Eléctrica de Alta Tensión por el Ing. Jorge Linares Olguín.
- 08.- Estaciones de Transformación y de Distribución por Gaudencio Zoppe-tti Júdez.
- 09.- Estudios del Valle Chicama por la ONER y CLASS, Consultores Latino-Americanos Asociados - ORDELIB.
- 10.- Instalaciones Eléctricas por el Ing. J. Aguirre.
- 11.- Instrucciones de Servicio y Mantenimiento de Transformadores por Brown Boberi Industrial Cánepa Tabini S.A.
- 12.- La Ciencia de Puesta a Tierra de Sistemas de Energía por Dr. Dinkar Mukmedkar.
- 13.- Línea de Transmisión de Potencia por el Ing. Miguel Becerra.
- 14.- Normas de la Dirección General de Electricidad, Editadas por el Ministerio de Energía y Minas.