

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA REGLAMENTAR
LA DISTRIBUCIÓN Y ACOMETIDAS EN 34.5 kV**

TESIS

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
POR

CARLOS ALBERTO QUIJIVIX RACANCOJ
AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 1999

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR



Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA REGLAMENTAR
LA DISTRIBUCIÓN Y ACOMETIDAS EN 34.5 kV**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 13 de noviembre de 1997, Ref. EIME. 315.97

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Carlos Alberto Quijivix Racancoj".

Carlos Alberto Quijivix Racancoj

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	ING. HERBERT RENÉ MIRANDA BARRIOS
VOCAL I	ING. JOSÉ FRANCISCO GÓMEZ RIVERA
VOCAL II	ING. CARLOS HUMBERTO PÉREZ RODRIGUEZ
VOCAL III	ING. JORGE BENJAMIN GUTIÉRREZ QUINTANA
VOCAL IV	BR. OSCAR STUARDO CHINCHIA GUZMAN
VOCAL V	BR. MAURICIO GRAJEDA MARISCAL
SECRETARIA	INGA. GILDA MARINA CASTELLANOS DE ILLESCAS

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN
GENERAL PRIVADO**

DECANO	ING. HERBERT RENÉ MIRANDA BARRIOS
EXAMINADOR	ING. EDGAR FLORENCIO MONTUFAR URIZAR
EXAMINADOR	ING. JOSÉ LUIS HERRERA GALVEZ
EXAMINADOR	ING. MARIO RENATO ESCOBEDO MARTÍNEZ
SECRETARIA	INGA. GILDA MARINA CASTELLANOS DE ILLESCAS

Guatemala, 24 de agosto de 1,998.

Ingeniero
ANGEL GARCIA
Coordinador del Area de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC
Ciudad Universitaria

Señor Coordinador:

Me es grato dirigirme a usted, para informarle que he concluido con la ASESORIA del trabajo de Tesis denominado: **ESTUDIO TECNICO ECONOMICO PARA REGLAMENTAR LA DISTRIBUCION Y ACOMETIDAS EN 34.5 kV**, presentado por el Estudiante **CARLOS ALBERTO QUIJIVIX RACANCOJ**, previo a optar el título de Ingeniero Electricista.

El trabajo hace una importante aportación a la Ingeniería, debido a que en su contenido se presenta la forma como puede abordarse un estudio económico para la reglamentación de distribución y acometidas eléctricas en 34.5 kV. En tal sentido, me permito informarle que encuentro satisfactorio el trabajo realizado y lo remito a usted para los trámites respectivos de aprobación.

Finalmente, debo comunicarle que el desarrollo del trabajo y las conclusiones del mismo son responsabilidad del autor y del asesor.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente,


ING. **DAVID CORDON CORNEL**
ASESOR

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 22 de octubre de 1,998

Señor Director
Ing. Roberto Urdiales Contreras
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

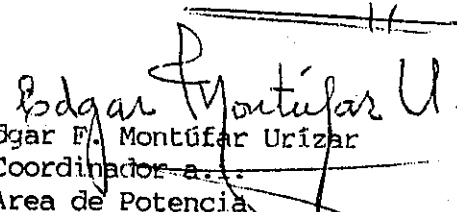
Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis desarrollado por el señor Carlos Alberto Quijivix Racancoj, carnet No. 90-13344, titulado: Estudio técnico económico para reglamentar la distribución y acometidas en 34.5 KV, por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
Coordinador a.
Area de Potencia

EFMU/sdem.



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de tesis del estudiante Carlos Alberto Quijivix Racancoj, titulado: Estudio técnico económico para reglamentar la distribución y acometida en 34.5 kV, procede a la autorización del mismo.

Ing. Roberto Urdiales Contreras
Director

Guatemala, 31 de mayo de 1,999.



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



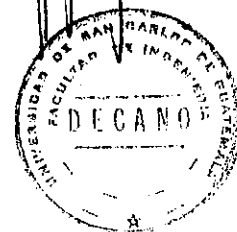
FACULTAD DE INGENIERIA

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: Estudio técnico económico para reglamentar la distribución y acometidas en 34.5 kV, del estudiante Carlos Alberto Quijivix Racancoj, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:


Ing. Herbert René Miranda Barrios
Decano

Guatemala, agosto de 1,999.



AGRADECIMIENTOS

A

DIOS

Fuente de todo conocimiento, por permitirme culminar estos estudios.

DEDICATORIA

A MI ESPOSA:

Silvia Amarilis, por darme la comprensión necesaria para culminar mi carrera.

A MI HIJO:

Carlos Alejandro, que este trabajo sea un ejemplo de lo mucho que hay por hacer en la vida.

A MIS PADRES:

Jesús Francisco y María Delfina, por permitirme la oportunidad de un mejor futuro y su apoyo incondicional en todo momento.

A MIS HERMANOS:

Francisco, Ivan,, Liseth y Marisol por el apoyo que me han brindado.

A MIS ABUELOS:

Tomás, Angelina, Manuel (Q.E.D.) y Josefa, por sus múltiples consejos.

A MIS TIOS:

Por su apoyo, en especial Enrique y Chayto.

A MIS SUEGROS:

Wigberto y Jovita, por su aprecio.

A LA FAMILIA ESPAÑA NIMATUJ:

Por la amistad y apoyo recibido a lo largo de mi carrera.

Y A USTED QUE LA RECIBE:

Con todo mi respeto.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VI
LISTA DE SÍMBOLOS	X
GLOSARIO	XI
INTRODUCCIÓN	XIII
1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO	
1.1 Antecedentes del proyecto	1
2. REGLAMENTO PARA LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN VOLTAJE DE 34.5 kV	
2.1 Definiciones y conceptos fundamentales	2
2.1.1 Sub-estación de distribución	2
2.1.2 Distribución de energía eléctrica	2
2.1.3 Sistema de distribución primario	2
2.1.3.1 Alimentadores principales	3
2.1.3.2 Alimentadores laterales	3
2.1.3.3 Alimentadores ramales	3
2.1.3.4 Transformador de distribución	3
2.1.4 Sistema de distribución secundario	3
2.1.4.1 Punto de entrega	4
2.1.4.2 Medición	4
2.1.4.3 Consumidor o usuario	4
2.2 Normas de líneas y redes de distribución en 34.5/19.9 kV	4
2.2.1 Normas básicas	4
2.2.2 Libranzas	5
2.2.3 Conductores	6

2.2.3.1	Calibre de conductores para red	6
2.2.3.2	Calibre de conductores para troncales y ramales	6
2.2.3.3	Calibre de conductores para acometidas primarias	6
2.2.3.4	Calibre de conductores para acometidas secundarias	8
2.2.3.5	Cuidados especiales en la selección de conductores	8
2.2.4	Aplicación de los postes	9
2.2.5	Aisladores	12
2.2.6	Vanos	13
2.2.6.1	Vanos entre estructuras de red de distribución	13
2.2.6.2	Vanos entre redes de distribución secundaria	13
2.2.6.3	Vanos entre redes de distribución primaria	13
2.2.6.4	Vanos en líneas de distribución	14
2.2.7	Retenidas	14
2.2.8	Estructuras	16
2.2.8.1	Estructuras de la red de distribución primaria	16
2.2.8.2	Retorno por tierra	16
2.2.8.3	Retorno por hilo neutro	16
2.2.8.4	Red de distribución secundaria, circuito de baja tensión	17
2.2.9	Transformadores	17
2.2.9.1	Transformadores para servicio residencial	17
2.2.9.2	Transformadores para servicio industrial	17
2.2.9.3	Transformadores y carga a instalar	18
2.2.10	Protección	19
2.2.11	Corta circuito fusible	20
2.2.12	Sistema de tierras	20
2.2.12.1	Puesta a tierras en sistemas primarios	20
2.2.12.2	Características de las puestas a tierra	21
2.2.12.3	Línea con retorno por hilo neutro	21

2.2.12.4	Línea con retorno por tierra	22
2.2.12.5	Tipos de sistemas de puestas a tierra	22
2.2.12.6	Medición de la resistencia de puesta a tierra	23
2.3	Etapas para el diseño de líneas y redes de distribución primaria en 34.5 kV	24
2.3.1	Levantamiento topográfico	24
2.3.2	Dibujo del plano de la población	25
2.3.3	Rotulo y despiezo	26
2.3.4	Diseño de la línea y/o red de distribución	27
2.3.5	Presentación del plano del proyecto	27
2.3.6	Requisitos de los formatos para presentación de planos	28
2.3.7	Información que debe presentarse en los planos	29
2.3.8	Acometidas	29
2.3.8.1	Acometidas en área urbana	29
2.3.8.2	Acometidas en área rural	29
2.3.9	Neutro	30
2.3.10	Ramales o brazos del servicio secundario	31
3.	REGLAMENTO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE ACOMETIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA VOLTAJE EN 34.5 kV	
3.1	Información general	32
3.2	Definiciones	32
3.3	Acometida industrial en 34.5 kV	33
3.3.1	Solicitud de servicio	33
3.3.2	Voltajes de servicio	34
3.3.3	Equipo	34
3.3.3.1	Transformadores	34
3.3.3.2	Equipo de medición	38
3.3.3.2.1	Medición primaria	39

3.3.3.2.2	Medición secundaria	40
3.3.4	Acometida	42
3.3.4.1	Número de acometidas	42
3.3.4.2	Tipos de acometidas	42
3.3.4.5	Transformadores instalados en poste	44
3.3.4.6	Transformadores instalados a la intemperie	45
3.3.5	Interruptor general	45
4.	ESTUDIO ECONÓMICO SOBRE TIPO DE CONDUCTORES PARA LA DISTRIBUCIÓN EN 34.5 kV	
4.1	Conductores de cobre	46
4.1.1	Relación de la conductividad térmica eléctrica del cobre	47
4.2	Conductores de aluminio	47
4.3	Regulación de tensión en una línea	49
4.4	Procedimiento para dimensionamiento y cálculo del costo de pérdidas de energía y potencia en los conductores de una red de distribución de energía eléctrica	52
4.4.1	Determinación de los parámetros de los conductores	53
4.4.2	Carga en hora pico y corrientes	53
4.4.3	Cálculo de pérdidas de potencia	54
4.4.4	Cálculo del factor de carga de acuerdo a uso esperado de la Carga en el día	56
4.4.5	Cálculo del factor de pérdidas	57
4.4.5.1	Fórmula de DEWBERRY para calcular el factor de pérdidas	58
4.4.5.2	Fórmula de EBASCO para calcular el factor de pérdidas	58
4.4.6	Cálculo del costo anual de pérdida de potencia máxima	58

4.4.7	Cálculo de las pérdidas de energía en el período	59
4.4.8	Cálculo del costo de las pérdidas de energía al valor de la tarifa	59
4.4.9	Cálculo del costo anual del conductor	60
4.4.10	Cálculo del costo anual de pérdidas totales	60
4.5	Determinación de rangos económicos de carga por calibre de conductor tomando en cuenta costos anuales del conductor por kilómetro y pérdidas totales	61
4.5.1	Rango de carga económica por kilómetro de conductor	64
	CONCLUSIONES	67
	RECOMENDACIONES	68
	BIBLIOGRAFIA	69
ANEXO 1	Estructuras típicas para la distribución de líneas y redes en 34.5 kV	71
ANEXO 2	Configuración de bancos de transformadores y canalización de acometidas	126
ANEXO 3	Normas industriales para conductores.	136

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

No.	Título	Pag.
1	Modelo circuito línea de transmisión corta	54
2	Diagrama vectorial línea de transmisión con factor de potencia en atraso	56
3	Distribución primaria en 34.5 kV, 3 fases, ángulo 5 – 30 grados	72
4	Distribución primaria 34.5 kV, 3 fases, ángulo 30 – 60 grados	73
5	Distribución primaria 34.5 kV, 3 fases, ángulo 60 – 90 grados	74
6	Distribución primaria 34.5 kV, 3 fases, remate doble	75
7	Distribución primaria 34.5 kV, 3 fases, poste de remate	76
8	Distribución primaria 34.5 kV, 1 fase, tangente 0 – 5 grados	77
9	Distribución primaria 34.5 kV, 1 fase, soporte ángulo 5 – 30 grados	78
10	Distribución primaria 34.5 kV, 1 fase, soporte ángulo 30 – 60 grados	79
11	Distribución primaria 34.5 kV, 1 fase, soporte ángulo 60 – 90 grados	80
12	Distribución primaria 34.5 kV, 1 fase, remate doble	81
13	Distribución primaria 34.5 kV, 1 fase, poste de remate	82
14	Distribución primaria monofásica, retenida de estaca y ancla	83
15	Distribución primaria monofásica, retenida de estaca y pared	84
16	Distribución primaria monofásica, retenida de ancla doble	85
17	Distribución primaria monofásica, retenida de ancla simple	86
18	Distribución primaria monofásica, retenida de poste a poste	87
19	Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z4-B2-3K2 remate	88
20	Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z4-B3-K2 remate	89

21	Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z3-B2-6K2 ángulo 60-90	90
22	Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z3-B3-2K2 ángulo 60-90	91
23	Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z2-B2-3K1 ángulo 5-60	92
24	Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z2-B3-K1 ángulo 5-60	93
25	Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z1-B3-K1 ángulo 0-5	94
26	Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z1-B1-3K1 ángulo 0-5	95
27	Distribución primaria monofásica, retorno por tierra, tipos de sistemas de Puesta a tierra	96
28	Distribución primaria monofásica, retorno por tierra, tipos de sistemas de Puesta a tierra	97
29	Distribución primaria monofásica, retorno por tierra, tipos de sistemas de Puesta a tierra	98
30	Distribución primaria monofásica, retorno por tierra, tipos de sistemas de Puesta a tierra	99
31	Distribución primaria monofásica, retorno por hilo neutro, puesta a tierra Poste de concreto	100
32	Distribución primaria monofásica, retorno por hilo neutro, puesta a tierra Poste de madera	101
33	Distribución primaria monofásica, ancla de concreto para varilla de hierro Galvanizado	102
34	Distribución primaria monofásica, alta y baja tensión	103
35	Distribución primaria monofásica, retorno por neutro	104
36	Distribución primaria monofásica, retorno por neutro	105
37	Distribución primaria monofásica, alta y baja tensión	106
38	Distribución primaria monofásica, retorno por neutro	107
39	Distribución primaria monofásica, alta y baja tensión	108
40	Distribución primaria monofásica, alta y baja tensión	109
41	Distribución primaria monofásica, retorno por tierra	110

42	Distribución primaria monofásica, retorno por neutro	111
43	Distribución primaria monofásica, retorno por neutro	112
44	Distribución primaria monofásica, alta y baja tensión	113
45	Banco de transformación estrella-delta aterrizado, baja tensión	114
46	Distribución primaria, transformador autoprotegido	115
47	Distribución primaria, transformador convencional	116
48	Acometida de 100.00 m	117
49	Acometida de 40.00 m con extensión aérea línea cerrada	118
50	Acometida de 40.00 m con extensión aérea línea abierta	119
51	Acometida de 40.00 m con extensión aérea línea subterránea	120
52	Símbolo para dibujos de líneas eléctricas	121
53	Símbolo para dibujos de líneas eléctricas	122
54	Símbolo para dibujos de líneas eléctricas	123
55	Símbolo para dibujos de líneas eléctricas	124
56	Símbolo para dibujos de líneas eléctricas	125
57	Banco de transformadores con medición y protección	127
58	Subestación en poste de distribución	128
59	Especificaciones para tubos de bajada servicio primario	129
60	Plataforma para transformadores, alimentación primaria aérea	130
61	Rack de transformadores de corriente, medición en secundario	131
62	Caja para medición secundaria	132
63	Conexión banco de transformación estrella-estrella, transformadores Convencionales	133
64	Conexión banco de transformación estrella abierta-delta abierta, Transformadores convencionales	134
65	Conexión banco de transformación estrella-delta, transformadores Convencionales	135

TABLAS

No.	Título	Pag.
I	Aplicación de holguras mínimas para conductores suspendidos en distribución en 34.5 kV	5
II	Referencia para troncales y ramales en 34.5 kV	7
III	Referencia para conductores de red secundaria en 34.5 kV	7
IV	Referencia para conductores de líneas y redes de distribución en 34.5 kV	8
V	Características mecánicas, eléctricas de conductores para líneas y redes en 34.5 kV	9
VI	Referencia para aplicación de postes en área rural en 34.5 kV	11
VII	Referencia para aplicación de postes en área urbana en 34.5 kV	12
VIII	Aplicación de aisladores para distribución en 34.5 kV	12
IX	Aplicación de vanos máximos y sus flechas para distribución en 34.5 kV	14
X	Aplicación de transformadores para red de distribución en 34.5 kV	19
XI	Aplicación de corta circuitos y pararrayos en 34.5 kV	20
XII	Requisitos de los formatos	28
XIII	Características de transformadores de corriente, potencial y contadores para medición primaria	40
XIV	Conductores económicos por rangos de potencia	61
XV	Características de conductores	62
XVI	Costo en quetzales por kilómetro de conductor	63
XVII	Costo por año de conductores	63
XVIII	Normas industriales para conductores eléctricos	137
XIX	Normas industriales para conductores eléctricos	138
X	Normas industriales para conductores eléctricos	139
XI	Normas industriales para conductores eléctricos	140

LISTA DE SÍMBOLOS

Y	Representación del sistema trifásico con conexión estrella
K	Conductividad térmica
&	Conductividad eléctrica
T	Temperatura absoluta
ΔV	Cambio de la magnitud de voltaje
θ	Representa el ángulo entre el vector de voltaje y el de corriente
l	Representa la distancia

GLOSARIO

Acometidas	Conjunto de conductores y componentes que se utilizan para transportar la energía eléctrica desde las líneas de distribución de la empresa distribuidora hasta la instalación eléctrica del usuario.
Carga (kW)	Cantidad de kWh que se da o se recibe en intervalos de 15 minutos para transportar la energía eléctrica desde un transformador hasta el contador o medidor del usuario.
Capacidad de los conductores	Se refiere a la capacidad máxima de conducción de corriente a temperatura ambiente en los conductores eléctricos.
Capacidad nominal de un interruptor	Se refiere a la capacidad máxima nominal que un interruptor puede soportar sin que sufra daño de tipo mecánico.
Carga instalada	Es la suma de la capacidad nominal de todo el equipo que se conectara a la acometida de la empresa distribuidora.
Consumo	Cantidad de energía utilizada durante un tiempo determinado.
Consumidor o usuario	Una persona natural o jurídica que recibe servicio eléctrico de la empresa de distribución de energía eléctrica por medio de una acometida de servicio
Contador o	Aparato que se usa para medir la energía eléctrica utilizada por el

medidor	usuario.
Curva de carga	Es la representación de la variación de la carga en un período de tiempo determinado.
Demanda máxima	Consiste en la demanda máxima al valor de potencia máxima, registrada durante un período de tiempo determinado.
Factor de carga	Indica la relación entre el promedio de la carga y la demanda máxima en un período de tiempo el cual puede ser día, mes o año.
Factor de pérdidas	Indica la relación entre la pérdidas de energía y las de potencia, en la hora máxima, por el período
Vano	Es la separación que existe entre estructuras de las líneas de distribución o entre las redes de distribución

INTRODUCCIÓN

La primera fase de este trabajo es una investigación bibliográfica, que le fundamenta una conciencia un poco más amplia el desarrollo del presente trabajo de tesis.

Después se propone estudio tomando en consideración los límites de seguridad, confiabilidad y eficiencia en el servicio, que sirva como reglamento para su distribución en el sistema de 34.5/19.9 kV. Este reglamento se basa en las normas de electrificación internacionales existentes, las cuales son de observancia en Guatemala. Como producto de la investigación se producirá un reglamento como una posible alternativa, el cual podría ser considerado por las autoridades de electrificación.

Seguidamente, se plantea un segundo estudio propuesta, el cual busca presentar un reglamento para la construcción de acometidas eléctricas industriales que en el circuito primario cuente con una tensión de 34.5 kV que por medio de bancos de transformadores permita dar a conocer el servicio requerido al usuario, presenta para ello las conexiones eléctricas, así como la ubicación física para la construcción del banco de transformación, abarcando dentro de la construcción la canalización y la medición de energía.

Para finalizar este trabajo, se realiza un estudio, que permite conocer las propiedades y bondades de los conductores de cobre y aluminio, su aleación con otros materiales eléctricos de los cuales esta fabricados los conductores comerciales.

Se continúa con una evaluación de los factores que influyen en la selección de conductores de acuerdo a la potencia que se transmita por los mismos, considerando las pérdidas de potencia y energía.

1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO

1.1. Antecedentes del proyecto

La falta de un reglamento para el estudio, diseño y construcción de redes de distribución utilizando el voltaje de 34.5 kV, que permitan dar a conocer un método confiable y seguro, motivan a desarrollar un estudio técnico de investigación que sirva de guía y que se pueda aplicar como reglamento para la construcción de redes de distribución de energía eléctrica y de acometidas industriales en el voltaje de 34.5 kV.

El voltaje de 34.5 kV se usa en líneas de sub-transmisión, debido a que son muy largas y la potencia se transmite por sus conductores, con menor cantidad de pérdidas. No obstante, aun en este voltaje es recomendable desarrollar un estudio para establecer el conductor más económico según el caso.

2. REGLAMENTO PARA LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN VOLTAJE DE 34.5 kV

2.1. Definiciones y conceptos fundamentales

2.1.1. Sub-estación de distribución

Es el conjunto de equipos electromecánicos instalados en un lugar determinado, y las obras civiles en el mismo, para la transformación de energía eléctrica de alta tensión (69 kV) a la baja tensión de 34.5/19.9 kV.

2.1.2. Distribución de energía eléctrica

Es el transporte y suministro de energía eléctrica a los consumidores, a partir de la sub-estación de distribución, comprende: el sistema de distribución primario y el sistema de distribución secundario.

2.1.3. Sistema de distribución primario

Es un complejo de líneas, aparatos y dispositivos que tienen la finalidad de transportar la energía eléctrica hacia los transformadores de distribución. Inicia en la barra de bajo voltaje de la sub-estación de distribución. Las tensiones para el sistema primario son 34.5Y / 19.9 Aterrizado kV. Sus líneas se dividen en alimentadores principales, alimentadores laterales y alimentadores ramales.

2.1.3.1. Alimentadores principales

Son las líneas de distribución primaria, trifásica, que parten en forma radial de la barra de baja tensión de la sub-estación de distribución, transporta la energía eléctrica a los laterales y/o a los transformadores de distribución.

2.1.3.2.. Alimentadores laterales

Son las líneas de distribución primaria trifásica, que parten en forma radial de un alimentador principal, conducen la energía eléctrica a los alimentadores ramales y/o a transformadores de distribución.

2.1.3.3. Alimentadores ramales

Son líneas de distribución primaria trifásica o monofásica que parten en forma radial de un alimentador lateral y lleva la energía eléctrica a los transformadores de distribución.

2.1.3.4. Transformador de distribución

Equipo que reduce la tensión de la energía eléctrica del sistema primario (19.9 kV) a la tensión eléctrica o voltaje del sistema secundario (120/240 V).

2.1.4. Sistema de distribución secundario

Está formado por líneas de distribución secundaria con sus dispositivos de protección, que se originan en el lado secundario del transformador de distribución y conducen la energía eléctrica a los puntos donde se derivan las tensiones para este sistema, es de 120/240 V y comprende lo siguiente:

Acometida

Formada por los conductores que parten de la red de distribución secundaria y primaria que transportan la energía eléctrica al punto de entrega al consumidor.

Punto de toma

Es el lugar en el que la línea de distribución secundaria o primaria se conecta con los conductores de la acometida, generalmente se ubica en un poste.

2.1.4.1.. Punto de entrega

Es el lugar donde los conductores de la acometida, primaria o secundaria, se conectan a la instalación eléctrica del consumidor, mediante un aparato de medición.

2.1.4.2.. Medición

La medición esta constituida por un contador de energía eléctrica que dependiendo de la magnitud del consumo puede incluir demandómetro.

2.1.4.3.. Consumidor o usuario

Es la persona individual o jurídica que utiliza la energía eléctrica.

2.2. Normas de líneas y redes de distribución en 34.5/19.9 kV

2.2.1. Normas básicas

El diseño de estructuras, así como los procedimientos empleados en éste reglamento, están basadas en lo que preceptúan las normas: RURAL ELECTRIFICACIÓN AND ADMINISTRACIÓN, -“REA”-, COMITÉ REGIONAL DE NORMAS ELÉCTRICAS, -“CRNE”-, así como las establece el INSTITUTO CENTROAMERICANO DE INVESTIGACIÓN Y TECNOLOGÍA INDUSTRIAL, -“ICAITI”- para formatos de planos.

2.2.2. Libranzas

En la tabla I se encuentra la aplicación de holguras mínimas para conductores suspendidos en distribución de 34.5 kV.

TABLA I APLICACIÓN DE HOLGURAS MÍNIMAS PARA CONDUCTORES SUSPENDIDOS EN DISTRIBUCIÓN EN 34.5 kV

HOLGURAS VERTICALES MÍNIMAS PARA CONDUCTORES SUSPENDIDOS SOBRE EL SUELO, VÍAS PÚBLICAS O SOBRE RIELES		
Naturaleza del terreno de cruzamiento	Baja tensión m	34.5kV m
Línea de ferrocarril	8.23	9.15
Vías públicas y carreteras, áreas sujetas a tránsito de camiones	5.5	6.71
Vías públicas en área residencial, área no sujeta a tránsito de camiones	4.6	6.71
Áreas accesibles a peatones	4.6	5.18
Terrenos cultivados	5.5	6.71
CONDUCTORES SUSPENDIDOS PARALELAMENTE A LO LARGO DE VÍAS PÚBLICAS, SIN CRUZAR Y FUERA DE DERECHO DE VÍA		
A lo largo de caminos en áreas urbanas	5.5	6.71
A lo largo de caminos en áreas rurales	4.6	6.10
HOLGURA EN CRUCE CON OTROS CONDUCTORES		
LÍNEA CRUZADA	Baja Tensión	34.5 kV
Línea de comunicación	1.00	1.50

Fuente: Manual de líneas y redes de distribución INDENOR 97

2.2.3. Conductores

2.2.3.1. Calibre de conductores para red

La red secundaria se diseña con conductor ACSR No. 2 AWG como mínimo. El calibre mínimo para conductores para servicio primario monofásico y trifásico, debe ser ACSR No. 2 AWG para 34.5 kV.

Cuando por razones de diseño sea necesario el uso de servicio trifásico, se admite el diseño con conductores de calibre mayor a los descritos con anterioridad, de acuerdo a los requerimientos del sistema.

2.2.3.2. Calibre de conductores para troncales y ramales

Dependiendo de las cargas, las tablas II, III y IV establecen la relación entre la potencia de recibo, los tipos de calibres de conductores que serán empleados en la construcción, teniendo en cuenta un 5% de regulación para la caída de tensión.

2.2.3.3. Calibre de conductores para acometidas primarias

Una línea abierta con tres hilos ACSR No. 2 AWG, normalmente separados 203 y 406 mm. Cuando el caso lo requiere, con postes de 8000, 9000 y 10670 mm. En tramos de hasta 100 m y una altura mínima de, sobre vía pública de entre 4.60 y 5.50 m

En la tabla II se encuentran los conductores para troncales y ramales en distribución de 34.5 kV

TABLA II REFERENCIA PARA TRONCALES Y RAMALES EN 34.5 kV

	34.5 kV		34.5 kV	
	Una Fase	Tres Fases	Una Fase	Tres Fases
	ACSR No. 1/0 AWG	ACSR No. 3/0 AWG	ACSR No. 1/0 AWG	ACSR No. 3/0 AWG
KVA	KM	KM	KM	KM
200	80	100		
300	55	70		
400	42	53		
500	33	42		
600	27	35		
700	24	30		
800	21	26		
900	18	24		
1000	16	21	70	95
2000		11	35	45
3000			23	31
4000			17	23
5000			14	18

Fuente: **Manual de líneas y redes de distribución INDENOR 97**

En la tabla III se encuentran los conductores para red secundaria en 34.5 kV.

**TABLA III REFERENCIA PARA CONDUCTORES DE RED SECUNDARIA
EN 34.5 kV**

Tensión V	Conductor de Fase			Neutro	
	No. De Hilos	Calibre AWG	Composición	Calibre AWG	Composición
120/240	3	2	ACSR 6/1	2	ACSR 6/1

Fuente: **Manual de líneas y redes de distribución INDENOR 97**

En la tabla IV se encuentran los conductores para líneas y redes de distribución en 34.5 kV.

**TABLA IV REFERENCIA PARA LOS CONDUCTORES DE LÍNEAS Y
REDES DE DISTRIBUCIÓN EN 34.5 kV**

Voltaje KV	Calibre del Conductor	L/T 3 Fases L/D 3 Fases Hilo De Guarda	R/D 3 Fases L/D 1 Fases Hilo Neutro
34.5	ACSR 3/0 AWG (No. 2 AWG*)	Acero HS, 1/4"	ACSR No. 2 AWG ACSR No. 1/0 AWG
19.5	ACSR 3/0 AWG (No. 2 AWG*)	-----	ACSR No. 2 AWG ACSR No. 1/0 AWG

* Conductores de fase para sistemas en doble haz.

Fuente: **Manual de líneas y redes de distribución** INDENOR 97

2.2.3.4. Calibre de conductores para acometidas secundarias

Conductores de aluminio con aislamiento de polietileno, 600 V, número 6 y número 1 AWG que van del transformador de distribución al medido de kWh y a la línea de baja tensión

2.2.3.5. Cuidados especiales en la selección de conductores

Cuando el conductor de la red secundaria tenga que tenderse entre ramas de árboles puede optarse por el empleo del conductor tipo múltiplex con el mismo calibre de la red y con mensajero neutro ACSR del mismo calibre.

En áreas rurales y semi-rurales donde normalmente se utilizan vanos de 100 metros, puede utilizarse conductor múltiplex con mensajero neutro tipo ACSR del mismo calibre. El calibre mínimo deberá ser número 2 AWG. La longitud de los tramos, con conductor múltiplex no deberá extenderse.

Deberá emplearse los herrajes y accesorios adecuados y equipo de trabajo apropiado para manipular y fijar los conductores. En todos los puntos en que el conductor quede suspendido por aisladores de espiga o de carrete, se utilizará protector pre-formado, adecuado al calibre del conductor. Para la fijación del secundario además del bastidor y el estribo, se admite el uso de perno para aislador de carrete, en los puntos tangenciales exclusivamente. El perno para aislador debe ser similar al tipo Chance 7741 o equivalente y el aislador de carrete, similar al tipo Chance C 909-1032 o su equivalente. Rigen las distancias normadas para separaciones mínimas en el servicio secundario.

En la tabla V se encuentran las características mecánicas y eléctricas de conductores para líneas y redes de 34.5 kV.

**TABLA V ACTERÍSTICAS MECÁNICAS, ELECTRICAS DE CONDUCTORES
PARA LÍNEAS Y REDES DE 34.5 kV**

Conductor ACSR	Clave	Diámetro Mm	Resistencia Ruptura Kg	Ampacidad A
No. 2 AWG	Sparrow	8.016	1293	195
No. 1/0 AWG	Raven	10.112	1987	255
No. 3/0 AWG	Pigeon	12.751	3000	340
No. 2 AWG *	Sparrow	8.016 x 2	2596 *	390 *
No. 4 AWG	Penguin	14.31	3820	357
No. 266.8 AWG	Partridge	16.28	5100	475

* Conductores de fase para sistema en doble haz

Fuente: **Manual de líneas y redes de distribución INDENOR 97**

2.2.4. Aplicación de los postes

Las líneas de media tensión serán sostenidas normalmente por postes de concreto de 10.67 m de longitud, clase 341 o de madera de la misma medida, clase 5. El caso en que

en una misma estructura se requiera simultáneamente el montaje de servicio primario en ángulo de 90 grados, transformadores y servicio secundario, el poste tendrá la longitud de 12 m clase 341 o de madera clase 5 de la misma longitud.

Las líneas de baja tensión y alumbrado público serán sostenidas por postes de 9 o 10.67 m de longitud. Estos últimos están destinados para ser usados en redes de distribución, solamente en media o en media y baja tensión.

En área urbana, los postes serán colocados en vanos con un mínimo de 30 m y un máximo de 50 m, según lo exija la densidad de consumidores. En áreas rurales y semi-rurales, los vanos, sobre terreno plano, podrán extenderse hasta un máximo de 100 m, de acuerdo a las necesidades que impongan la densidad de consumidores, pero entonces como soporte de los conductores de baja tensión deberán emplearse estribos con aisladores de carrete, con separaciones de 406 mm. Entre conductores, o bien si se trata de un punto tangencial, se recomienda el uso de pernos para aislador de carrete, separados 406 mm.

De acuerdo con los planos de la red de distribución, cuando la población esté urbanizada, todos los postes deberán estar debidamente alineados y en un solo lado de la calle, debiéndose observar, en el caso que los postes queden cercanos a estructuras o edificios de varios niveles, que observen las separaciones mínimas verticales y horizontales, recurriendo a la colocación de crucetas en voladizo, en bandera o utilizando el lado de la calle que tenga menos obstáculos.

Las estructuras y conductores, no deberán interferir mecánica ni eléctricamente entre sí, ni con las líneas telefónicas. Los postes deberán ser enterrados a una distancia mínima de 15 cm del bordillo de la acera y dentro a las profundidades antes indicadas en los dibujos de estructuras típicas o en las especificaciones técnicas de los postes en las tablas VI y VII.

Los postes podrán ser de concreto centrifugado o de madera tratada con óxidos de cobre, cromo y arsénico, tipo C o simplemente CCA tipo C, empleándose preferentemente estos últimos en aquellos lugares del terreno muy irregular.

En las tablas VI y VII se encuentran las aplicaciones de los postes de madera y de concreto en área rural y área urbana.

**TABLA VI REFERENCIA PARA APLICACIÓN DE POSTES
EN ÁREA RURAL, EN 34.5 kV**

Poste Clase C.M.L.	Tensión De Servicio V	Longitud de Vano Para Media y Baja Tensión en Terreno Plano Cruceta 1800 mm	Longitud de Vano Para Alta y Baja Tensión en Terreno plano Cruceta 2400 mm
9.00/M/5	120/240	100 m	100 m
9.00/C/341	120/240	100 m	100 m
10.67/M/5	34.5 kV, 120/240	100 m	100 m
10.67/C/341	34.5 kV, 120/240	100 m	100 m

Nota: Poste: C= poste concreto, M= poste madera, L= Longitud en m
Poste: Consulte las columnas segunda y tercera del siguiente cuadro.

Fuente: **Manual de líneas y redes de distribución INDENOR 97**

**TABLA VII REFERENCIA PARA APLICACIÓN DE POSTES EN
ÁREA URBANA, EN 34.5 kV**

Tipo de Estructura/Angulos Grados	Longitud del Vano Mediana y Baja Tensión, 3 Fases Terreno Plano Sin Cruceta de 1800 mm	Longitud del Vano Media y Baja Tensión, 1 Fase Terreno Plano Sin Cruceta
I / 0-5	98 m	100 m
II / 5-30	93 m	100 m
III / 30-60	70 m	100 m

Fuente: **Manual de líneas y redes de distribución INDENOR 97**

2.2.5. Aisladores

En la selección de aislamiento para una línea de distribución de energía eléctrica se ha de cumplir con los requisitos establecidos por las normas CRNE.

En la tabla VIII en la siguiente pagina se detallan las aplicaciones de los aisladores.

**TABLA VIII APLICACIONES DE AISLADORES PARA
DISTRIBUCIÓN EN 34.5 kV**

Voltaje Nominal kV	Clase de Aislador ANSI	Tipo de Aislador	Cantidad De Aislador Por Fase
19.9/34.5	56.3	Espiga	1
19.9/34.5	52.4	cadena	3

Fuente: **Manual de líneas y redes de distribución INDENOR 97**

2.2.6. Vanos

2.2.6.1. Vanos entre estructuras de red de distribución

Esta separación estará de acuerdo a las necesidades del diseño, las cuales son determinadas por: la cantidad y ubicación de los usuarios, la magnitud de la carga, las consideraciones topográficas del terreno, las características mecánicas del conductor y sobre todo, por las holguras mínimas, admitidas por los conductores suspendidos sobre el suelo, sobre las vías de comunicación y entre ellos.

2.2.6.2. Vanos en redes de distribución secundaria

Cuando el vano sea menor o igual a 50 m se utilizará bastidor y cuando sea mayor de 50 m pero menor o igual a 100 m se utilizarán tres estribos con una separación de 40.6 cm. Entre cada uno. En las estructuras que estén en tangente y que no sean de remate, se admite el uso de perno para aislador de carrete en lugar del estribo o el bastidor.

2.2.6.3. Vanos en redes de distribución primaria

Dentro de una red de distribución, con estructuras en media y baja tensión, con media tensión de 34.5 kV, el poste de concreto deberá ser de 10.67 m clase 341, o de madera de 10.67 m, clase 5. El vano máximo entre estructuras será de 100 m

Cuando existan vanos menores o iguales a 50 m, que han sido colocados con el propósito de atravesar caminos, calles o carreteras, sujetas al tránsito de camiones o camionetas y estén intercalados entre vanos mayores, se deberán colocar batidores en ese vano, para elevar la altura del servicio secundario. Cuando el vano de 50 m se deba a situaciones de diseño, se debe continuar con la colocación de estribos a cada 406 mm esto se hace para aliviar los esfuerzos de corte sobre el poste.

2.2.6.4. Vanos en línea de distribución

Las longitudes en vanos de líneas de distribución están influidos por la topografía del terreno, la resistencia mecánica de los conductores o por las holguras mínimas que dependen de la naturaleza del suelo, así como la importancia y tipo de las vías de comunicación sobre la que están suspendidos los conductores. La determinación óptima de la longitud de los vanos, se establece con la aplicación de procedimientos de campo y gabinete. En este caso, la aplicación de las ventajas de la plantilla de localización resulta ser el procedimiento de primera selección, sin embargo es también importante disponer de las flechas de montaje a diferentes temperaturas y para diferentes longitudes de vano.

En la tabla IX se encuentran la aplicación de vanos máximos y sus flechas.

**TABLA IX APLICACIÓN DE VANOS MÁXIMOS Y SUS FLECHAS
PARA DISTRIBUCIÓN EN 34.5 kV**

Conductor	Vano	Flecha
ACSR No. 2 AWG	1000	114
ACSR No. 1/0 AWG	1000	118
ACSR No. 2/0 AWG	1000	119
ACSR No. 3/0 AWG	1000	120
ACSR No. 4/0 AWG	1000	120

Fuente: **Manual de líneas y redes de distribución INDENOR 97**

2.2.7. Retenidas

El diseño de retenidas o anclajes deberá ser confiable y seguro, sin limitar la cantidad de anclas a ser utilizadas. El cable a ser utilizado deberá ser como mínimo el cable de acero galvanizado HS de 3/8". La varilla de anclaje deberá estar provista de guardacabo incorporado aunque se admite el uso de guardacabo por separado. Cuando

se opte por guardacabo por separado, deberá ser aprobado por el INDE. Las anclas, deberán tener un mínimo de 100 pulgadas cuadradas y ser galvanizadas.

Cuando en un poste existen varias líneas, el cálculo para la orientación correcta de la(s) retenida(s) se hace por medio de un polígono de fuerzas. Este cálculo se hace para retenidas en líneas de media y baja tensión.

Para evitar el desplome de los postes, en desvíos y remates de línea, se colocaran las retenidas(tirantes) necesarios en los lugares donde no estorben el flujo de tránsito y no entorpezcan el paso de peatones, de acuerdo con la situación se podrán usar los tipos de retenidas siguientes:

- a- Retenida de ancla
- b- Retenida de tipo pared
- c- Retenida de estaca y pared
- d- Retenida de estaca y pared simple y doble
- e- Retenida de poste a poste
- f- Retenida de puntal.

Las retenidas deberán ser fijadas al poste con los herrajes correspondientes y no se permitirá fijaciones con amarres o enrollados. Los agujeros para la colocación de anclas deberán hacerse verticalmente y con la ranura correspondiente, practicada en el suelo, para que la varilla que conecte el ancla al cable quede en la misma dirección de dicho cable. Los tipos de retenidas antes mencionadas, las presentan en los dibujos del **anexo 1**.

2.2.8. Estructuras

2.2.8.1. Estructuras de la red de distribución primaria

En el anexo 1, se presenta el tipo de estructura primaria, trifásica y monofásica.

2.2.8.2. Retorno por tierra

Construcción de líneas monofásicas empleando el sistema de retorno por tierra, se aplicará en los casos que reúnan todos los requisitos siguientes:

- a- Que sea un alimentador lateral
- b- Suelos de valores de resistencias de puestas a tierra en cada punto de conexión a la misma, no mayores de 10 ohm en época seca
- c- Instalaciones con transformadores de distribución, no mayores de 25 kV
- d- Poblaciones de bajo índice de crecimiento de consumo de energía eléctrica
- e- Poblaciones que requieren energía eléctrica, monofásica 120/240 V.

2.2.8.3. Retorno por hilo neutro

En la construcción de líneas monofásicas se empleará el sistema de retorno por hilo neutro y se aplicará en los casos que reúna todos los requisitos siguientes:

- a- Para poblaciones que requieren energía eléctrica monofásica 120/240 V.
- b- Para instalaciones de servicios en que no se espere motores monofásicos mayores de 10 HP
- c- En aquellos casos en que no se puedan obtener valores de resistencia de tierra menores o igual a 10 ohm
- d- Instalación de transformadores mayores de 25 kV

En el **anexo 1**, se presenta el tipo de estructuras para la construcción de líneas primarias monofásicas de retorno por tierra y retorno por hilo neutro.

2.2.8.4. Red de distribución secundaria, circuito de baja tensión

Los circuitos de baja tensión se constituyen en estructuras que no contienen circuitos primarios de alta tensión, estas estructuras se presentan en el **anexo 1**.

Los circuitos de baja tensión se presentan frecuentemente asociados con circuitos de alta tensión o independientes, estas estructuras se presentan en el **anexo 1**.

2.2.9. Transformadores

2.2.9.1. Transformadores para servicio residencial

La colocación de transformadores deberá efectuarse considerándolos como centros para alimentación radial, el radio de acción del brazo, para cada capacidad de transformador, se encuentra detallado en el cuadro respectivo, las conexiones del tipo de banco a utilizar se pueden observar en el **anexo 1**

2.2.9.2. Transformadores para servicio industrial

En este tipo de servicio exclusivo, deberá utilizarse un banco de tres transformadores monofásicos tipo convencional o un transformador trifásico. Los transformadores deberán protegerse con pararrayos apropiados y fusibles para protección y desconexión, todo transformador será puesto a tierra, las conexiones del tipo de banco a utilizar se pueden observar en el **anexo 2**

2.2.9.3. Transformadores y carga a instalar

La carga a instalar depende de los usuarios que se conectarán al transformador, de la capacidad de éste, depende la cantidad de servicios que se le puedan conectar.

Cuando se calcula la carga a instalar en un transformador, se debe tomar en cuenta los servicios de alto consumo, tales como, bombas de agua, soldaduras eléctricas, molinos de nixtamal, etc., estos consumos debe estar ubicados a una distancia máxima de 100 m del transformador y deben tomarse en cuenta al momento de realizar el estudio.

La clasificación de que una población o alguna parte de ella, pertenece al área rural o a la semi-rural, para propósitos de electrificación y que se encuentre en la jurisdicción del INDE, es atribución exclusiva de ésta institución.

Para el área rural, se han considerado las cantidades de usuarios por transformador que se registren en la columna tres de la tabla X considerando como consumo promedio de 500 VA a cada usuario.

Para las áreas semi-rurales y urbanas se considera un consumo de 1000 VA, tal como aparece en la columna cuatro de la misma tabla X.

**TABLA X APLICACIÓN DE TRANSFORMADORES PARA RED DE
DISTRIBUCIÓN EN 34.5 kV**

Capacidad del Transformador Autoprotegido KVA	Longitud Máximo del Brazo M	Número de Usuarios por Transformador En Area Rural (*)	Número de Usuarios por Transformador En Area Urbana y semi-rural (*)
10	350	15	7
15	350	23	11
25	350	39	18

Nota: * Cantidad de servicio cuando se usa $FC=0.75$, que considera un año de servicio del transformador para que alcance la saturación.

Fuente: **Manual de líneas y redes de distribución INDENOR 97**

2.2.10. Protección

Cuando se diseñe una red de distribución se deberá considerar la protección necesaria en la derivación o punto de toma de la media tensión.

Existen varios tipos de protección que están indicadas para instalar en una derivación de media tensión, los más comunes son:

Cuando la derivación se hace de una línea de distribución y la distancia del punto de toma al transformador es mayor o igual a 1 km. Se colocan pararrayos y cortacircuitos en la estructura de derivación (espolón).

En la misma situación, cuando la distancia es menor de 1 km. Se coloca únicamente cortacircuitos en la estructura de derivación (espolón).

2.2.11. Corta circuito fusible

Todas las derivaciones se deberán proteger de la línea principal (troncal o ramal), mediante los correspondientes pararrayos y/o cortacircuitos fusibles, según se establece en el inciso anterior y se detalla en la tabla XI.

**TABLA XI APLICACIONES DE CORTACIRCUITOS Y PARARRAYOS
EN 34.5 kV**

Tensión	Cortacircuitos (*)	Pararrayos	BIL
34.5 kV	27 kV	27 kV	150

Nota: * Los cortacircuitos deben tener dispositivos que permitan el uso del rompecargas.

Fuente: **Manual de líneas y redes de distribución INDENOR 97**

2.2.12. Sistemas de tierras

Para los sistemas de distribución en particular es importante obtener valores relativamente bajos de resistencia de tierra, 10 ohmios en verano, en los puntos de conexión, por seguridad, por efectividad de la coordinación de aislamiento y de la operación de la protección y por la calidad del servicio que suministra.

2.2.12.1. Puesta a tierra en sistemas primarios

El neutro de la distribución primaria debe conectarse a tierra a cada 300 m.

2.2.12.2. Características de las puestas a tierra

El estudio de tierras que se realiza a continuación se refiere a sistemas de distribución monofásicos, ya sea de líneas con retorno por hilo neutro o bien en líneas con retorno por tierra.

En una red de distribución, con líneas con retorno por hilo neutro o con retorno por tierra, la puesta a tierra del banco de transformación debe ser única y general, para transformador, pararrayos y neutros del primario y secundario.

En estos puntos de transformación, para garantizar la seguridad de personas y equipo, debe considerarse las tensiones de contacto y de paso, respectivamente. En caso de postes de concreto, la bajada a tierra debe hacerse por el interior del poste. En el caso de postes de madera se colocará la bajada a tierra en la parte exterior del mismo con un protector de madera de 6 pie de largo. De esta forma resulta físicamente imposible que una persona quede expuesta a potenciales de contacto y en consecuencia solamente se considera el cálculo de tensiones de paso que, son en general menor que las de contacto. La resistencia de tierra máxima para las capacidades normalizadas de transformadores, debe cumplir con la norma de tensión máxima de paso de 40 voltios, a una sobrecarga del 50% sobre su capacidad nominal.

2.2.12.3. Línea con retorno por hilo neutro

Este sistema se caracteriza por poseer un conductor de fase y un conductor de hilo neutro con múltiples puestas a tierra, esto es, a intervalos de 300 m. Si en la estructura existe retenida el hilo neutro debe conectarse a la retenida donde existan.

En redes de distribución, el hilo neutro del primario se conecta con el hilo neutro del secundario aterrizándolo conjuntamente en los puntos donde exista neutro de transformación y protección que existieren.

2.2.12.4. Líneas con retorno por tierra

Este sistema se caracteriza por poseer solamente un conductor de fase. El circuito de corriente se cierra a través de tierra. En red de distribución en los puntos de transformación se conectara el terminal del neutro del transformador al tanque del mismo, donde a su vez se conectará el secundario. Este deberá tener dos puestas a tierra en los postes adyacentes a los que se encuentre el transformador.

2.2.12.5. Tipos de sistemas de puesta a tierra

Si los valores de resistencia no son alcanzados al instalar solamente una varilla, se pueden incrementar el número de varillas hasta alcanza el valor requerido de resistencia, utilizando para ello el sistema de puesta a tierra adecuado.

El tipo de puesta a tierra se refiere a la configuración física para alcanzar valores de resistencia requeridos, los elementos que componen el sistema, son:

- a- Varillas para tierra de 8 pies de largo, con alma de acero de 5/8 pulgas de diámetro con recubrimiento de cobre
- b- Conductor número 2 AWG, de cobre desnudo
- c- Mordaza de bronce
- d- Conector de comprensión, para derivaciones subterráneas.

Tipo A: una sola varilla

La varilla debe estar a una distancia horizontal no menor de 0.50 m de la superficie del poste. La cabeza de la varilla debe estar enterrada a una profundidad no menor de 1 pie, en el **anexo 1** se observa este tipo de puesta a tierra.

TIPO B: dos varillas

Además de los requisitos del sistema tipo A, las dos varillas requeridas deben estar a una distancia de 5 m, en el **anexo 1** se observa este tipo de puesta a tierra.

TIPO C: tres varillas

Además de los requisitos del sistema tipo A, las tres varillas deben estar equidistantes a una distancia de 5 m los valores de resistencia medidos en el sistema tipo A son reducidos mediante el sistema tipo C por un factor igual a 0.39, en el **anexo 1** se observa este tipo de puesta a tierra.

TIPO D: cuatro varillas

Además de los requisitos del sistema tipo A, tres varillas deben estar separadas 10 m y la otra dependerá del ancho de la calle, de acuerdo al sitio de la instalación. Los valores de resistencia medidas en el sistema tipo A son reducidos mediante el sistema tipo D por un factor igual a 0.29, en el **anexo 1** se observa este tipo de puesta a tierra.

2.2.12.6. Medición de la resistencia de puesta a tierra

La medición de la puesta a tierra debe hacerse después de 15 días de instaladas las varillas en el sitio, ésta recomendación es debido a que durante el hincado de la varilla,

ésta se separa del terreno adyacente como consecuencia de la vibración, dando lecturas erróneamente altas.

Para evitar esto, se necesita el apisonamiento del terreno adyacente a la varilla, inmediatamente después del hincado de la misma y un tiempo suficiente para que la tierra entre en contacto con la varilla.

El valor de la resistencia de tierra máxima debe ser de 10 ohmios en verano.

2.3. Etapas para el diseño de líneas y redes de distribución primaria en 34.5 kV

Para el diseño de líneas y redes de distribución, se pueden considerar cuatro etapas que son:

- a- Levantamiento topográfico (trabajo de campo)
- b- Dibujo de plano de la población
- c- Diseño de la línea y/o red de distribución
- d- Presentación del plano del proyecto

2.3.1. Levantamiento topográfico

Los planos de cabeceras departamentales o municipales, regularmente se pueden obtener en el Instituto Nacional de Estadística, INE.

Los planos de aldeas, caseríos y cantones, son elaborados por la empresa contratada para el diseño de la línea quien realizara los levantamientos topográficos, cálculo de libretas de topografía y dibujo de la población de acuerdo a las informaciones

dadas por los interesados en el servicio de energía eléctrica, en cuanto al alcance al área a cubrir.

Para realizar el trabajo de campo que se desarrolla en la población a electrificar, se deben tomar en cuenta los datos relacionados con la topografía del lugar. Se lista, se numera y se ubican los linderos de la propiedad de los interesados, localización de postes existentes, determinación de la carga por usuario y total, los accidentes geográficos más importantes, los puntos críticos del terreno (curvas y bordes de caminos, árboles, bordes y fondos de barrancos, etc.) cercos de los terrenos y propiedades, derechos de vía, para poder realizar un diseño que sea confiable y seguro.

Cuando se efectúa el levantamiento topográfico se debe dibujar en la libreta de campo, un trazo preliminar de lo que será la línea y/o red de distribución e indicar los puntos críticos en los que, debido a las características topográficas, obligadamente debe darse un poste.

2.3.2. Dibujo del plano de la población

En el caso de la red de distribución de una población, después de elaborar el levantamiento topográfico, se procede a elaborar el plano del mismo, éste debe incluir toda la información que contenga la libreta de topografía.

En el plano de la población deben aparecer todas las casas de las personas interesadas, identificadas con el número que les corresponde, según la lista que se haya elaborado. También deben aparecer los caminos, calles y accidentes geográficos importantes.

Cuando se dibuja el plano de la población se debe hacer a escala, para facilitar la interpretación del mismo y la cuantificación del proyecto en forma correcta. La escala

usada deberá aparecer en el despiezo o al pie de los detalles individuales.

Cuando sea necesario que el primario de la red, sea tendido a través de un barranco, a distancias mayores que las establecidas en la sección de vanos, es necesario hacer el levantamiento topográfico del barranco, los bordes y el fondo del mismo, con la finalidad de verificar las localizaciones correctas de las estructuras y del conductor.

No se admite que el servicio secundario sea diseñado para pasos de barrancos u hondonadas si el tramo es mayor de 100 metros.

Además de lo anterior, el plano debe incluir: el despiezo o pie de formato que contenga toda la información relacionada con el proyecto simbología de los materiales, escala empleada y equipos utilizados en el punto, detalles de postes a utilizarse pudiendo ser éstos de, 8, 9, 10.67 o 12 metros, la composición y calibre de los conductores, para el uso de estribos y las notas relacionadas con la red de distribución. Después de haber obtenido la información de la carga total, es necesario solicitar a la empresa encargada de suministrar el servicio eléctrico, un dictamen técnico sobre la capacidad eléctrica del sistema, para atender la carga, suministro a servir.

2.3.3. Rotulo y despiezo

En el rotulo y despiezo deberá consignarse la siguiente información.

Nombre de la compañía o responsable que hace el estudio de ingeniería.

Identificación del plano.

Nombre de las personas encargadas del dibujo, diseño y cálculo del estudio de ingeniería.

Escala utilizada en el plano.

Lugar y fecha de elaboración del plano.

Nombre, firma y número de colegiado activo del colegio de ingenieros CIG, del ingeniero responsable del proyecto.

Firma y fecha de aprobado por el INDE.

2.3.4. Diseño de la línea y/o red de distribución

Este diseño se encuentra apoyado en la consideración de aspectos fundamentalmente teórico prácticos y en las propiedades físicas y químicas de los componentes de la infraestructura de redes y líneas, toca los aspectos siguientes:

- a- Diseño y dibujo de la planta perfil de la línea de distribución.
- b- Localización de estructuras en el perfil.
- c- Diseño y dibujo de la red de distribución.
- d- Revisión y aprobación de planos.
- e- Elaboración de la lista de materiales y presupuesto.
- f- Presentación de los planos, cálculos y libretas de topografía.
- g- Elaboración del plano final de cómo quedó construido el proyecto.

2.3.5. Presentación del plano del proyecto

La empresa encargada de suministrar la energía eléctrica para el voltaje de 34.5 kV en nuestro medio es: el INDE, a quien se deben presentar los planos del proyecto a desarrollar. La presentación de planos, para su respectiva revisión y aprobación deberá hacerse antes de efectuarse cualquier trabajo de construcción y antes que se emita la apertura de obra.

La presentación final del diseño de una línea o red de distribución se debe dibujar en papel calco y debe ser elaborado con tinta china, utilizando los formatos y las escalas

respectivas. En el caso del diseño de una línea de distribución podrá utilizarse el formato de planta perfil.

Para propósitos de emisión de apertura de obra, la presentación de los planos deberá ser acompañada de los siguientes documentos:

- a- Dictamen del estudio técnico de capacidad eléctrica.
- b- Libreta topográfica calculada, del trazo del proyecto.
- c- Memoria del cálculo del diseño de la línea o red de distribución.
- d- Diagrama unifilar.
- e- Listado de los materiales, datos técnicos del equipo y presupuesto del proyecto.
- f- Acta de derecho de vía.

2.3.6. Requisitos de los formatos para presentación de planos

El tamaño del formato a usar estará determinado por las medidas y márgenes que se muestran en la tabla XII.

TABLA XII REQUISITOS DE LOS FORMATOS

FORMATO	MEDIDAS DEL FORMATO A x B (mm)	MARGENES	
		C (mm)	D (mm)
A1	594 x 841	10	30
A2	420 x 594	10	30
A3	297 x 420	10	30
A4	297 x 210	10	30

Fuente: Manual de líneas y redes de distribución INDENOR 97

2.3.7. Información que debe presentarse en los planos

Los planos deben presentarse en forma clara, legible con letra de molde y de preferencia rotulados con máquina de rotular.

Todas las medidas, acotaciones, deben hacerse en el Idioma Español y en el Sistema Internacional de Medidas (S.I.).

2.3.8. Acometidas

2.3.8.1. Acometidas en área urbana

Las acometidas para las casas deben tener una longitud máxima de 40 m. Se permite un incremento hasta del 10% en casos especiales aprobados por el INDE. Las alturas al centro del vano cuando exista cruce de calle será de 5.5. m y cuando no exista cruce de calle de 3.0 m.

2.3.8.2. Acometida en área rural

En el área rural se admite que la longitud máxima de las acometidas sea de 100 m. En este caso se deberá usar línea abierta con conductores desnudos, suspendidos por aisladores de carrete en ambos extremos. El soporte de la acometida en el punto de entrega deberá ser fijado a una parte sólida de la vivienda o en un poste suministrado por el interesado, a 6.86 m sobre el nivel de la calle, colocado en el límite de la propiedad, el poste de concreto o madera, suministrado por el interesado, será clase 5, de 9.00 m de longitud, estará dotado de anclaje correspondiente y deberá cumplir con las especificaciones normalizadas para postes, ver tabla VI y VII referente a aplicación de postes.

El poste de concreto deberá empotrarse a una altura de 1.30 m. El poste de madera deberá empotrarse 1.68 m. En ambos casos deberá dotarse a la estructura de la retenida correspondiente.

Para el servicio residencial únicamente se admiten medidores de kWh de tipo ciclométrico. Se deberá instalar en el límite entre la propiedad pública y la propiedad privada o a un máximo de 2.0 m dentro de la propiedad privada, con la esfera visible y mirando hacia la calle, a una altura de 2.0 m del rostro inferior del medidor al nivel del suelo.

La acometida debe ubicarse en el paso de servidumbre que exista entre propiedades privadas adyacentes.

Las acometidas de servicio residencial deberán efectuarse en una cantidad de 8 por poste, cuando se requieran más de 8 se deberá efectuar una extensión de red con conductor del mismo calibre de la línea de distribución secundaria, de donde a su vez, saldrán las acometidas necesarias utilizando los postes adicionales que se requieren. En el **anexo 1** se presentan esquemas de la construcción de acometidas.

2.3.9. Neutro

Todas las líneas de distribución trifásica o monofásica llevarán su correspondiente neutro; en el caso de las estructuras con distribución secundaria, solamente el neutro de la distribución primaria será el mismo neutro de la distribución secundaria. En todo caso no deberán existir sectores de línea de distribución primaria sin neutro ya sea común con el secundario o propio. El neutro de todos los sectores deberá ser un solo. Cuando haya sectores de la red sin secundario como en el caso de separación de circuitos, el neutro deberá extenderse para unir a ambos para formar un solo circuito de neutros. Los

calibres para neutros se pueden encontrar en la tabla II. La separación de neutros se puede observar en las estructuras correspondientes del **anexo 1**.

2.3.10. Ramales o brazos del servicio secundario

Se miden desde el transformador hasta el último poste con baja tensión. Estos ramales pueden salir en cualquier dirección a partir del punto de origen, la longitud de un brazo o ramal será de 350 m máximo, en el área rural.

Se emplearán transformadores monofásicos tipo autoprotegido para servicio 120/240 V, 3 hilos. Cuando se requiera servicio trifásico se emplearán tres transformadores monofásicos tipo convencional, en forma de banco, de acuerdo a la carga, las conexiones del tipo de banco a utilizar se pueden observar en el **anexo 2**.

El objetivo de los ramales o brazos es, llegar a todas las casas que aparecen en la solicitud de introducción de energía eléctrica, éstos brazos son los que forman la red de distribución.

3. REGLAMENTO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE ACOMETIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA VOLTAJE EN 34.5 kV

3.1. Información general

El consumidor o solicitante antes de comprar e instalar cualquier equipo eléctrico deberá consultar las oficinas de la empresa de Distribución de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación INDE, empresa que tiene bajo su responsabilidad la distribución de energía eléctrica en el voltaje de 34.5 kV.

3.2. Definiciones

Acometida	Esta formada por los conductores y accesorios que conectan la línea de distribución secundaria del punto de toma al punto de entrega.
Canalización	Se refiere a canales, canaletas, ductos o tubos conduit galvanizados por donde se hace pasar los conductores, con el fin de protegerlos de esfuerzos mecánicos y evitar el contacto de personal no calificado con los mismos.
Clase de servicio	Se refiere a la clasificación general de la instalación del usuario, dependiendo de las características y carga concreta.
Contador	Aparato que se usa para medir la energía y/o potencia eléctrica utilizada por el usuario durante periodos de tiempo definidos, puede ser de varios tipos

Tipo E se refiere a contadores que se instalan en el exterior del inmueble.

Tipo I se refiere a contadores demandómetros o tableros múltiples de contadores, que se instalan en el interior del inmueble.

- Extensión de línea** Se llama así a la prolongación de líneas eléctricas de distribución o el cambio de su capacidad, después del estudio correspondiente.
- Cable de servicio** Son los cables que partiendo del secundario de los transformadores, van hasta el contador.
- Precintos** Son los dispositivos de seguridad, que se colocan en contadores y en puntos donde la empresa de distribución estime conveniente, para evitar que personas no autorizadas tengan acceso a la parte interior de los contadores o conductores con corriente no medida.
- Voltaje nominal** Es el valor asignado a la magnitud del voltaje de un sistema con el fin de clasificarlo.

3.3. Acometida industrial en 34.5 kV

3.3.1. Solicitud de servicio

El usuario o empresa interesada en este servicio deberá dirigir su solicitud por escrito a las oficinas de la empresa distribuidora de energía eléctrica del INDE, indicando, la ubicación del inmueble, carga que demanda, plano unifilar del circuito a instalar con firma y sello de profesional competente, estos requerimientos son necesarios para realizar el estudio correspondiente en la red para la carga demandada.

3.3.2. Voltajes de servicio

Este puede ser primario o secundario.

Primario cuando es 34.5 kV/ 19.9 kV.

El secundario normal puede ser:

- a- 120/240 voltios, trifásico, delta, 4 alambres.
- b- 208/120 voltios, trifásico, estrella aterrizada, 4 alambres.
- c- 480/277 voltios, trifásico, estrella aterrizada, 4 alambres
- a- 480/240 voltios, trifásico, delta, 4 alambres.

3.3.3. Equipo

Transformadores, equipo de medición.

3.3.3.1. Transformadores

Para la construcción del banco de transformadores, el usuario o consumidor debe cumplir con las especificaciones correspondientes, las que a continuación se detallan:

- a- Transformador monofásico tipo convencional
- b- 60 hertz
- c- Enfriamiento natural por inmersión en aceite dieléctrico.
- d- Voltaje nominal primario de 34.5/19.9 kV.
- e- Voltaje nominal secundario de 240/120 voltios
- f- Nivel básico de impulso de 125 kV
- g- Regulación con taps de $2 * 2 \frac{1}{2}\%$ para mas o menos 5% en total.

- h- Capacidades nominales 10, 25, 50, 75, 100, 167, 250, 333, kVA.
- i- Con dos bushing en el primario.
- j- Con tres bushing en el secundario.
- k- Deberán estar provistos de dos abrazaderas con sus tornillos y tuercas para montaje a postes.
- l- De acuerdo a las normas ANSI vigentes, si el transformador es trifásico, el usuario debe seguir las instrucciones del fabricante del equipo, en cuanto a libranzas mínimas para seguridad y operación.

a- Servicio trifásico Estrella-Estrella a 120/208 voltios usando Transformadores convencionales

Es mas apropiado para cargas trifásicas comerciales o industriales, donde hay grandes cargas de iluminación y fuerza motriz monofásica. Las cargas de luz y fuerza motriz son tomadas de las tres fases por lo que se obtiene un sistema balanceado.

Hay que poner las bobinas del lado secundario del transformador en paralelo para obtener 120/208 voltios.

Precaución, el neutro del primario debe quedar bien conectado al neutro del sistema, pues de lo contrario, pueden producirse voltajes excesivos en el circuito del secundario. El diagrama de conexión puede apreciarse en el anexo 2.

b- Servicio trifásico Estrella Abierta-Delta Abierta a 120/240 voltios usando transformadores autoprotegidos

Bajo las condiciones que suelen encontrarse con mayor frecuencia en el sistema de distribución, en el que por lo general, el factor de potencia de la carga monofásica es

mas alto que el de la carga trifásica, se prefiere la conexión en adelanto ya que proporciona:

Mejor utilización de la capacidad de los transformadores.

Menor caída de voltaje.

Menor desequilibrio de tensión, aunque la regulación de voltaje

Monofásica pueda ser un poco mayor.

Por conexión en adelanto se entiende aquella en la que la carga monofásica se conecta al transformador cuyo voltaje está 120 grados en adelanto, con respecto al voltaje del otro transformador. Para efectuar una conexión en adelanto, en el anexo 2, puede apreciarse el diagrama de conexión, la carga monofásica se conectaría a la primera y tercer línea.

Aplicación

Para suministro de energía monofásica a 120/240 voltios y pequeños porcentajes de energía trifásica.

Es más apropiado para casos en que la carga monofásica es comparable o mayor que la carga trifásica ya que la capacidad es solo el 86.6% de la correspondiente a dos unidades, que forman el banco trifásico. La capacidad de este banco es solamente el 57.7% de la de un banco delta-delta cerrado de tres unidades. Cargas fluctuativas se conectan entre tercera y la cuarta línea.

Este tipo de banco resulta en voltajes secundarios desbalanceados que tienden a dañar cierto equipo trifásico se usan donde la carga es predominante trifásica.

Esta conexión se utiliza también en casos de emergencia cuando se avería alguna unidad de un banco conectado en estrella-delta.

c- Servicio trifásico, Estrella-Delta a 120/240 voltios usa transformadores convencionales

Es mas apropiada para cargas que son predominantemente trifásicas a 240 voltios con porcentaje pequeño de carga monofásica a 120/240 voltios.

Cargas fluctuativas se conectan generalmente entre la tercera y la cuarta línea, debe dejarse flotante el neutral de la estrella primaria, pero el neutral del secundario debe conectarse sólidamente al neutral del sistema y a tierra, conexión en **anexo 2**.

El transformador con la toma intermedia conduce $2/3$ de la carga monofásica a 120/240 voltios y $1/3$ de la carga trifásica a 240 voltios. Cada una de las otras dos unidades conducen $1/3$ de la carga a 120/240 voltios y $1/3$ de la carga a 240 voltios.

Los transformadores convencionales pueden quemarse fácilmente cuando están formando un banco si se produce algún cortocircuito en el circuito del primario, ya que cada transformador puede actuar como un transformador para conexión a tierra cuando existen condiciones de desequilibrio en el sistema primario, lo cual reduce su propia capacidad con respecto a la carga conectada y aumenta la posibilidad de que se queme. si por el contrario, se abre cualquier fase del circuito de alimentación del primario, el banco queda automáticamente conectado en estrella abierta-delta abierta y continúa suministrando energía trifásica a capacidad reducida de 57.7%. Con este tipo de conexión los transformadores pueden quemarse o los interruptores pueden dispararse.

Si el neutro del lado de alta del banco de transformadores en conexión estrella - delta, se conecta al neutro del sistema, el banco puede quemarse por las siguientes razones:

- i- Se producirán corrientes de circulación en la delta que tratan de equilibrar cualquier carga desequilibrada conectada a la línea del primario.
- ii- Actuara como un banco de puesta a tierra y suministrara corriente de corto circuito a cualquier cortocircuito en el sistema al cual está conectado.
- iii- El devanado en delta forma un circuito cerrado por el que circularán las corrientes de la tercera armónica.

El resultado de todos estos efectos es que el banco se ve forzado a conducir corrientes adicionales a su corriente normal de carga. La suma de las corrientes es, en muchas ocasiones, suficientes para quemar el banco.

Cuando se utilizan conexiones en estrella-delta y el neutro del lado de alta tensión del transformador no se conecta al neutro del circuito primario, un conductor desconectado al neutro del circuito primario trifilar, convierte el banco en un conjunto con entrada y salida monofásica. Si el banco alimenta circuitos de motores, se producirán corrientes peligrosas en cada uno de los circuitos de motores trifásicos. La corriente que pasa por dos de los conductores del circuito alimentador de motores será de igual magnitud mientras que la del tercer conductor será igual a la suma de dichas corrientes.

3.3.3.2. Equipo de medición

Por el consumo de energía se puede dividir en medición primaria y medición secundaria, las cuales se detallan a continuación:

3.3.3.2.1. Medición primaria

- i- Demanda de 500 a 1000 kW la medición se hará en el lado primario, en este caso, se instalará el siguiente equipo de medición primaria.

Transformadores de instrumento CT's y PT's.

Contador demandómetro

Caja de contador polifásico clase 100 ó clase 200

Cuando los transformadores estén colocados en sub-estación o a la intemperie, será necesario colocar un rack para la medición primaria.

- ii- Demanda mayor de 1000 kW, las especificaciones se definen a continuación, se utiliza cuando la corriente a medir exceda 200 amperios y el voltaje es mayor de 480 voltios, (por ejemplo 34.5/19.9 kV). Estos casos se presentan cuando la capacidad del banco es mayor de 300 kVA, de acuerdo al reglamento del INDE.

En este caso se utilizan transformadores de corriente CT's, transformadores de voltaje o potencial PT's y un contador clase 10 ó clase 20, en el lado primario. Las características de los transformadores de corriente y potencial como las del contador se detallan en la tabla XIII a continuación.

**TABLA XIII CARACTERISTICAS DE TRANSFORMADORES
DE CORRIENTE, POTENCIAL Y CONTADORES
PARA MEDICION PRIMARIA**

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE CT's	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PT's	CONTADOR
Marca	Marca	Marca
Voltaje de servicio	Voltaje se servicio	Número de serie
Frecuencia	Frecuencia	Voltaje
RF	AT	Clase
AT	Relación	Forma
Relación		Frecuencia

Fuente: **Curso de Instalaciones de Mediciones Eléctricas Primarias y Secundarias**, Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE, Abril 1998.

Para la instalación del contador es necesario utilizar una caja Socket de trece terminales, de tipo sobreponer.

Los transformadores de corriente y potencial deberán instalarse en poste, la caja del contador se instalara en el mismo poste donde se instalen los transformadores de corriente y potencial a una altura de 1.80 m +/- 10 cm respecto al nivel del suelo.

La distancia máxima entre el secundario de los transformadores de corriente y el contador, será de 10 m.

3.3.3.2. Medición secundaria

Por su consumo se dividen en:

- i- Para demandas de 48-70 kW, 240/120 voltios delta, 208/120 voltios estrella,

416/240 voltios estrella, 3 fases, 4 alambres, será instalado un contador demandómetro autocontenido.

- ii- Para demanda de 70 a 500 kW, 208/120 voltios estrella, 240/120 voltios Delta, 416/240 voltios estrella, 3 fases, 4 alambres, en este caso se instalara el siguiente equipo de medición secundaria:

Tres transformadores de corriente, una caja de contador clase 100 ó clase 200 polifásico y un contador demandómetro.

Cuando los transformadores de distribución estén en poste, se utilizará una caja tipo III, que instalara el usuario, esta caja se denomina de esta forma porque en su interior se encuentran los tres transformadores tipo dona para la medición de corriente en el lado secundario.

- iii- Demanda mayor de 1000 kW, las especificaciones se definen a continuación:

Cuando la corriente a medir exceda de 200 Amperios, pero el voltaje es menor o igual a 480 voltios, se utilizaran transformadores de corriente tipo ventana o tipo dona, esta medición se realizará en el lado secundario.

Instalación del equipo de medición secundario:

El equipo de medición secundario, lo suministra el interesado, instala el equipo y el conduit metálico entre el secundario de los transformadores de corriente y la caja del contador.

El alambrado entre el contador y el secundario de los transformadores de corriente, lo hará personal de una empresa que se dedique a estos trabajos, siendo supervisado por personal de la empresa de distribución.

3.3.4. Acometida

3.3.4.1. Número de acometidas

Todo inmueble debe ser alimentado con una sola acometida, ya sea en alta o en baja tensión.

3.3.4.2. Tipos de Acometidas

La acometida puede ser primaria o secundaria. La primaria puede ser aérea o subterránea. La aérea se realiza en alta tensión, ésta puede realizarse de las siguientes formas:

- i- Partiendo del ultimo poste de la red de distribución primaria, hasta el poste en el que se encuentren ubicados los transformadores, dentro del inmueble del usuario, ver figura de sub-estación en poste en el **anexo 2**.
- ii- Partiendo del último crucero de la distribución primaria, bajando en alta tensión hasta el banco de transformadores ubicados en el patio del inmueble, siempre y cuando no interfiera con el paso peatonal y de vehículos, utilizando para este trabajo, un rack y terminales para la bajada de los conductores y de un tubo conduit galvanizado de cuatro pulgadas para la canalización de los conductores, el cual deberá colocarse junto al poste de bajada, ver figura de sub-estación en patio en el **anexo 2**.

Por otra parte la acometida primaria subterránea, este servicio requiere la instalación y construcción de tubos de bajada, cajas de registro, según la extensión de líneas elaborada por la empresa y canalización de ductos.

La acometida en alta tensión requiere que se instalen: un tubo de bajada que se instala a la par del poste, el usuario deja instalados dos ductos en el suelo siendo uno de ellos de repuesto, como se muestra en la figura del **anexo 2**, además se requiere de un rack para terminaciones para cable de 34.5 kV.

La canalización subterránea hace necesaria la construcción de ductos para el cable de acometida tal, se puede apreciar los detalles en las figuras del **anexo 2**.

Cuando la distancia entre el poste de distribución y la plataforma donde se encuentran ubicado el banco de transformadores es menor de 10 metros no es necesaria la construcción de caja de registro.

El tipo de cajas de registro se puede apreciar en el **anexo 2**.

La acometida secundaria también puede ser aérea o subterránea .

La aérea deberá construirse de acuerdo a lo establecido en el capítulo dos referente a acometidas residenciales, ver detalles en figuras del **anexo 1**.

Por su parte, la acometida secundaria subterránea, se usa cuando el calibre requerido necesite más capacidad de conducción que el 4/0s aluminio, el interesado deberá hacer una acometida subterránea de acuerdo con las especificaciones de la acometida primaria subterránea, poniendo dos ductos, de modo que uno quede a la altura del pie del poste, y el otro a una altura 18 pulgadas abajo del secundario, ver figura en el **anexo 2**.

Si los cables de la acometida se van a conectar a los bushings del secundario de los transformadores, se debe dejar una la longitud de cable fuera del tubo de canalización de 5 m.

3.3.4.5. Transformadores instalados en poste

Una sub-estación para distribuir energía eléctrica en una planta o industria, se puede construir instalando los transformadores en un poste según la figura en **anexo 2**, siempre que cumpla con los requisitos y especificaciones siguientes:

- a- El poste de distribución debe estar ubicado en el predio de la planta o industria, sin que obstruya el tránsito de vehículos.
- b- El poste, los transformadores de distribución, la caja del contador, el alambrado de medición y el contador, los instala personal de empresa calificada para desarrollar este tipo de trabajos.
- c- El contador lo proporciona el interesado a la empresa de distribución de energía eléctrica, para su respectiva calibración y revisión, previo a su instalación.
- d- La capacidad del banco a instalarse en el poste no debe ser mayor de 225 kVA

Los materiales y equipo necesarios para la realización de dicho trabajo los proporciona el interesado, ver detalle en figuras del **anexo 2**.

3.3.4.6. Transformadores instalados a la intemperie

Se puede construir una sub-estación para distribución de energía eléctrica a la intemperie, instalando los transformadores en una área dentro de la propiedad del interesado o usuario, siempre y cuando no interrumpa la vía de paso peatonal y/o de vehículos, considerando para este caso los dibujos que se presentan en la figura del anexo 2.

3.3.5. Interruptor general

Es necesario colocar un interruptor principal con las capacidades de carga y de interrupción adecuadas, con el fin de proteger las líneas de la empresa de distribución de energía eléctrica, de fallas en el sistema interior.

a- Para transformadores en poste

El interruptor general debe estar localizado, a no más de 5 m. de los transformadores de corriente hacia el lado de la carga.

b- Para transformadores a la intemperie

El interruptor general debe estar localizado, a no más de 5 m. de los transformadores de corriente hacia el lado de la carga.

4. ESTUDIO ECONÓMICO SOBRE TIPOS DE CONDUCTORES PARA LA DISTRIBUCION EN 34.5 kV

4.1. Conductores de cobre

Los conductores de cobre son empleados comúnmente en las instalaciones eléctricas debido a:

El cobre es un metal muy maleable y muy dúctil, de color rojizo. Se puede vaciar, forjar, laminar, estirar y maquinar, el trabajo en frío lo endurece pero recocido lo lleva de nuevo a su estado suave. La densidad varía ligeramente con el estado físico, 8.9 gramo por centímetro cúbico es su valor promedio. Se funde a 1 083 grados centígrados, y en este estado tiene un color verde marino, al calentarlo a muy altas temperaturas se vaporiza y se quema con una flama verde típica. El cobre entra fácilmente en aleación con muchos otros metales, en atmósferas ordinarias no queda sometido a una corrosión apreciable, su conductividad eléctrica es muy sensible a la presencia de ligeras impurezas en el metal.

Al exponer el cobre a atmósferas ordinarias se oxida adquiriendo un color negro, pero la capa de oxidación es protectora por lo que el proceso de oxidación no es progresivo. Al exponerlo al aire húmedo con bióxido de carbono, se recubre con una capa de carbonato básico verde que tiene también carácter protector. A temperaturas superiores a 180 grados se oxida en aire seco.

En presencia de amoníaco, se oxida fácilmente en el aire, y resulta también afectado por el bióxido de azufre. El cobre no es fácilmente atacado a altas temperaturas inferiores al punto de fundición, por el hidrógeno, nitrógeno, monóxido de carbono, bióxido de carbono o por el vapor de agua.

El cobre fundido, absorbe con facilidad oxígeno, hidrógeno, monóxido de carbono y bióxido de azufre, pero al enfriarse los gases ocluidos se liberan en gran medida y tiende a producir burbujas o vacíos porosos. El cobre en presencia del aire no se disuelve en ácido hidroclicórico o ácido sulfúrico diluido pero es fácilmente atacado por el ácido nítrico diluido. Es también corroído por soluciones marinas y agua de mar.

En el **anexo 3** se listan las Normas Industriales para conductores de Cu, Al y sus Aleaciones.

4.1.1. Relación de la conductividad térmica eléctrica del cobre

La ley de Wiedemann-Franz-Lorenz, que establece que la razón entre las conductividades térmica y eléctrica a una temperatura dada es independiente de la naturaleza del conductor, es válida con muy buena aproximación para el cobre. La relación $K/\sigma T$ (donde K = conductividad térmica, σ = Conductividad eléctrica, T = temperatura absoluta) para el cobre tiene una relación de conductividades de 5.45 a 20 grados centígrados.

4.2. Conductores de aluminio

Los conductores de aluminio son igualmente empleados como los conductores de cobre en las instalaciones eléctricas debido a que:

El aluminio es un material dúctil, de color blanco plata que se puede fácilmente laminar, enrollar, extruir y forjar. Su densidad relativa es de 2.703, el aluminio puro se funde a 660 grados centígrados.

El aluminio tiene conductividad, térmica y eléctrica relativamente altas, el metal está siempre cubierto con una película delgada invisible de óxido que es impermeable y

protectora. Por esto el aluminio muestra estabilidad y larga vida bajo exposiciones atmosféricas ordinarias.

La exposición de atmósferas con alto contenido de sulfuro de hidrógeno o bióxido de azufre a temperaturas ordinarias no causa ataques severos al aluminio y por esta razón el aluminio o sus aleaciones se pueden usar en atmósferas que serían rápidamente corrosivas a muchos otros metales.

En general, las partes de aluminio no deben, exponerse a soluciones salinas mientras estén en contacto eléctrico con partes de cobre, bronce, níquel, estaño o acero ya que es factible que ocurra un ataque galvánico al aluminio. El contacto con el cadmio en tales soluciones no acelera en forma apreciable el ataque al aluminio, mientras que el contacto con el zinc (o con el acero recubierto de zinc siempre que el recubrimiento esté intacto) en general es benéfico ya que el zinc es atacado selectivamente y protege en forma catódica las superficies adyacentes del aluminio.

La mayor parte de los ácidos orgánicos y sus soluciones acuosas tienen poco o ningún efecto en el aluminio a temperatura ambiente, aunque el ácido oxálico que es corrosivo, es una excepción. El ácido nítrico concentrado (aproximadamente 80% por peso) y el ácido sulfúrico humeante se pueden manipular en recipientes de aluminio. Sin embargo las soluciones más diluidas de esos ácidos son más activas. Todas, excepto las soluciones más diluidas (menos de 0.1%) de los ácidos hidroclicóricos e hidrofúorico tienen una acción rápida corrosiva sobre el aluminio. Las soluciones de álcalis fuertes, de potasio o hidróxidos de sodio, disuelven rápidamente el aluminio. Sin embargo, el hidróxido de amoníaco y muchas bases orgánicas fuertes tienen poco efecto sobre el aluminio y se pueden usar con éxito en contacto con él.

La aleación de aluminio 1 350 para conductores eléctricos, tiene una pureza de aproximadamente 99.5% y una conductividad mínima de 61.0% IACS (International Annealed Copper Standard).

El aluminio trabajado en frío se suaviza con el recocido, con disminución de su resistencia a la tensión e incremento de su ductilidad.

En el **anexo 3** se listan las Normas Industriales para conductores de Cu, Al y sus aleaciones.

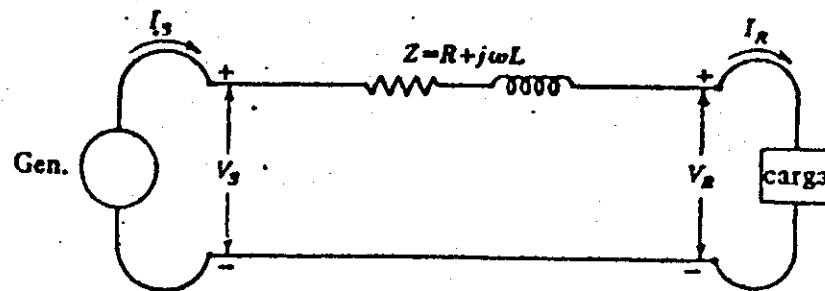
En cuanto a usos de los conductores de aluminio y de cobre, se tiene que actualmente se utiliza conductores de aluminio con alma de acero ACSR, en líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica, aéreas mientras que los conductores de cobre se usan actualmente en bajadas de puestas a tierra de esas líneas mencionadas

4.3. Regulación de tensión en una línea

Esté indicador es importante conocer las variaciones de tensión en una red de distribución eléctrica en el punto de recibo, cuando pasa de carga mínima a carga plena.

Tomando como referencia para el estudio de esté indicador el circuito de una línea de transmisión corta, por la simplicidad de su circuito equivalente, el cual representamos en la **figura 1**.

Fig. 1 MODELO CIRCUITO LÍNEA DE TRANSMISIÓN CORTA



Fuente: **Sistemas Eléctricos de Potencia**, Segunda Edición, William D. Stevenson, JR. Página 87

En donde I_s é I_r son, respectivamente, las corrientes en los extremos transmisor y receptor respectivamente, y; V_s y V_r las tensiones entre fase y neutro en esos mismos puntos respectivamente.

El circuito se resuelve como un sencillo circuito serie de corriente alterna. Como no hay ramales en paralelo, la corriente es la misma en ambos extremos de la línea, por lo que:

$$I_s = I_r$$

La tensión en el extremo distribuidor es

$$V_s = V_r + I_r Z$$

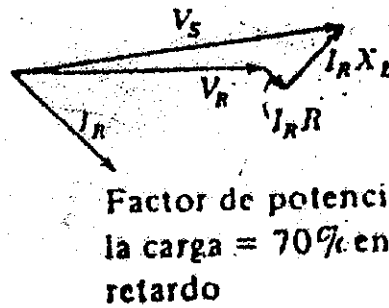
Donde Z es z_l la impedancia total de la línea.

El efecto de la variación del factor de potencia, de la carga sobre el factor de regulación de la tensión de una línea, se comprende mejor en las líneas de transporte, es la elevación de tensión en el extremo receptor expresado en por ciento de la tensión, a plena carga cuando está a un determinado factor de potencia específica, desaparece manteniendo la tensión en el extremo transmisor, la expresión matemática es:

$$\% \text{ de regulación} = \frac{V_{r, sc} - V_{r, pc}}{V_{r, pc}} \times 100$$

Donde $V_{r, sc}$ es el valor absoluto de la tensión en el extremo receptor en vacío, $V_{r, pc}$ es el valor absoluto de la tensión en el extremo receptor a plena carga. Después de eliminar la carga de una línea de transporte, como la representada en la **figura 1** la tensión en el extremo receptor es igual a la del extremo transmisor. En la **figura 1** con la carga conectada por V_r , siendo $V_r = V_{r, pc}$. La tensión en el lado transmisor es V_s , siendo $V_s = V_{r, sc}$. En la **figura 2** podemos apreciar el diagrama vectorial de una línea corta con factor de potencia en retraso.

**Fig. 2 DIAGRAMA VECTORIAL LÍNEA DE TRANSMISIÓN
CON FACTOR DE POTENCIA EN RETRASO**



Fuente: **Sistemas Eléctricos de Potencia**, Segunda Edición, William D. Stevenson, JR. Pagina 86

4.4. Procedimiento para dimensionamiento y cálculo del costo de pérdidas de energía y potencia en los conductores de una red de distribución de energía eléctrica

El procedimiento se realiza de acuerdo a los siguientes pasos:

- a- Deben determinarse los parámetros de los conductores
- b- Se debe establecer la carga en hora pico
- c- Cálculo de las pérdidas de potencia
- d- Cálculo del factor de carga de acuerdo al uso esperado de la carga en el día
- e- Cálculo del factor de pérdidas
- f- Cálculo de la pérdida de potencia máxima
- g- Cálculo del valor de las pérdidas de potencia máxima
- h- Cálculo de las pérdidas de energía en el período(anual)

- i- Cálculo del costo de las pérdidas de energía al valor de la tarifa
- j- Cálculo del costo anual del conductor
- k- Cálculo del costo anual de pérdidas totales

4.4.1. Determinación de los parámetros de los conductores

Partiendo de que son líneas estas, entonces los parámetros a determinar son: R resistencia en ohm/kilometro y X reactancia inductiva en ohm/kilómetro.

Ya que existen diferentes materiales para la fabricación de conductores, entre los más comunes para la distribución de energía eléctrica tenemos conductores de: cobre, aluminio, acero, bronce y aleaciones de los ya mencionados.

Para determinar los parámetros en los conductores eléctricos nos basamos a sus características físicas y el tipo de material del mismo, ya que no todos los materiales no ofrecen la misma conductividad o la misma resistencia a esfuerzos mecánicos. Actualmente, para determinar los parámetros de los conductores consideramos la corriente que fluirá por el mismo, y con base a esto analizaremos los distintos conductores tomando en cuenta sus características de resistencia e inductancia.

En el cuadro XV, se encuentran las características de los conductores utilizados en el estudio.

4.4.2. Carga en hora pico y corrientes.

Teniendo a mano la curva de demanda horaria, el voltaje y el factor de potencia del circuito a analizar, podemos llegar a establecer la carga en la hora pico así como la corriente.

4.4.3. Cálculo pérdidas de potencia en hora pico

Llamadas también pérdidas por calentamiento, ya que este provoca las pérdidas en el conductor, tanto para los circuitos de corriente directa como para los de corriente alterna, estas se calculan como el cuadrado de la corriente multiplicada por la resistencia del conductor en ohm por unidad de longitud.

$$\text{Pérdida de Potencia} = 3 * I^2 * R$$

Donde:

I = Corriente calculada en la hora pico, en amperios.

R = Resistencia del conductor para circuitos de corriente directa, en ohm por unidad de longitud.

La magnitud de la corriente se calcula en la siguiente forma:

a) Para circuitos monofásicos, la potencia la podemos expresar con la siguiente ecuación:

$$P = V * I * F. P.$$

Entonces despejamos de la ecuación anterior la corriente, quedando expresada en función de las otras variables.

$$I = \frac{P}{V * F. P.}$$

Donde:

- P = Potencia de circuito en hora pico, expresada en W.
- V = Voltaje aplicado al circuito, expresado en Volts.
- I = Corriente del circuito en hora pico, expresada en amperios.
- F.P = Factor de potencia.

b) Para circuitos trifásicos, la potencia se expresa con la siguiente ecuación:

$$P = 1.73 * V * I * F. P.$$

Entonces de la ecuación anterior, la corriente, en función de las otras variables es:

$$I = \frac{P}{1.73 * V * F.P.}$$

Donde:

- P = Potencia del circuito en hora pico, expresada en W.
- V = Voltaje aplicado al circuito, expresado en Volts.
- I = Corriente del circuito en hora pico, expresado en amperios.
- F.P. = Factor de potencia.

4.4.4. Cálculo del factor de carga de acuerdo a uso esperado de la carga en el día

El factor de carga es la relación entre el promedio y el valor máximo de la curva de demanda, que se puede calcular de las maneras siguientes:

$$FC = \frac{\text{D. Promedio}}{\text{D. máxima}}$$

$$FC = \frac{\int P \cdot dt}{D. \text{ máxima} \cdot T}$$

$$FC = \frac{\text{Energía}}{D. \text{ máxima} \cdot T}$$

Donde:

- E = Energía consumida en kWh.
- FC = Factor de carga.
- D. promedio = Promedio de la demanda en un período determinado en kW.
- D. máximo = Valor máximo de la demanda en kW.
- P = Potencia demandada instantánea en kW.
- T = Período de tiempo establecido:

24 horas sí es diario
720 horas sí es mensual ó
8760 horas sí es anual.

4.4.5. Cálculo del factor de pérdidas

Si se conoce la curva de la carga del circuito que se está analizando, se puede calcular la curva cuadrática y a partir de ello calcular el factor de pérdidas. Por lo general, sin embargo, si no se conoce la curva de la carga de los diferentes circuitos primarios y secundarios que es necesario analizar en el diseño de redes de distribución, aunque usualmente se tiene un estimativo razonable del factor que cae de la demanda correspondiente.

En este caso, es posible estimar el factor de pérdidas a partir del factor de carga, mediante fórmulas empíricas cuyos parámetros deben ser, en lo posible, derivados para el sistema en estudio a partir de estudios de carta obtenidas por muestreo.

Concepto de factor de pérdidas:

$$\text{FPer.} = \frac{\text{Energía de Pérdidas}}{P_{\text{Pmax}} * T}$$

Donde:

FPer = Factor de pérdidas

P_{Pmax} = Pérdidas de potencia máxima en la hora pico

T = Período.

4.4.5.1. Fórmula de DEWBERRY para calcular el factor de pérdidas

$$FP = FC^2 + 0.273 (FC - K)^2$$

Donde:

FPer. = Factor de pérdidas.

FC = Factor de carga

K = Relación demanda mínima y máxima.

4.4.5.2. Fórmula de EBASCO para calcular el factor de pérdidas.

$$FPer. = 0.85 * FC^2 + 0.15 * FC$$

Variante fórmula de EBASCO:

$$FPer. = 0.70 * FC^2 + 0.30 * FC$$

4.4.6. Cálculo del costo anual de pérdida de potencia máxima

Con los datos obtenidos en el numeral 4.4.4. se puede obtener el costo de la potencia de perdidas, ya que únicamente multiplicamos la Pérdidas de Potencia por el costo del kW por año y obtenemos el costo de pérdida de potencia por año, lo calculamos empleando la siguiente ecuación:

Costo anual de pérdidas de potencia máxima = Pérdida de potencia * Q/kW por año

Donde:

$$Q/\text{kW por año} = \text{Costo del kW por año}$$

4.4.7. Cálculo de las pérdidas de energía en el período.

El valor en magnitud de la energía disipada en los conductores, lo podemos determinar conociendo el factor de pérdidas, la potencia de pérdidas máximas y el período correspondiente, el valor de energía disipada lo calculamos por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{Ecuación de pérdidas de energía} = F_{\text{Per.}} * P_{\text{Pmax}} * T$$

Donde:

Pérdidas de energía = Expresado en kWh.

P_{Pmax} = Pérdidas de potencia máximas en kW.

T = Período de estudio en horas.

4.4.8. Cálculo del costo de las pérdidas de energía al valor de la tarifa

Si conocemos el valor de la magnitud de energía de pérdidas, expresadas en kWh, podemos determinar el costo de estas pérdidas al multiplicarlas por el valor de la tarifa, calculamos el costo por medio de la siguiente ecuación.

$$\text{Costo de Energía} = F_{\text{Per.}} * P_{\text{Pmax}} * T * \text{valor de tarifa de pérdidas.}$$

Donde:

Costo de pérdidas de energía = Expresado en Q

FPer.	=	Factor de pérdidas
P _{Pmax}	=	Pérdidas de potencia máxima en kW.
T	=	Período en horas.
Valor de tarifa	=	Expresado en Q por kWh.

4.4.9. Cálculo del costo anual del conductor

Se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{Costo anual del conductor} = \text{CRF} * \text{Costo del conductor/kilómetro}$$

Donde:

CRF = Factor de recuperación de capital.

$$\text{CRF} = \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

4.8.10. Cálculo del costo anual de pérdidas totales

El costo anual de pérdidas anuales totales se puede obtener de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{CATC} = \text{CAP}_{P_{\max}} + \text{CAP}_E + \text{CAC}$$

Donde:

CATC = Costo anual total del conductor

CAP_{Pmax} = Costo anual de pérdidas de potencia máxima

CAP_E = Costo anual de pérdidas de energía

CAC = Costo anual del conductor

4.5. Determinación de rangos económicos de carga por calibre de conductor tomando en cuenta costos anuales del conductor por kilómetro y pérdidas totales.

El cálculo se elaboro en hoja electrónica y a continuación se presentan los resultados obtenidos en la tabla XIV:

CONDUCTORES ECONOMICOS POR RANGOS DE POTENCIA

		VIDA UTIL:		25 TASA DE ACTUALIZ		0.15
		FACT.DE PERDID/		0.17 VOLTAJE EN KV:		34.5
		Q/KW		1317.56		
		Q/KWH:		0.184		
CONDUCTOR:	SPARROW	RAVEN	PIGEON	PENGUIN		
CALIBRE:	2	1/0	3/0	4/0		
RESISTENCIA EN C	1.0892	0.7119	0.4724	1.6896		
COSTO EN Q/KM :	7470.00	13710.00	21360.00	24930.00		
Q ANUALES/KM DE	1155.60	2120.93	3304.38	3856.66		
POTENCIA EN KW	COST. Q/ANUALE	COSTO Q/ANUAL	COSTO Q/ANUAL	COSTO Q/ANUALES	COSTO Q/ANUAL	
0	1,155.6	2,120.9	3,304.4	3,856.7	0.0	
200	1,162.0	2,125.1	3,307.2	3,866.6	0.0	
400	1,181.2	2,137.7	3,315.5	3,896.4	0.0	
500	1,195.7	2,147.1	3,321.8	3,918.8	0.0	
600	1,213.3	2,158.6	3,329.4	3,946.1	0.0	
800	1,256.1	2,187.9	3,348.8	4,015.7	0.0	
1000	1,315.8	2,225.6	3,373.9	4,105.2	0.0	
1250	1,405.9	2,284.5	3,412.9	4,245.0	0.0	
1500	1,516.1	2,356.5	3,460.7	4,415.8	0.0	
1750	1,646.2	2,441.6	3,517.2	4,617.8	0.0	
2000	1,793.4	2,539.8	3,582.3	4,850.7	0.0	
2250	1,966.7	2,651.0	3,656.1	5,114.8	0.0	
2500	2,156.9	2,775.4	3,738.7	5,409.9	0.0	
2750	2,367.2	2,912.8	3,829.9	5,736.1	0.0	
3000	2,597.5	3,063.3	3,929.7	6,093.4	0.0	
3250	2,847.6	3,227.0	4,038.3	6,481.7	0.0	
3500	3,118.2	3,403.7	4,155.6	6,901.1	0.0	
3750	3,408.6	3,593.5	4,281.5	7,351.5	0.0	
4000	3,719.0	3,796.3	4,416.1	7,833.0	0.0	
4250	4,048.4	4,012.3	4,559.5	8,345.6	0.0	
4500	4,399.8	4,241.4	4,711.4	8,889.2	0.0	
4750	4,770.3	4,483.6	4,872.1	9,463.9	0.0	
5000	5,160.8	4,739.8	5,041.5	10,069.7	0.0	
5250	5,571.4	5,007.1	5,219.6	10,706.5	0.0	
5500	6,001.9	5,288.5	5,406.3	11,374.4	0.0	
5750	6,452.5	5,583.0	5,601.7	12,073.4	0.0	
6000	6,923.2	5,890.9	5,805.8	12,803.4	0.0	
6250	7,413.8	6,211.3	6,018.8	13,564.5	0.0	
6500	7,924.5	6,545.0	6,240.1	14,356.7	0.0	
6750	8,455.2	6,891.9	6,470.3	15,179.9	0.0	
7000	9,005.9	7,251.9	6,709.1	16,034.2	0.0	

A continuación se explica como se realiza el cálculo para determinar los rangos económicos de carga por calibre de conductor:

Explicación de los valores utilizados para el cálculo, y son los siguientes

a. Características de los conductores empleados, se encuentran en la tabla XV.

TABLA XV CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES

Conductor ACSR	Clave	Resistencia Ohm/kilómetro	Reactancia Inductiva Ohm/kilómetro	Ampacidad A
2 AWG	SPARROW	1.0892	0.4052	195
1/0 AWG	RAVEN	0.71191	0.3735	257
3/0 AWG	PIGEON	0.4724	0.3555	336
4/0 AWG	PENGUIN	0.3904	0.3436	383

Fuente: **Manual de ingeniería eléctrica**, Donald G. Fink/H. Wayne Beaty

b. Factor de carga empleado en el cálculo de la tabla XIV, obtenido según el numeral 4.4.4.

$$FC = 0.3656$$

c. Factor de pérdidas empleado en el cálculo de la tabla XIV, obtenido según numeral 4.4.5.

$$F_{per} = 0.17$$

d. La tasa de interés utilizada fue de 15% para el cálculo de la tabla XIV, empleándose el factor de recuperación de capital CRF, considerando el tiempo de vida útil de los conductores de 25 años.

e. A continuación se presenta en la tabla XVI los costos en quetzales por kilómetro de los conductores empleados.

TABLA XVI COSTO EN QUETZALES POR KILÓMETRO POR FASE

CONDUCTOR ACSR	COSTO EN Q/KILÓMETRO
2 AWG	2 490.00
1/0 AWG	4 570.00
3/0 AWG	7 120.00
4/0 AWG	8 310.00

f. Costo por año de los conductores empleados, aplicando el FCR, presentados en la tabla XVII a continuación.

TABLA XVII COSTO POR AÑO DE CONDUCTORES POR FASE

CONDUCTOR ACSR	COSTO POR AÑO Q/KILÓMETRO
2 AWG	375.19
1/0 AWG	688.60
3/0 AWG	1 072.84
4/0 AWG	1 252.15

g. El costo anual de la unidad de potencia empleado para el cálculo de la tabla III es de Q/kW por año

h. El costo del kWh empleado para el cálculo de la tabla XIV es de Q0.184/kWh

i. El rango de carga para el análisis económico de conductor varía desde 200 kW hasta 7000 kW en cuantos de 250 kW.

4.5.1. Rango de carga económica por kilómetro de conductor

Los conductores mencionados, que se emplean en la construcción de líneas de 34.5 kV, tienen cada uno un rango de carga en el que es más económico que los otros conductores. Para determinárselo a cada conductor se le calculó a cada conductor el costo anual total para diferentes cargas desde 200 kW hasta 7000 kW con incrementos de 250 kW.

Los resultados de los cálculos están representados en la tabla XIV, en el que se puede apreciar que el conductor calibre 2 es más barato para transportar carga desde 200 kW hasta 5000 kW, pero para transportar cargas de 5000 kW hasta 6250 es más económico emplear el conductor calibre 1/0.

Aparte de establecer el costo por kilómetro de línea por potencia transmitida para diferentes calibres de conductores, es necesario tener en cuenta la regulación de tensión, el cual no debe pasar del 5%, con la siguiente ecuación se calcula la regulación de tensión en porcentaje

$$\% \text{ Regulación} = \Delta V / V * 100$$

Donde:

ΔV = Cambio de voltaje

V = Voltaje de la línea

θ = Representa el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente

El cambio de voltaje ΔV se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta V = I * (R * \text{Cos}\theta + X * \text{Sen } \theta) * l$$

Donde:

I = Corriente del circuito en amperios

R = Resistencia del conductor expresado en ohm/kilómetro

X = Inductancia del conductor expresado en ohm/kilómetro

Sen = Función trigonométrica seno

Cos = Función trigonométrica coseno

θ = Representa el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente

El valor de la corriente I se calcula con la ecuación siguiente:

$$P = 1.73 * V * I * \text{F.P.}$$

Donde:

P = Potencia transmitida expresada en kW

V = Voltaje de la línea expresado en Volt

I = Corriente expresado en amperio

F.P. = Factor de potencia

Por ejemplo:

Si tenemos en la tabla XIV que para transportar una potencia de 3500 kW el conductor calibre 2 AWG el costo por kilometro mas bajo que el que dan los otros conductores analizados el cual es de Q 3,118.2 pero si la línea tiene una distancia de 22 kilómetros el costo total de la línea es de Q 68 600.4 y aplicando las ecuaciones anteriores este conductor presenta una regulación de 5.21% que sobrepasa el 5% máximo permitido, entonces se prueba el conductor calibre 1/0 AWG el segundo más barato y presenta una regulación aceptable de 3.71%, por lo que es el conductor más recomendado.

CONCLUSIONES

- 1. Para desarrollar el diseño de una línea o red de distribución de energía eléctrica, es importante consultar un reglamento o normativo.**
- 2. Se evitan accidentes y gastos innecesarios al diseñar los sistemas de distribución de energía eléctrica si tenemos un documento confiable para su realización.**
- 3. Es importante conocer los tipos de medición primaria y secundaria en un banco de transformadores o en una acometida monofásica ya que de esta forma se puede conocer el consumo de energía.**
- 4. En la distribución de energía eléctrica el nivel de bajo voltaje se emplea para distancias cortas.**
- 5. En el diseño de una línea o una red de distribución se puede evitar la mayor cantidad de pérdidas de energía si se aplica un estudio económico preciso.**
- 6. Al evaluar conductores para diferentes magnitudes de cargas, el más económico por kilómetro no siempre resulta ser el que tenga menor cantidad de pérdidas de energía.**

RECOMENDACIONES

1. Consultar una guía o reglamento para todo tipo de trabajo que se refiera a líneas o redes de distribución de energía eléctrica de igual forma para la construcción de acometidas eléctricas sin importar el nivel de voltaje que se esté empleando ya que de esta forma se puede realizar trabajos con mayor seguridad y se evita cualquier tipo de accidentes.
2. Para cualquier trabajo de líneas o redes de distribución de energía eléctrica y tendidos industriales de acometidas eléctricas, es necesario llevar a cabo el estudio técnico y económico correspondiente que permita dar a conocer las mejores opciones y así obtener la menor cantidad de pérdidas y riesgos.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

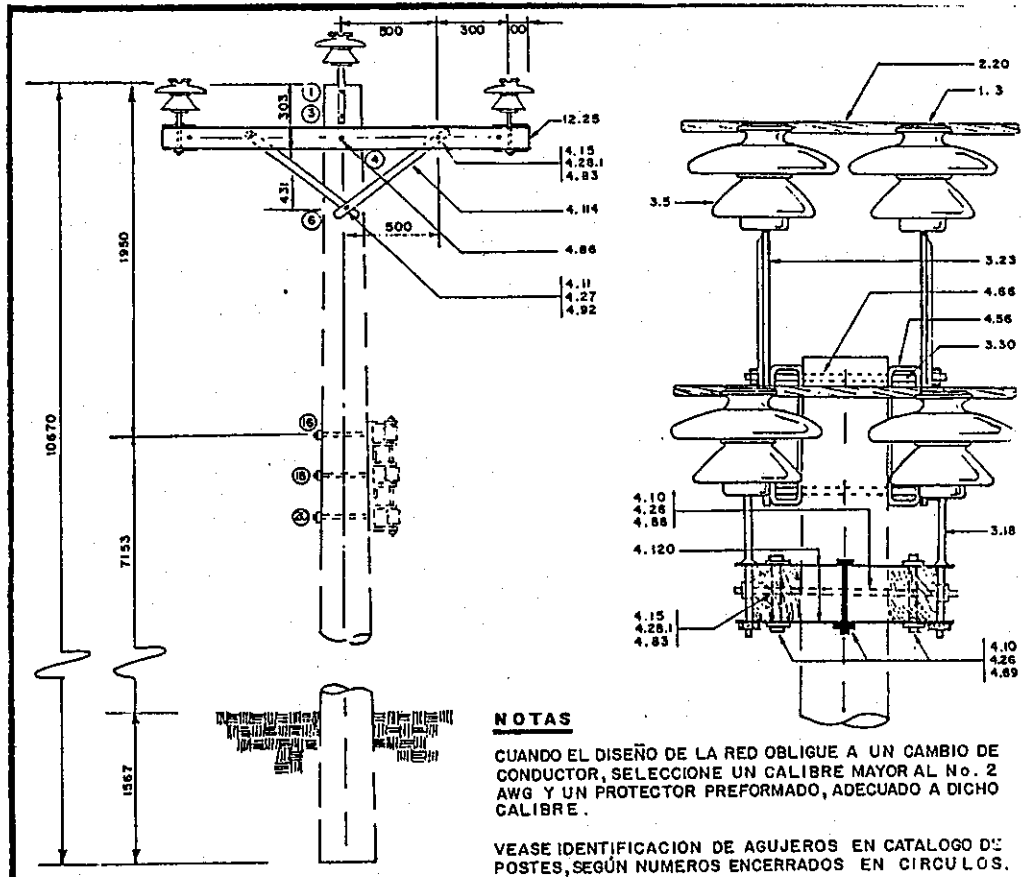
1. **Sánchez Sergio, Evaluación y selección de voltajes de distribución primaria 13.8 y 34.5 kV. INDE, Departamento de planificación 1984**
2. **Pinzón Julio/ Muñoz Orlando, Tesis Estudio de Reducción y Control de Pérdidas Eléctricas Técnicas y no Técnicas del Sistema Eléctrico de San Marcos. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, Escuela Mecánica Eléctrica. 1995 pp 35,36.**
3. **Bland Leald/Tarquin Anthony, Ingeniería económica. (3 era. Edición. Mexico: Mc Graw Hill. 1993) pp 35,36**
4. **Fink Donald/Beaty Wayne, Manual de Ingeniería Eléctrica (13 ava. Edición. Mexico: Mc Graw Hill. 1995) pp 4-37,4-38,4-39,4-40,4-115,4-116, 4- 117,4-118**
5. **Stevenson William D. Jr., Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia (2 da. Edición. Mexico: Mc Graw Hill 1979) pp 86,87.**
6. **Urdiales C. Roberto, Determinación de factores de pérdidas para Conductores Documento proporcionado en clase, Curso: Análisis de Sistemas de Potencia I, Segundo Semestre 1996.**
7. **Tarifas para el servicio de energía eléctrica. INDE, Gerencia de Planificación/LPR Julio 1997**

8. **Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. Normas para el servicio de energía eléctrica. Onceava edición , sección VI .1994**
9. **Manual de estructuras típicas para distribución de energía eléctrica. INDE, Departamento de Proyectos, Julio 1991.**
11. **Curso de instalaciones y mediciones eléctricas primarias y secundarias. INDE, Empresa de Generación de Energía Eléctrica, Departamento de Capacitación, Abril 1998.**

ANEXO 1

**ESTRUCTURAS TÍPICAS PARA LA
DISTRIBUCIÓN DE
LÍNEAS Y REDES
EN 34.5 kV**

Fig. 3 Distribución primaria en 34.5 kV, 3 fases, ángulo 5 – 30 grados.



NOTAS

CUANDO EL DISEÑO DE LA RED OBLIGUE A UN CAMBIO DE CONDUCTOR, SELECCIONE UN CALIBRE MAYOR AL No. 2 AWG Y UN PROTECTOR PREFORMADO, ADECUADO A DICHO CALIBRE.

VEASE IDENTIFICACION DE AGUJEROS EN CATALOGO DE POSTES, SEGUN NUMEROS ENCERRADOS EN CIRCULOS.

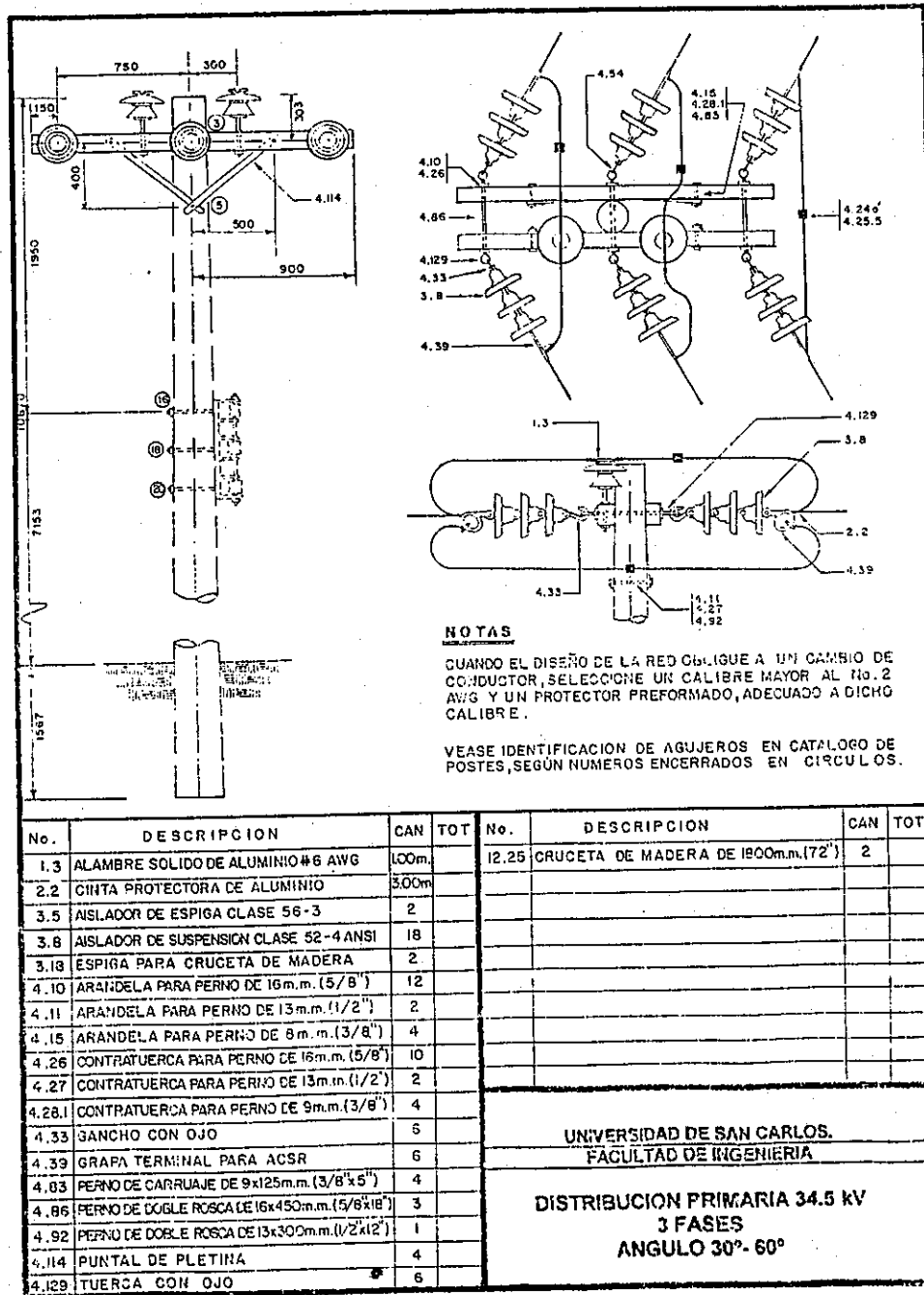
No.	DESCRIPCION	CAN	TOT	No.	DESCRIPCION	CAN	TOT
1.3	ALAMBRE SOLIDO DE ALUMINIO #6 AWG	7.8m.		4.114	PUNTAL DE PLETINA	4	
2.20	PROTECTOR PREFORMADO LARGO	3		4.120	PLACA DE SEPARACION PARA CRUCETA	4	
3.5	AISLADOR DE ESPIGA CLASE 56-3	6		12.25	CRUCETA DE MADERA DE 1800m.m.(72")	2	
3.18	ESPIGA PARA CRUCETA DE MADERA	4		4.86	PERNO DE DOBLE ROSCA DE 16x450mm.	1	
3.23	ESPIGA PARA PUNTA DE POSTE	2					
3.30	TUBO ESPACIADOR	8					
4.10	ARANDELA PARA PERNO DE 16m.m.(5/8")	12					
4.11	ARANDELA PARA PERNO DE 13m.m.(1/2")	2					
4.15	ARANDELA PARA PERNO DE 9m.m.(3/8")	4					
4.26	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 16m.m.(5/8")	9					
4.27	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 13m.m.(1/2")	2					
4.28	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 19m.m.(3/4")	2					
4.26.1	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 9m.m.(3/8")	4					
4.56	SEPARADOR PARA ESPIGA	2					
4.66	PERNO DE MAQUINA DE 16x356m.m.(5/8"x14")	2					
4.69	PERNO DE MAQUINA DE 16x152m.m.(5/8"x6")	6					
4.83	PERNO DE CARRUAJE DE 9x125m.m.(3/8"x5")	4					
4.92	PERNO DE DOBLE ROSCA DE 13x300m.m.(1/2"x12")	1					

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS.
FACULTAD DE INGENIERIA

DISTRIBUCION PRIMARIA 34.5 KV
3 FASES ANGULO 5°- 30°

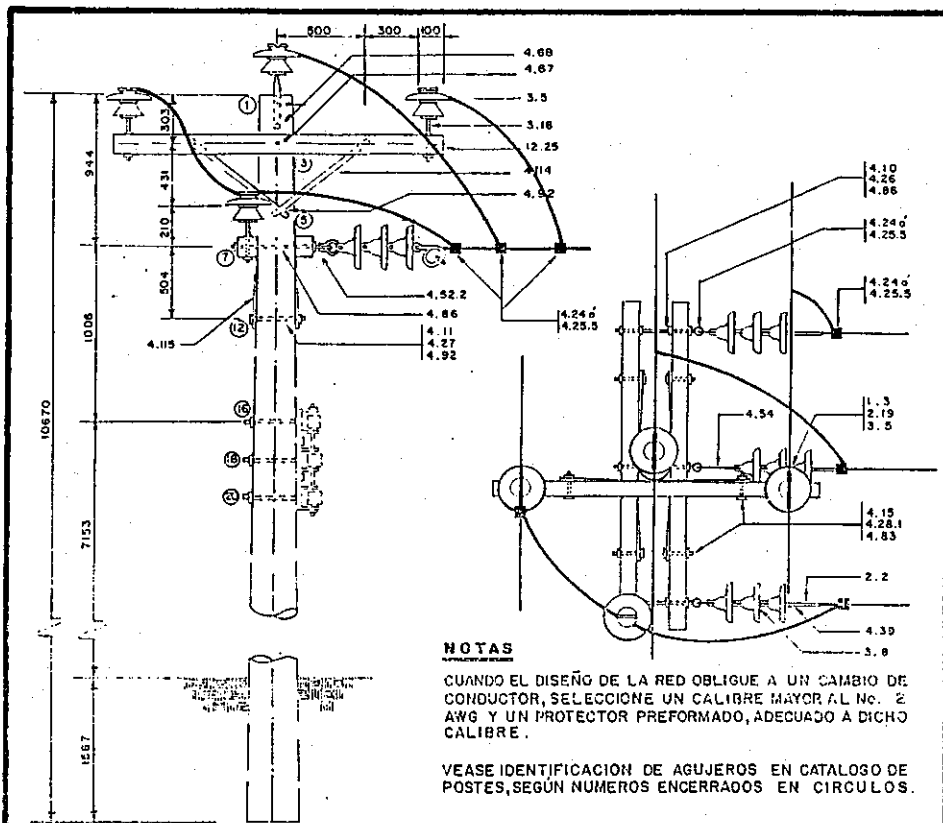
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 4 Distribución primaria 34.5 kV, 3 fases, ángulo 30 – 60 grados.



Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 5 Distribución primaria 34.5 kV, 3 fases, remate doble ángulo 60 – 90 grados.

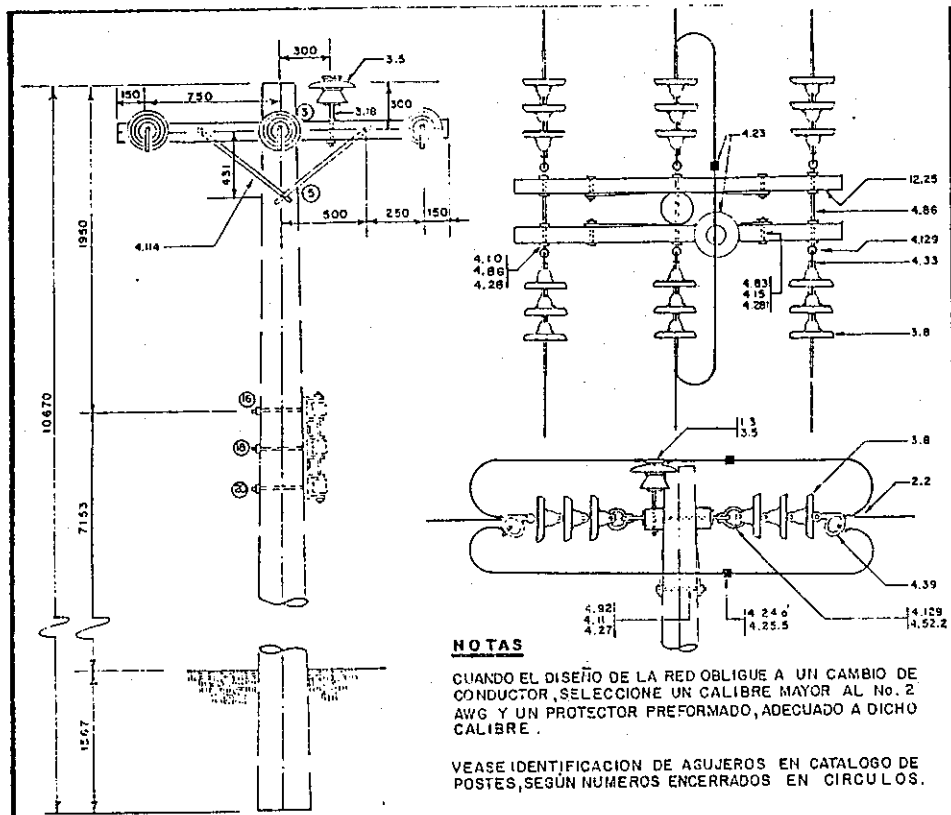


No.	DESCRIPCION	CAN	TOT	No.	DESCRIPCION	CAN	TOT
1.3	ALAMBRE SOLIDO DE ALUMINIO #6 AWG	4.00m		4.54	HORQUILLA DE EXTENSION CON OJO	1	
2.2	CINTA PROTECTORA DE ALUMINIO	1.50m		4.57	PERNO DE MAQUINA DE 16x300m.m.(5/8x12")	1	
2.19	PROTECTOR PREFORMADO CORTO	3		4.68	PERNO DE MAQUINA DE 16x250m.m.(5/8x10")	2	
3.5	AISLADOR DE ESPIGA CLASE 56-3	4		4.83	PERNO DE CARRUAJE DE 9x125m.m.(3/8x5")	6	
3.8	AISLADOR DE SUSPENSION CLASE 52-4 ANSI	9		4.86	PERNO DE DOBLE ROSCA DE 16x450m.m.(5/8x18")	3	
3.18	ESPIGA PARA CRUCETA DE MADERA	3		4.92	PERNO DE DOBLE ROSCA DE 13x300m.m.(1/2x12")	2	
3.23	ESPIGA PARA PUNTA DE POSTE	1		4.114	PUNTAL DE PLETINA	2	
4.10	ARANDELA PARA PERNO DE 16m.m.(5/8")	14		4.129	TUERCA CON OJO	3	
4.11	ARANDELA PARA PERNO DE 13m.m.(1/2")	4		12.25	CRUCETA DE MADERA DE 1800m.m.(72")	3	
4.15	ARANDELA PARA PERNO DE 9m.m.(3/8")	6					
4.24	CONECTOR DE COMPRESION	4					
4.24.5	CONECTOR DE CUÑA						
4.26	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 16m.m.(5/8")	10					
4.27	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 13m.m.(1/2")	4					
4.26.1	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 9m.m.(3/8")	6					
4.33	SANCHO CON OJO	3					
4.36	GRAPA TERMINAL PARA ACSR	3					
4.52.2	GRILLETE	3					

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS.
 FACULTAD DE INGENIERIA
 DISTRIBUCION PRIMARIA 34.5 KV
 3 FASES REMATE DOBLE
 ANGULO 60°- 90°

Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 6 Distribución primaria 34.5 kV, 3 fases, remate doble.



NOTAS

CUANDO EL DISEÑO DE LA RED OBLIGUE A UN CAMBIO DE CONDUCTOR, SELECCIONE UN CALIBRE MAYOR AL No. 2 AWG Y UN PROTECTOR PREFORMADO, ADECUADO A DICHO CALIBRE.

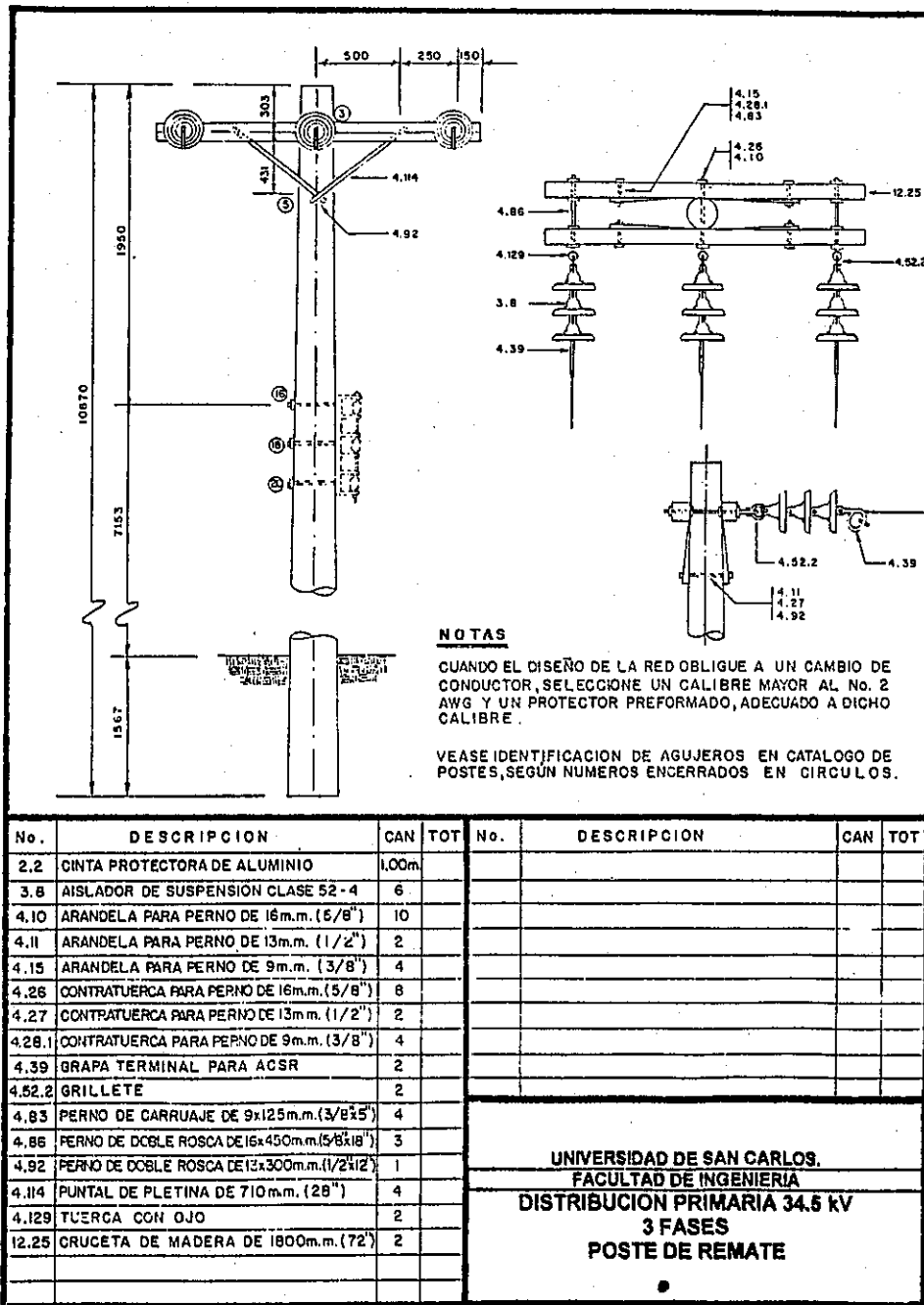
VEASE IDENTIFICACION DE AGUJEROS EN CATALOGO DE POSTES, SEGUN NUMEROS ENCERRADOS EN CIRCULOS.

No.	DESCRIPCION	CAN	TOT	No.	DESCRIPCION	CAN	TOT
1.1	ALAMBRE SOLIDO DE ALUMINIO # 6 AWG	1.0m.		4.129	TUERCA CON OJO	6	
2.2	CINTA PROTECTORA DE ALUMINIO	3.0m.		12.25	CRUCETA DE MADERA DE 1800m.m. (72")	2	
3.5	AISLADOR DE ESPIGA CLASE 56-3	1					
3.8	AISLADOR DE SUSPENSION CLASE 52-4	18					
3.18	ESPIGA PARA CRUCETA DE MADERA	1					
4.10	ARANDELA PARA PERNO DE 16m.m. (5/8")	11					
4.11	ARANDELA PARA PERNO DE 13m.m. (1/2")	2					
4.15	ARANDELA PARA PERNO DE 9m.m. (3/8")	4					
4.24	CONECTOR DE CONEXION	3					
4.25	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 16m.m. (5/8")	5					
4.27	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 13m.m. (1/2")	2					
4.28.1	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 9m.m. (3/8")	4					
4.39	GRAPA TERMINAL PARA ACSR	6					
4.52.2	GRILLETE						
4.83	PERNO DE CARBUJETE DE 9x125m.m. (3/8"x5")	4					
4.86	PERNO DE DOBLE ROSCA DE 16x450m.m. (5/8"x18")	3					
4.92	PERNO DE DOBLE ROSCA DE 13x300m.m. (1/2"x12")	1					
4.114	PUNTAL DE PLETINA	4					

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS.
FACULTAD DE INGENIERIA
DISTRIBUCION PRIMARIA 34.5 KV
3 FASES
REMATE DOBLE

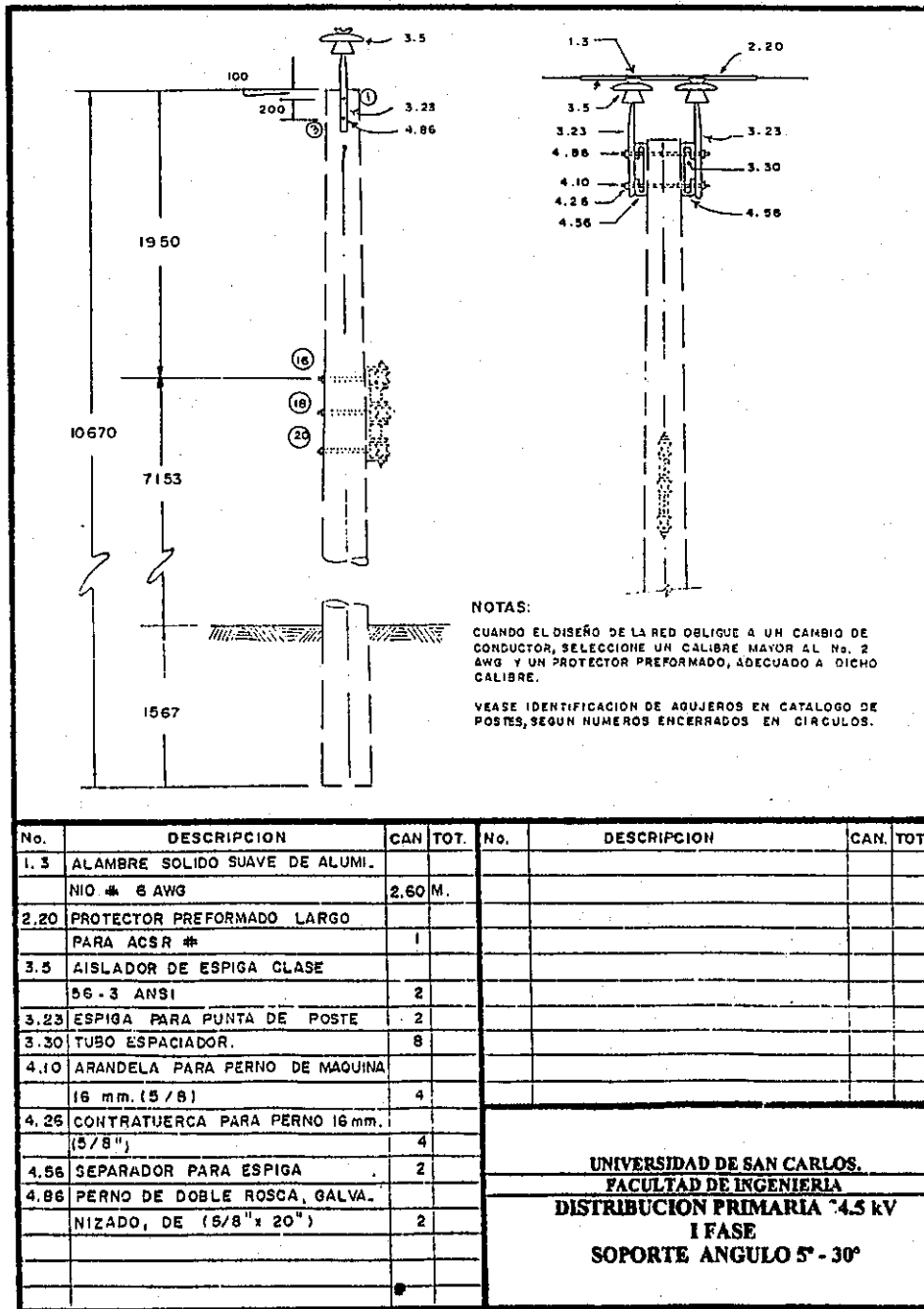
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 7 Distribución primaria 34.5 kV, 3 fases, poste de remate



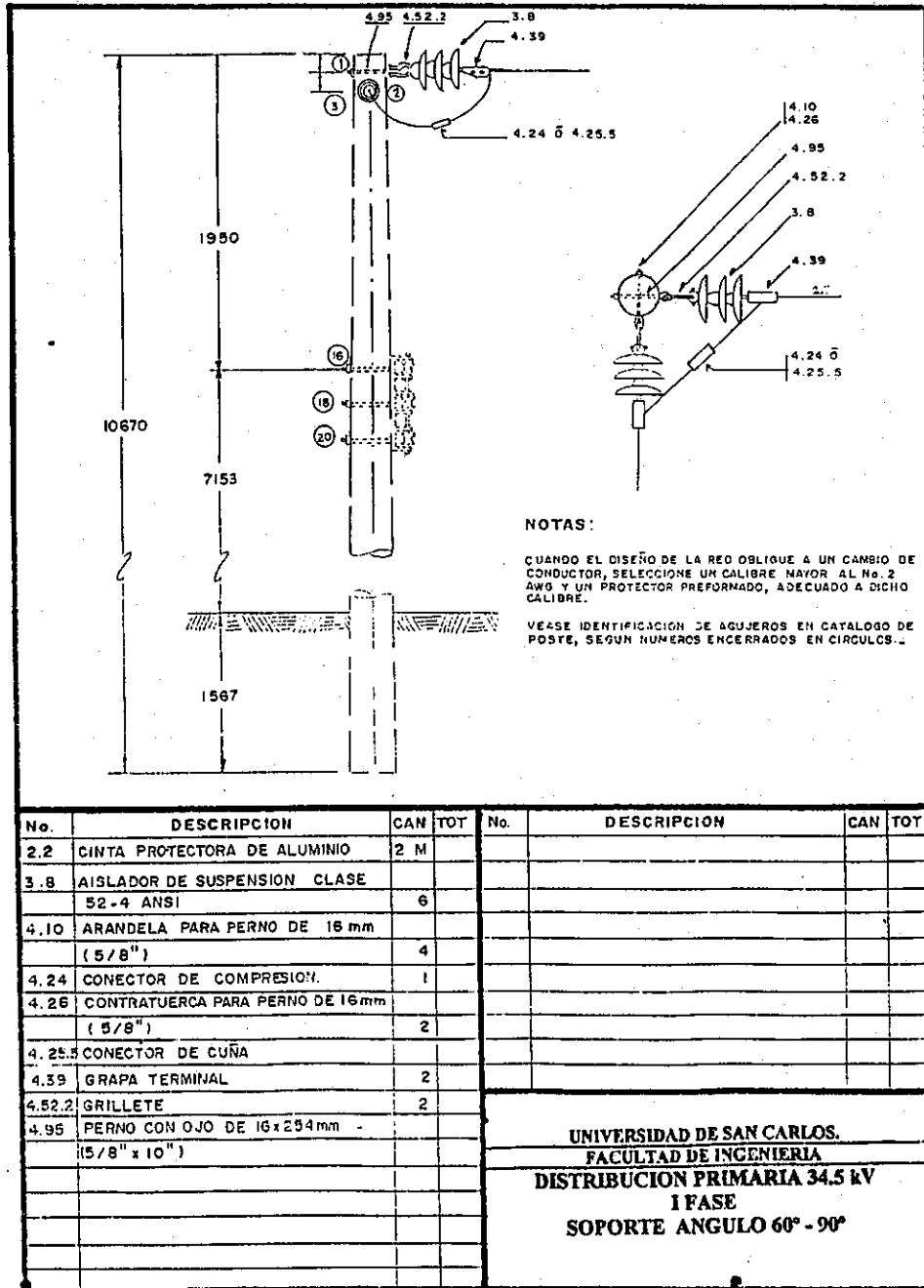
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 9 Distribución primaria 34.5 kV, I fase, soporte ángulo 5 – 30 grados



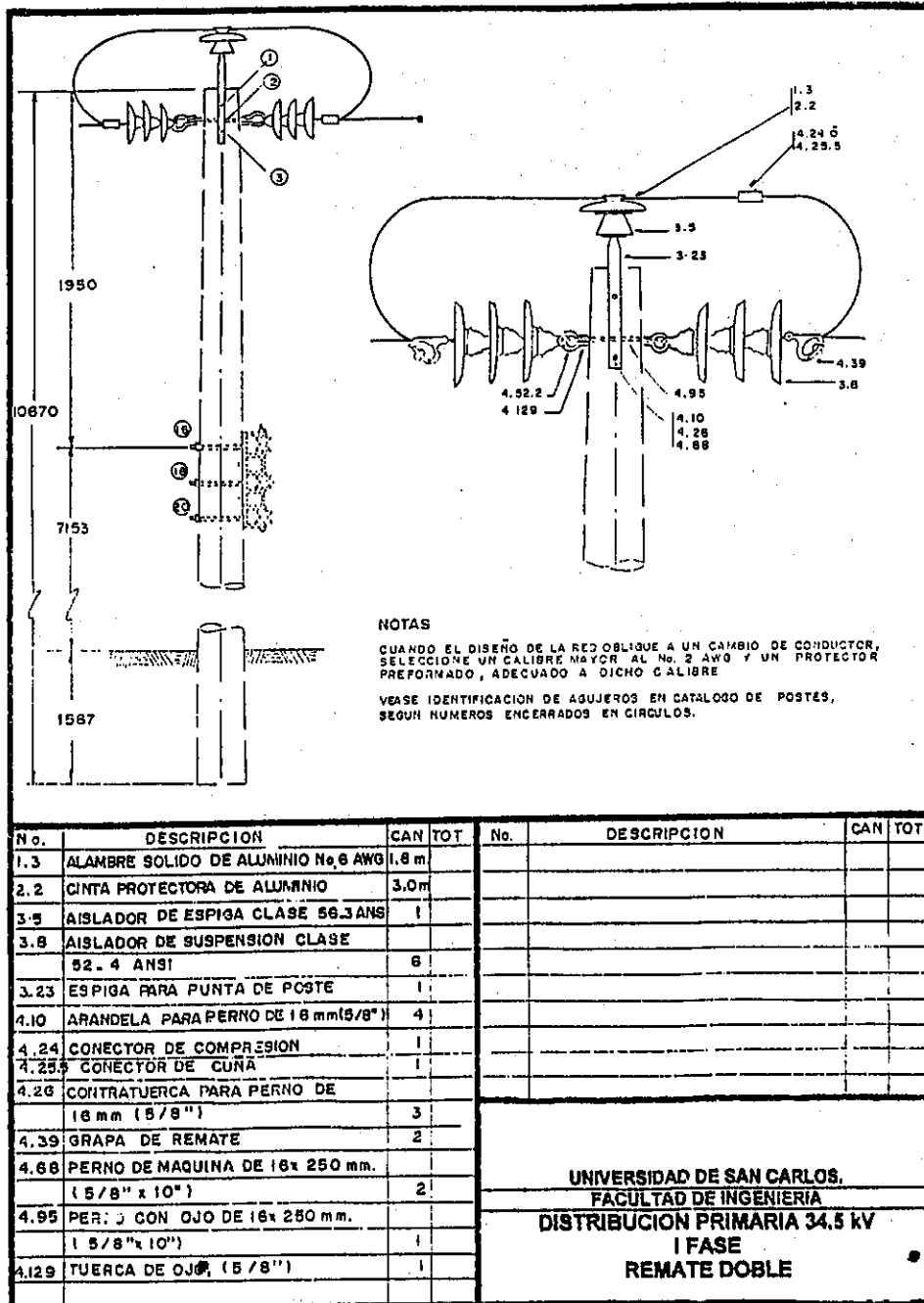
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 11 Distribución primaria 34.5 kV, I fase, soporte ángulo 60 – 90 grados



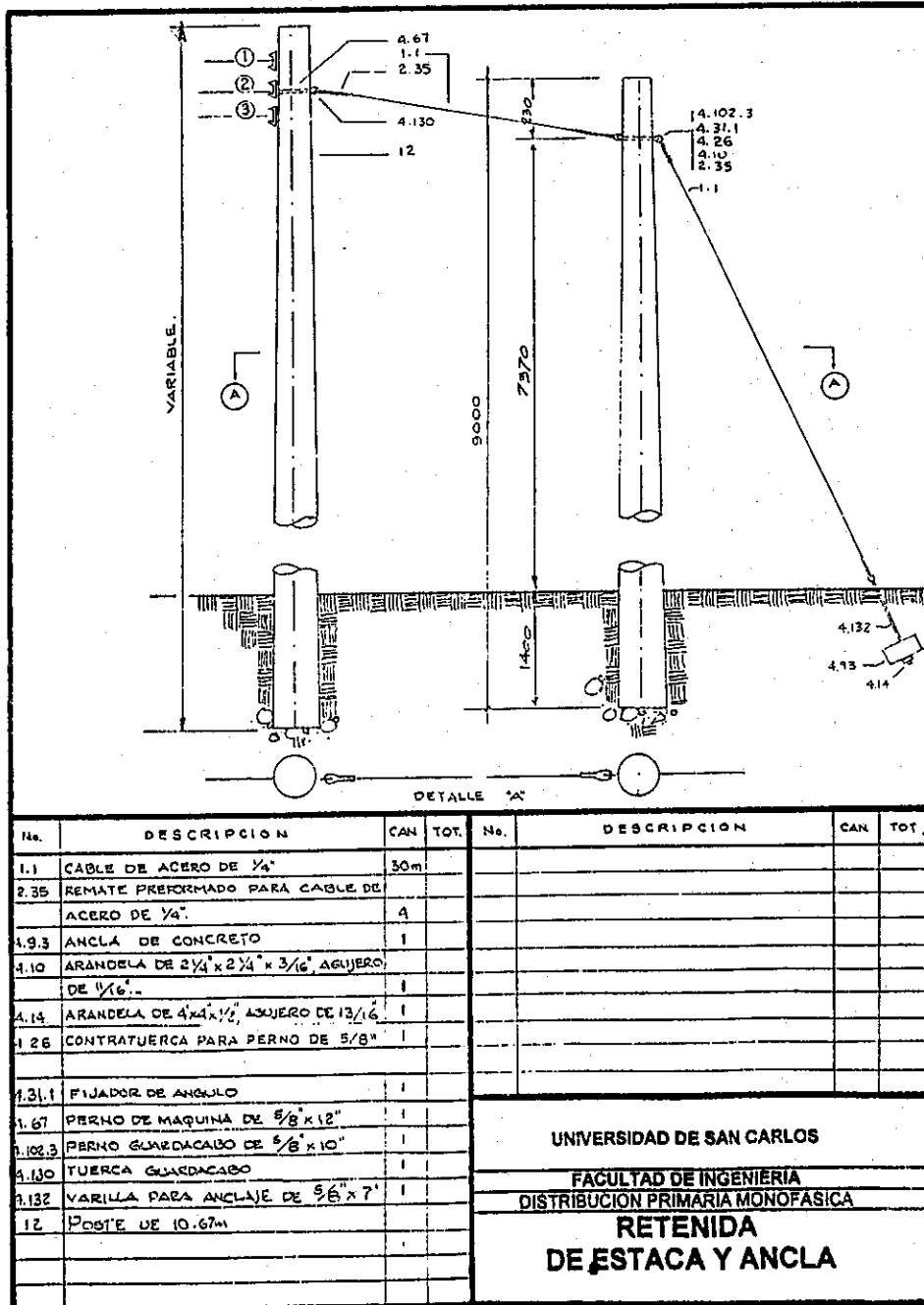
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 12 Distribución primaria 34.5 kV, I fase, remate doble



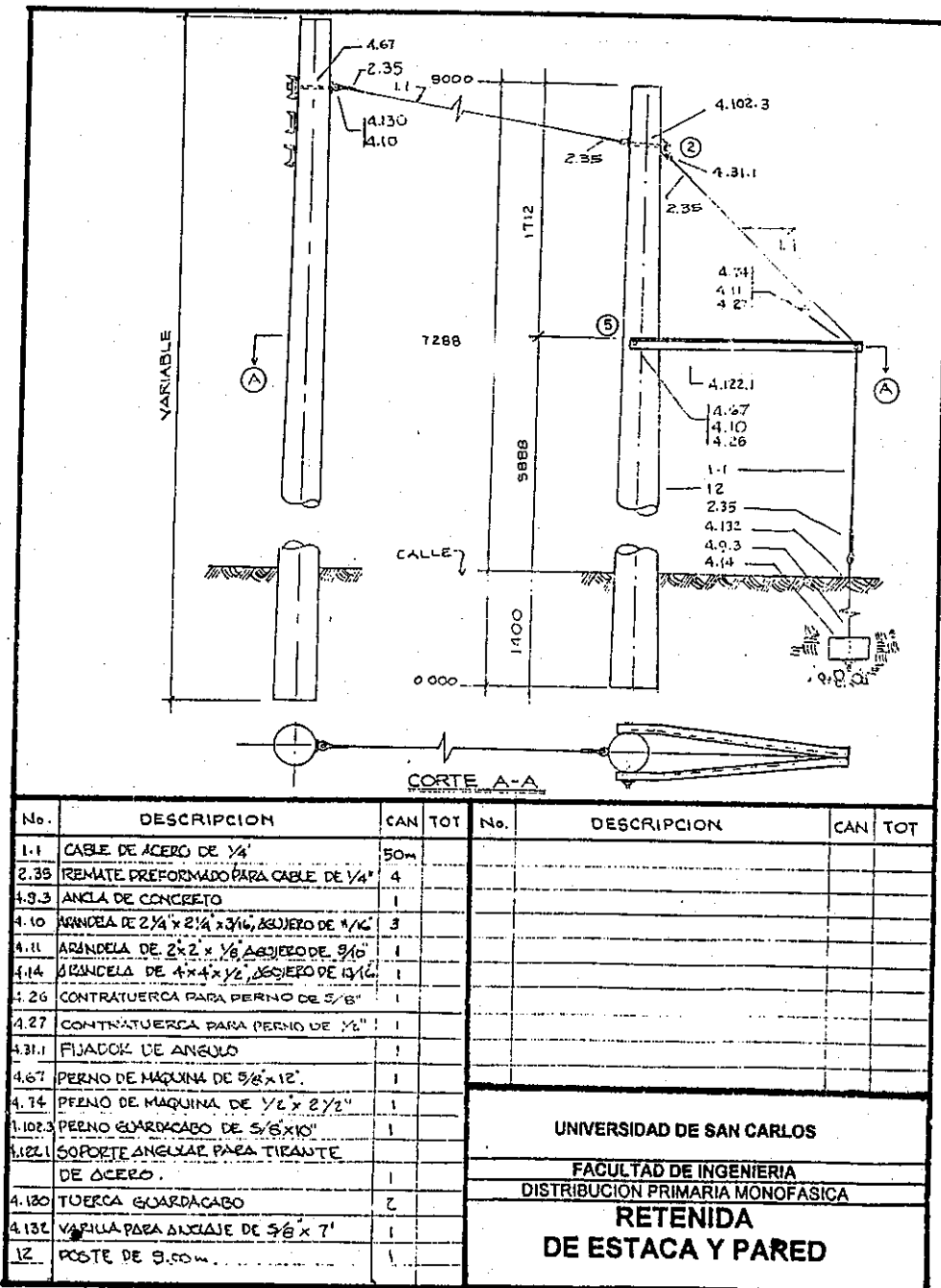
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 14 Distribución primaria monofásica, retenida de estaca y ancla



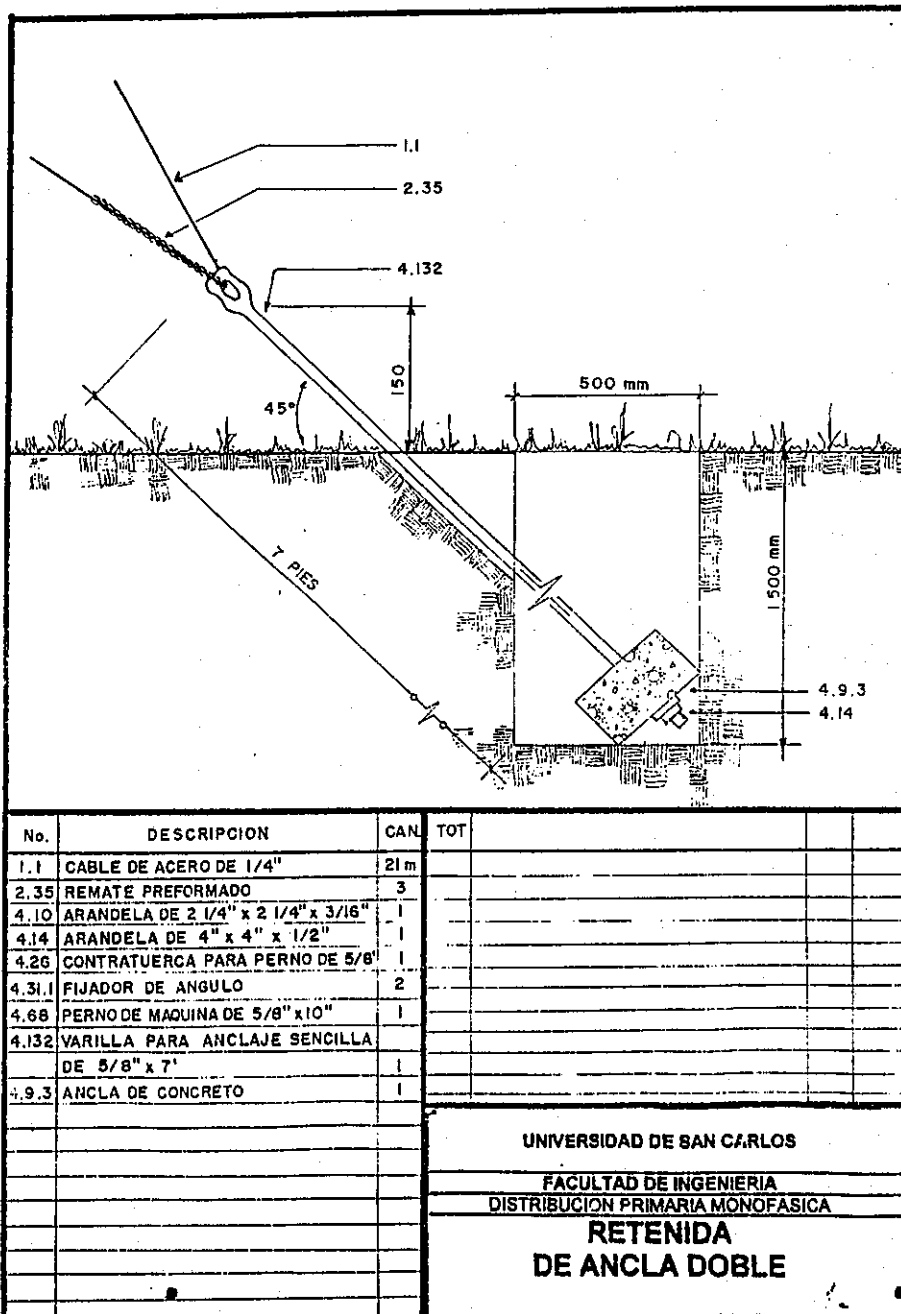
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 15 Distribución primaria monofásica, retenida de estaca y pared



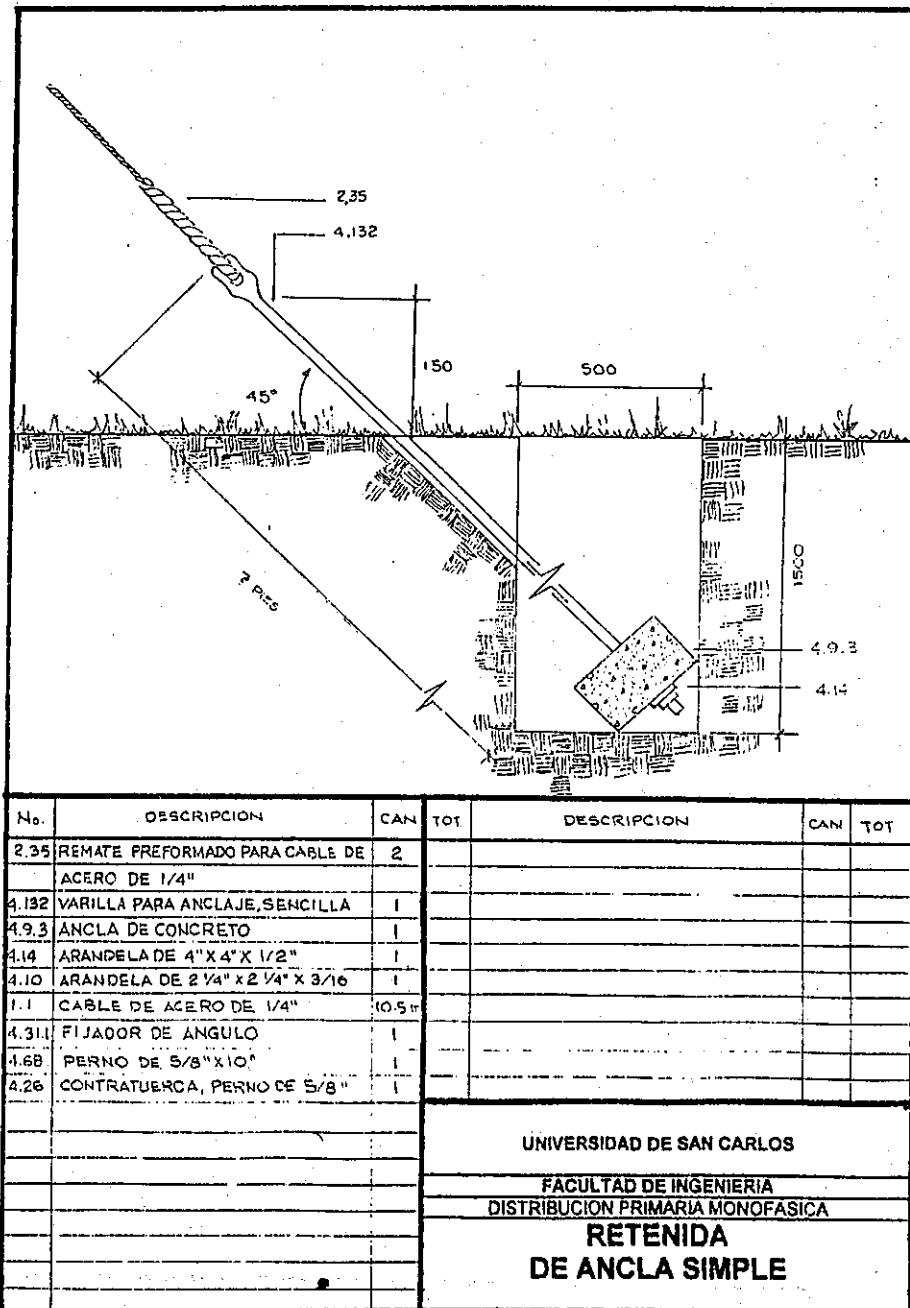
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 16 Distribución primaria monofásica, retenida de ancla doble



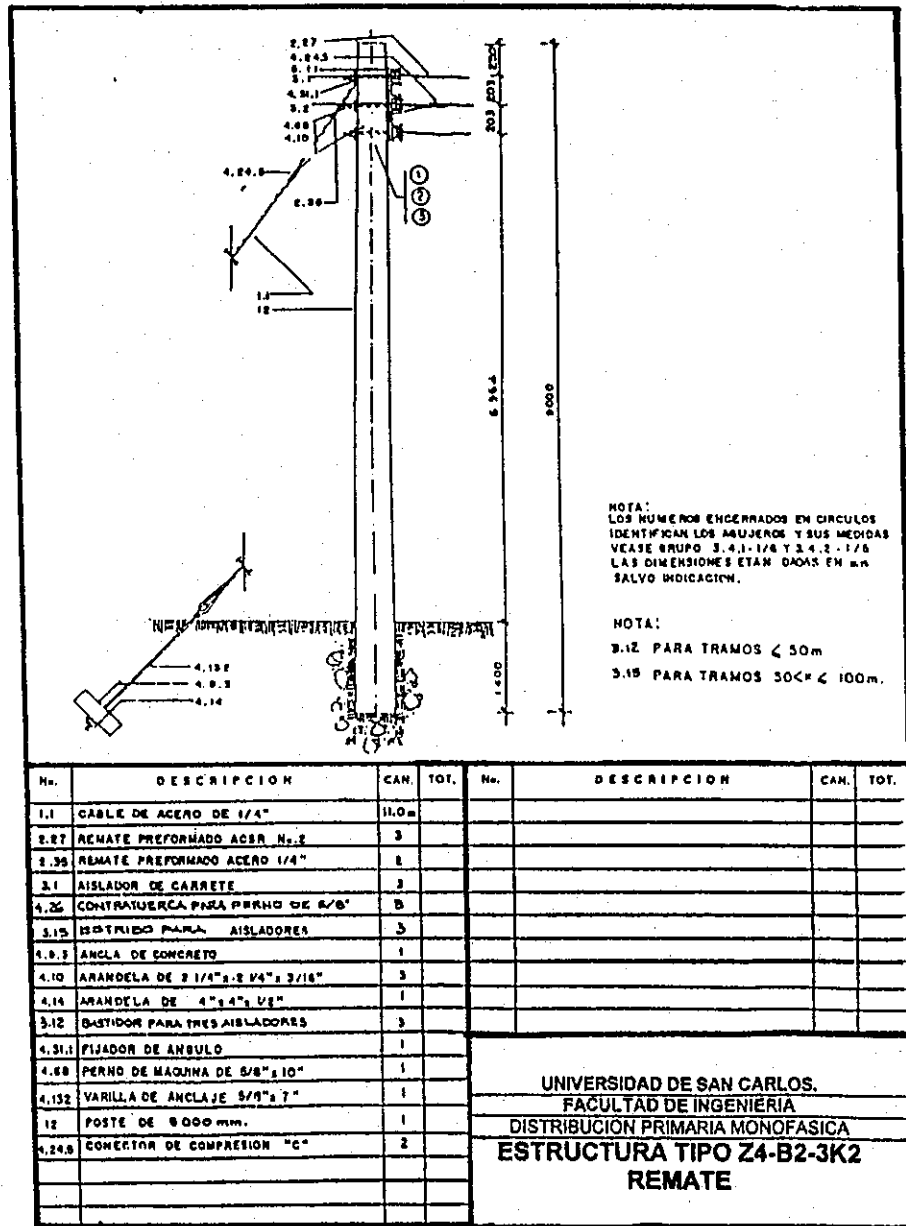
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 17 Distribución primaria monofásica, retenida de ancla simple



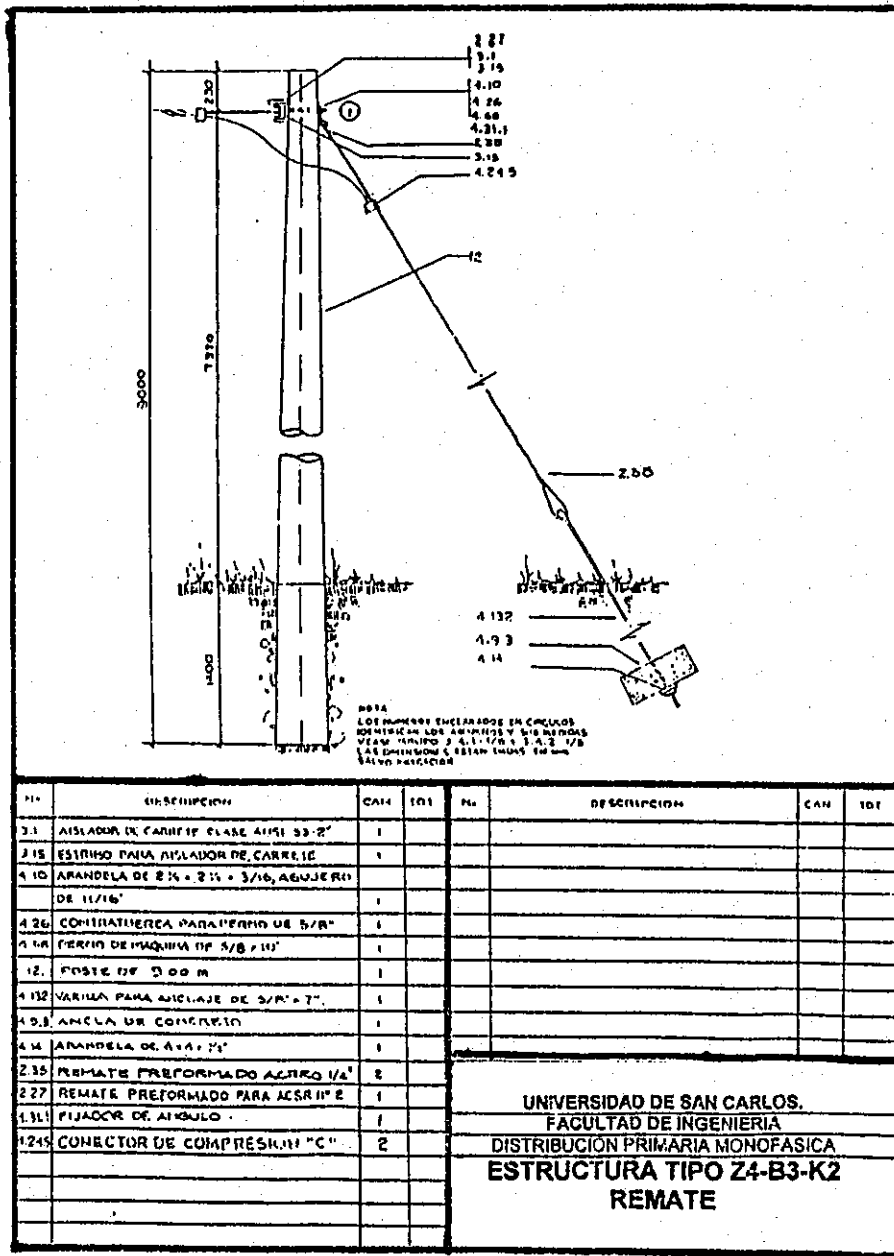
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 19 Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z4-B2-3K2 remate



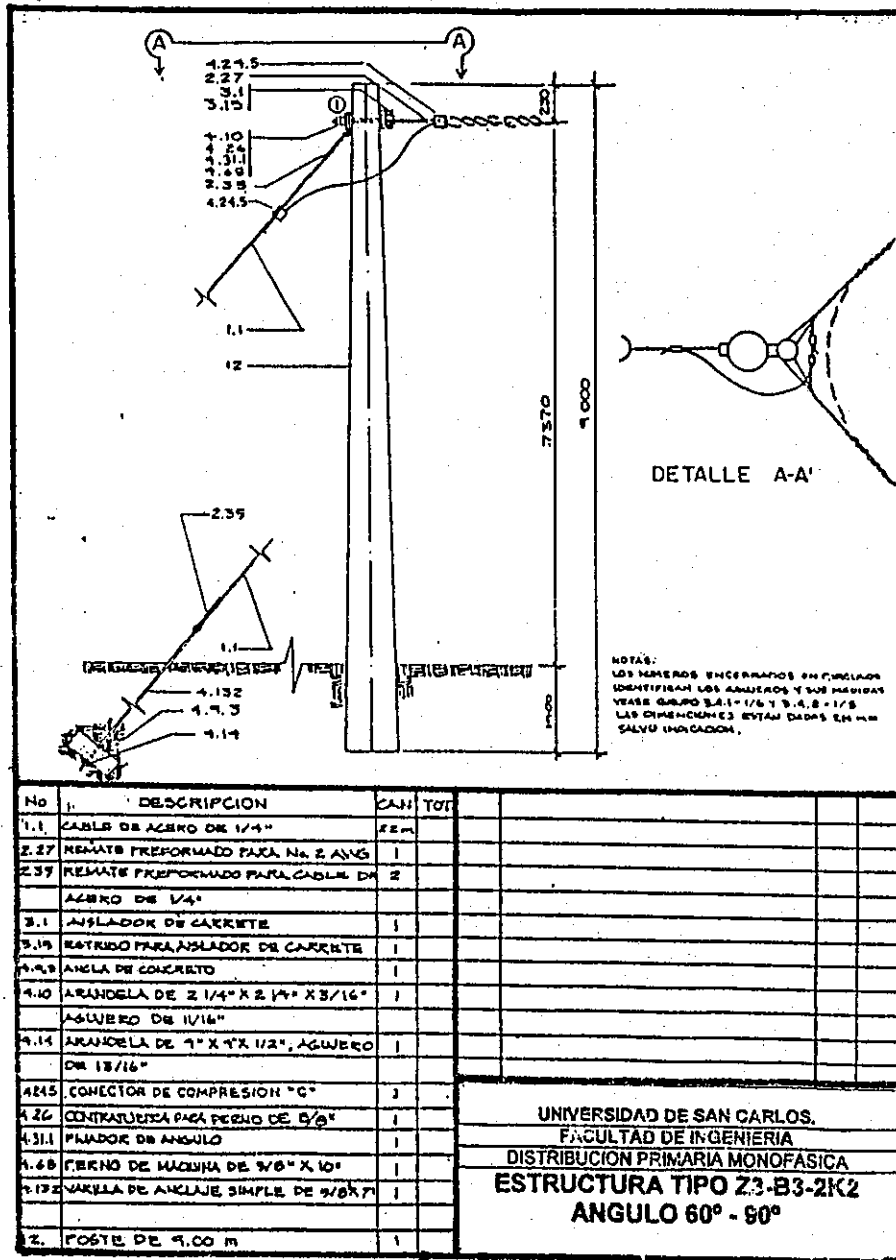
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE-1990

Fig. 20 Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z4-B3-K2 remate



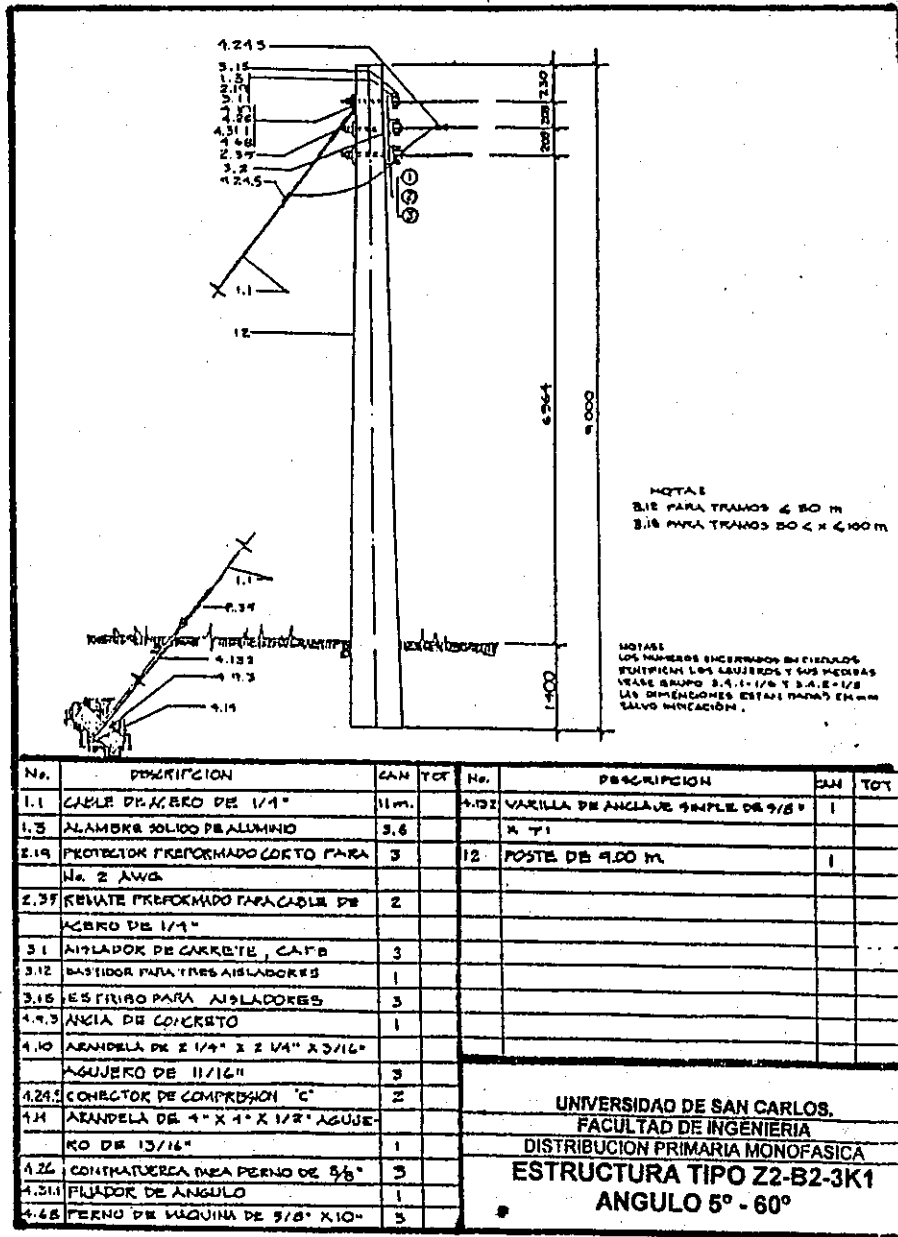
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 22 Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z3-B3-2K2 ángulo 60 – 90 grados



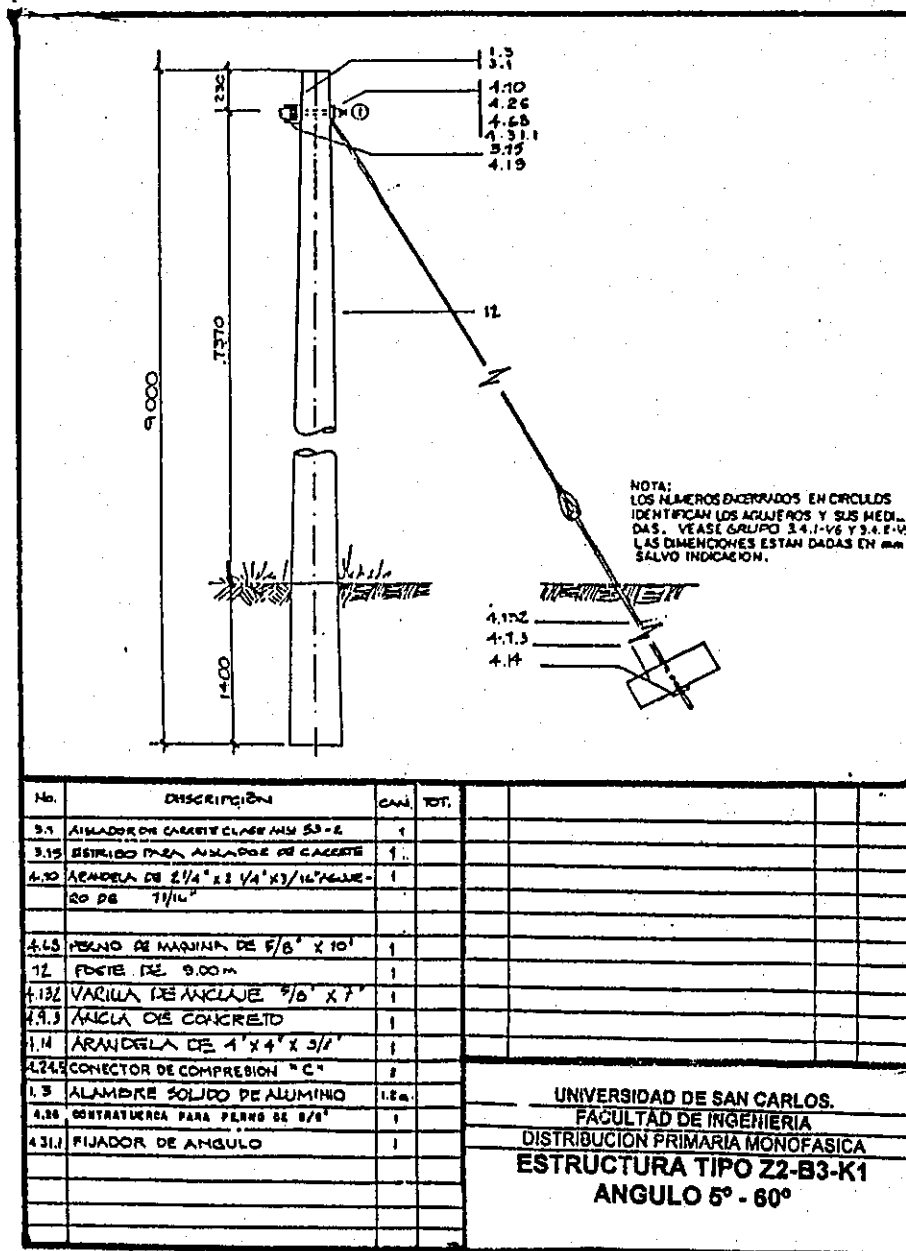
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 23 Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z2-B2-3K1 ángulo 5 – 60 grados



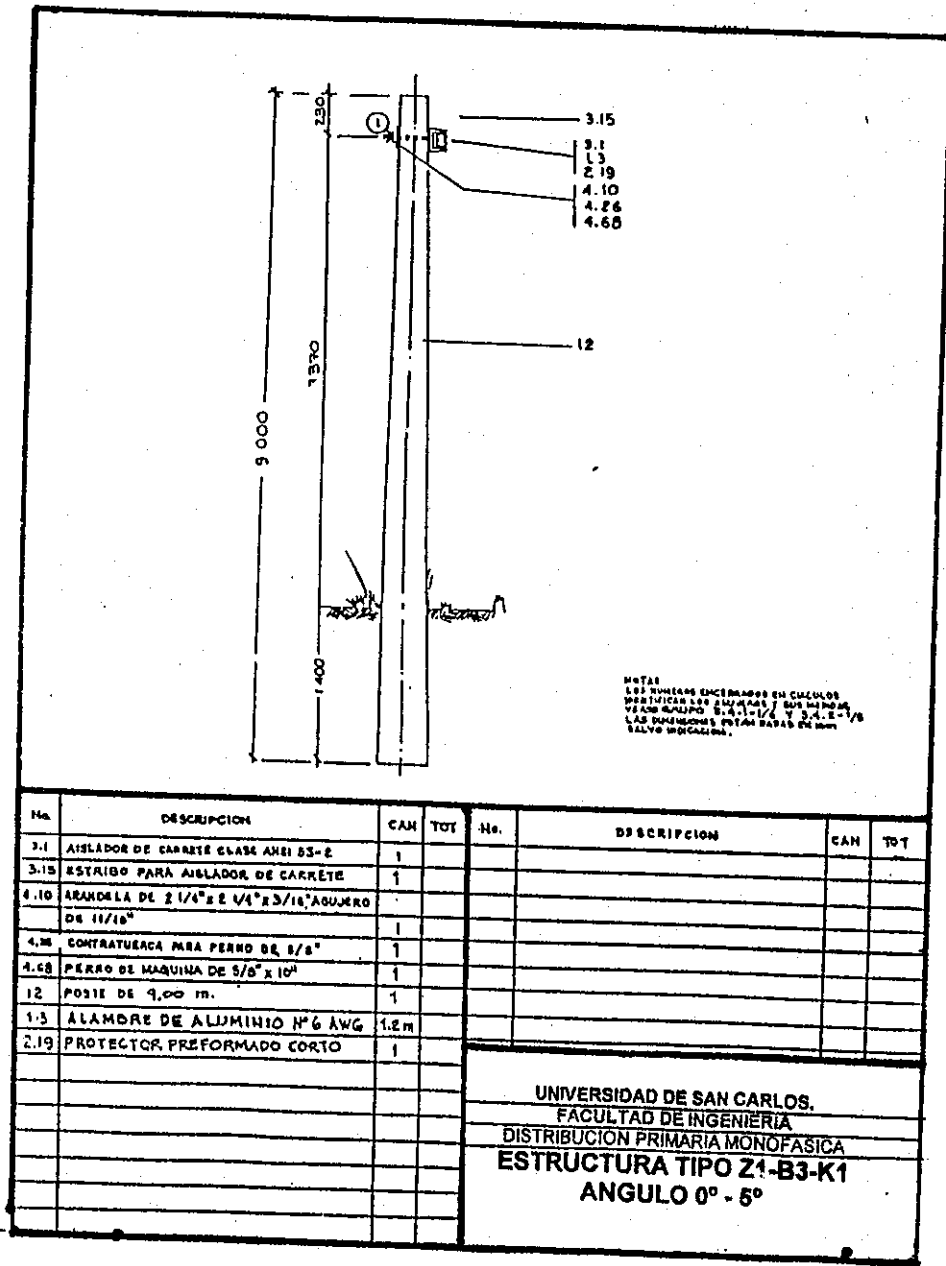
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 24 Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z2-B3-K1 ángulo 5 – 60 grados



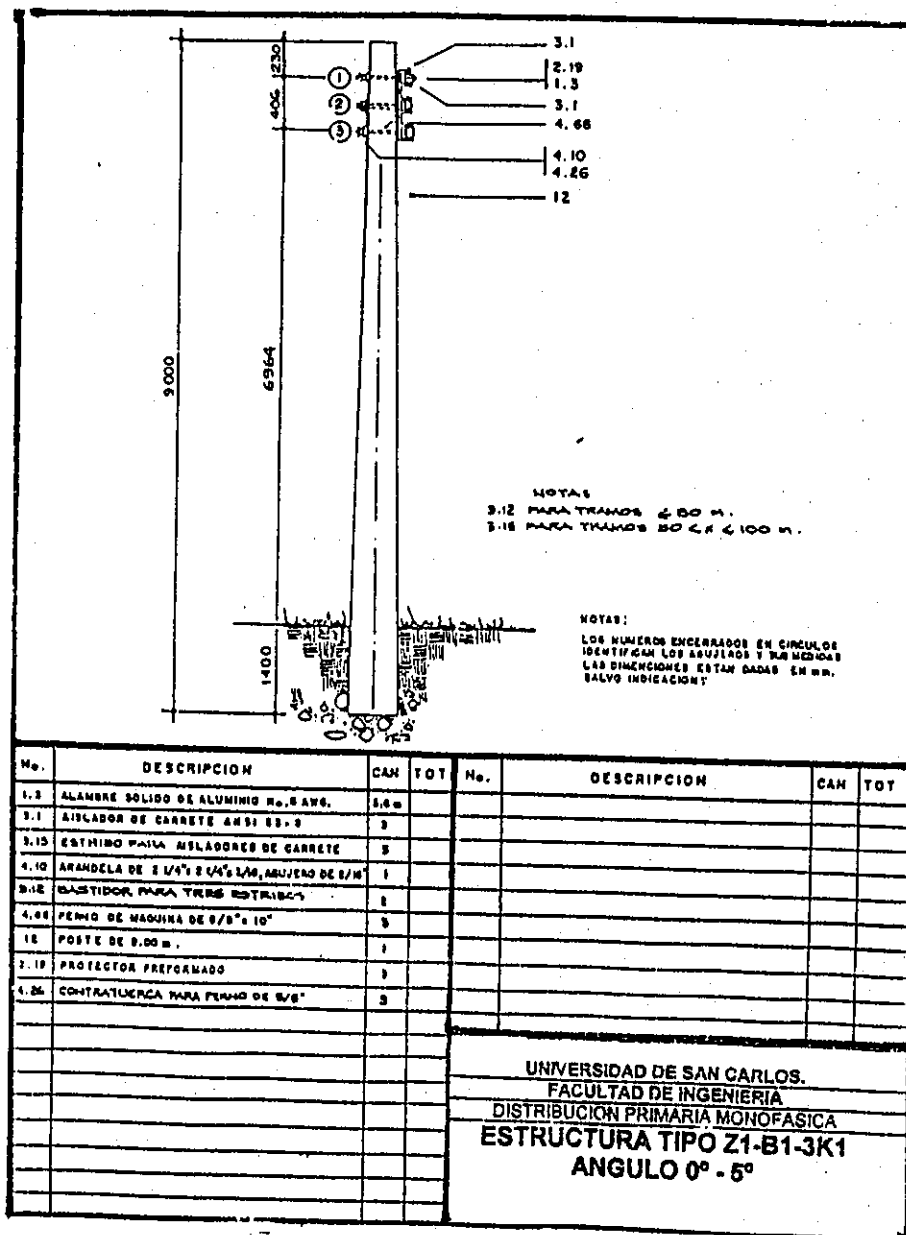
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 25 Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z1-B3-K1 ángulo 0 – 5 grados



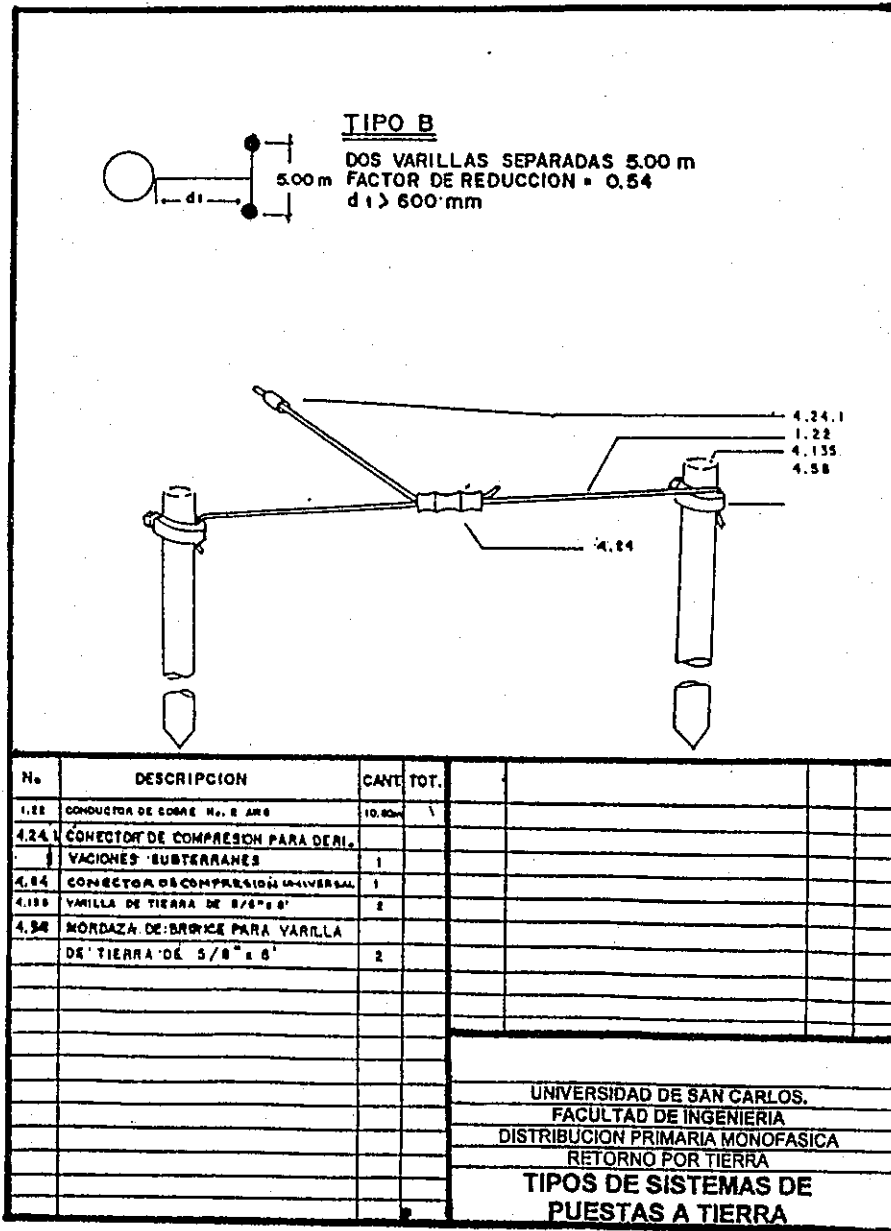
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 26 Distribución primaria monofásica, estructura tipo Z1-B1-3K1 ángulo 0 -5 grados



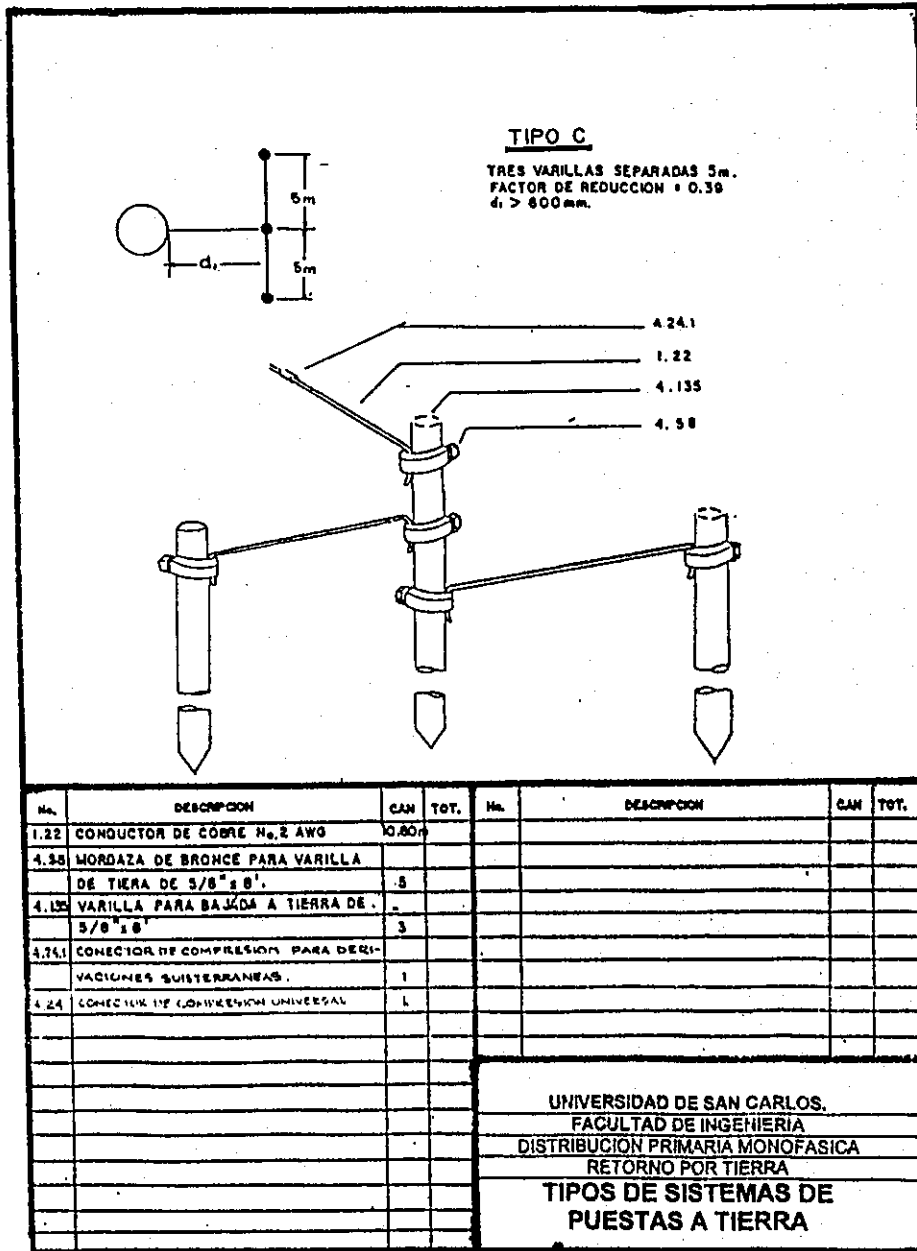
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 27 Distribución primaria monofásica, retorno por tierra, tipos de sistemas de puesta a tierra



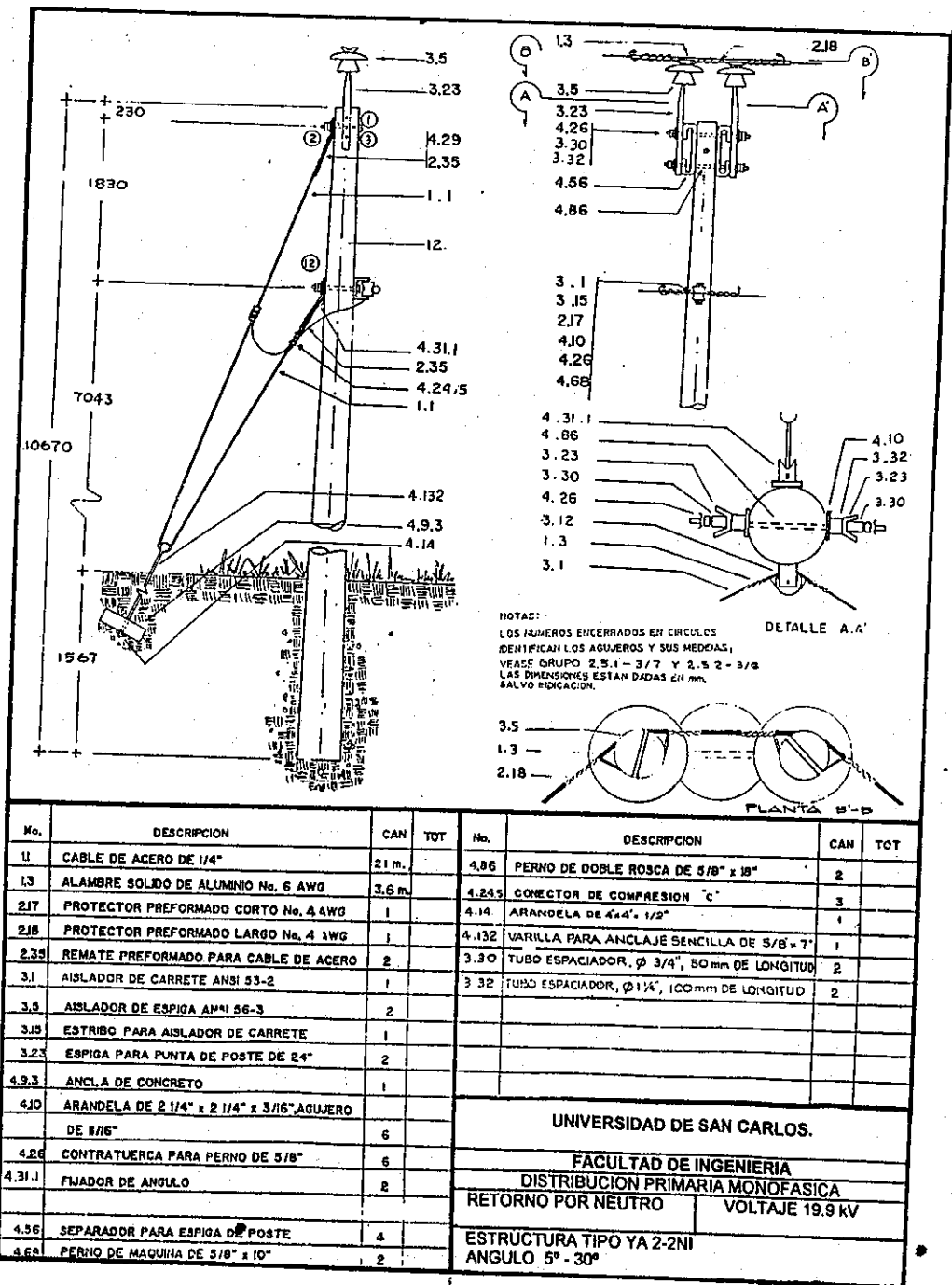
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 28 Distribución primaria monofásica, retorno por tierra, tipos de sistemas de puesta a tierra



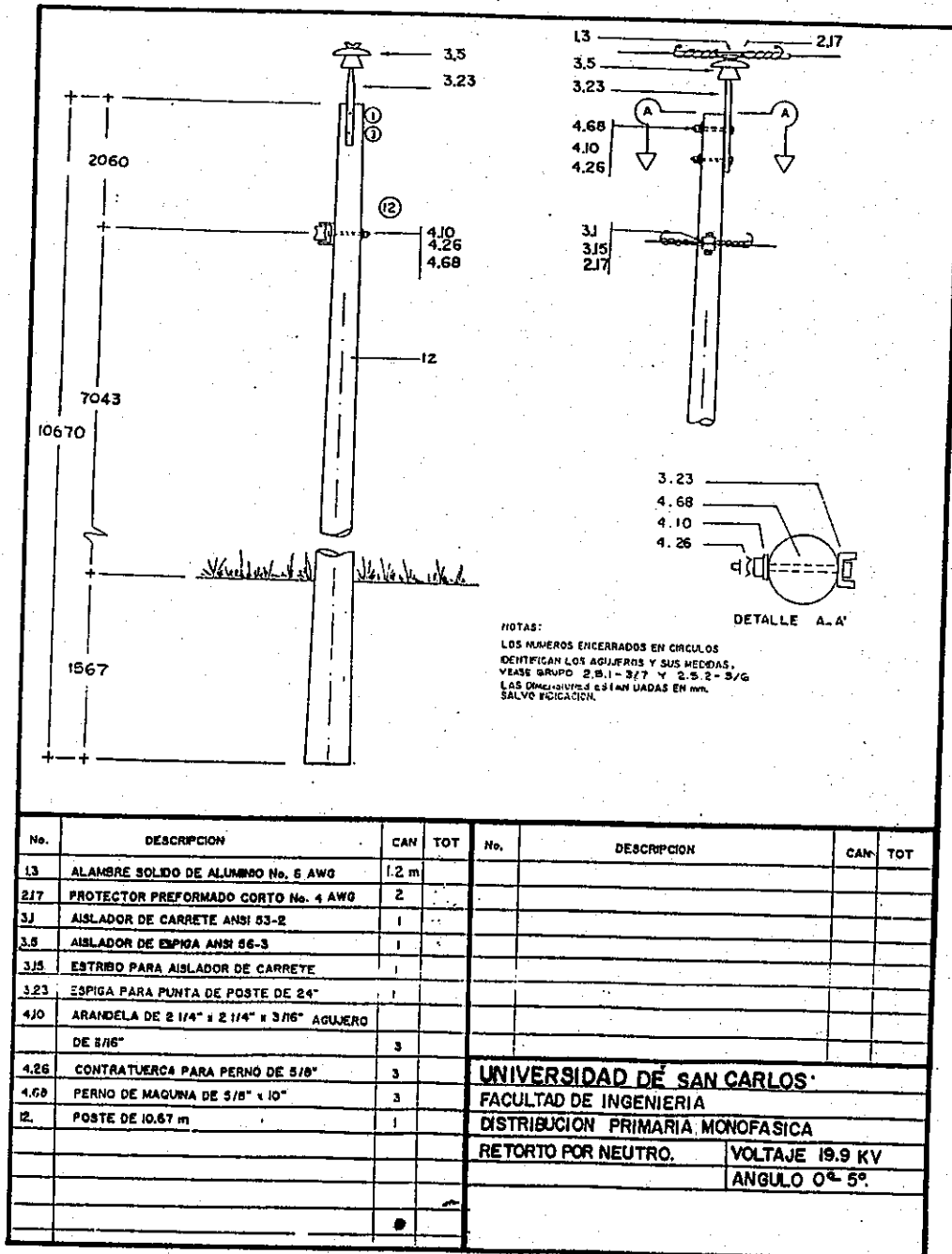
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 35 Distribución primaria monofásica, retorno por neutro



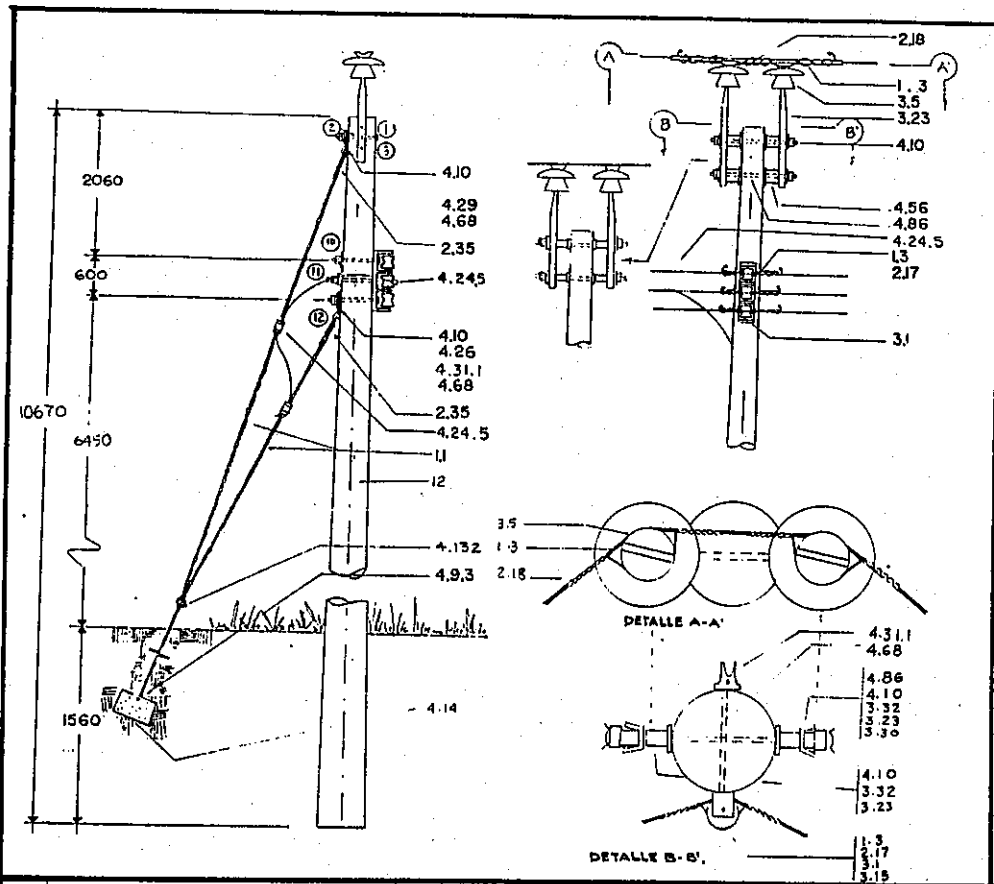
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 36 distribución primaria monofásica, retorno por neutro



Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

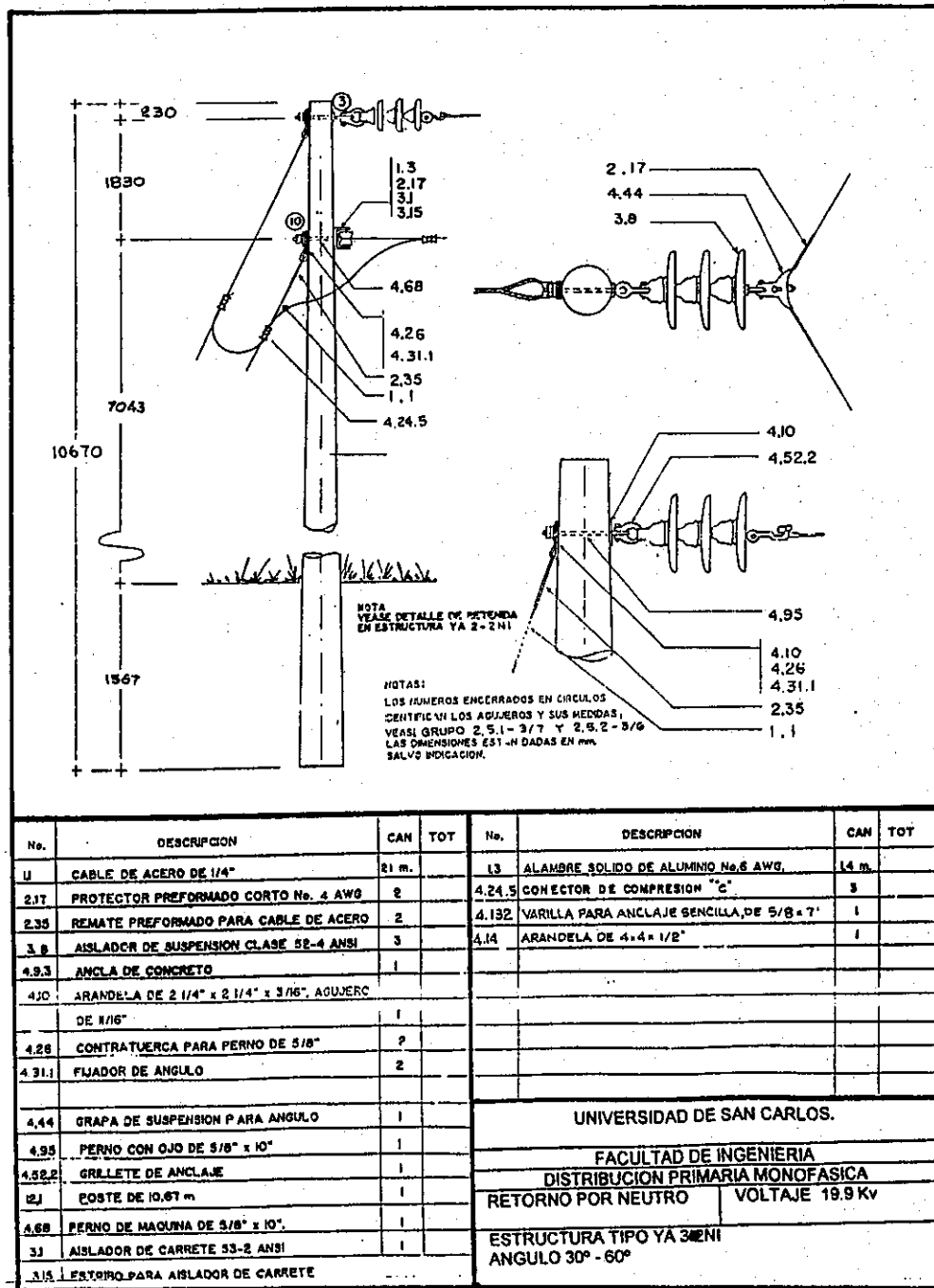
Fig. 37 Distribución primaria monofásica, alta y baja tensión



No.	DESCRIPCION	CAN	TOT	No.	DESCRIPCION	CAN	TOT
1	CABLE DE ACERO DE 1/4"	21m.		4.68	PERNO DE MAQUINA DE 5/8" x 10"	4	
13	ALAMBRE SOLDADO DE ALUMINO No. 6 AWG	5.0 m		4.86	PERNO DE DOBLE ROSCA DE 5/8" x 18"	2	
2.17	PROTECTOR PREFORMADO CORTO PARA No. 2 AWG.	3		12.	POSTE DE 10.0'	1	
2.18	PROTECTOR PREFORMADO LARGO PARA No. 3 AWG	1		4.24.5	CONECTOR DE COMPRESION "C"	3	
2.35	REMATE PREFORMADO PARA CABLE DE ACERO	2		1.14	ARANDELA DE 1/4" x 1/2"	1	
3.1	AISLADOR DE CARRETE CLASE ANSI 53-2	3		3.12	BASTIDOR PARA TRES AISLADORES	1	
3.5	AISLADOR DE ESPIGA CLASE ANSI 56-3	2					
3.15	ESTRIBO PARA AISLADOR DE CARRETE	1		UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS. FACULTAD DE INGENIERIA DISTRIBUCION PRIMARIA MONOFASICA ALTA Y BAJA TENSION VOLTAJE 19.9 KV			
3.23	ESPIGA PARA PUNTA DE POSTE DE 24"	2					
4.9.3	ANCLA DE CONCRETO DE 30 x 30 x 15 cm.	1					
4.10	ARANDELA DE 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16", AGUJERO DE 1/8"	3		ESTRUCTURA TIPO YAZ2-4KI-B1 ANGULO 5° -30°			
4.26	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 5/8"	5					

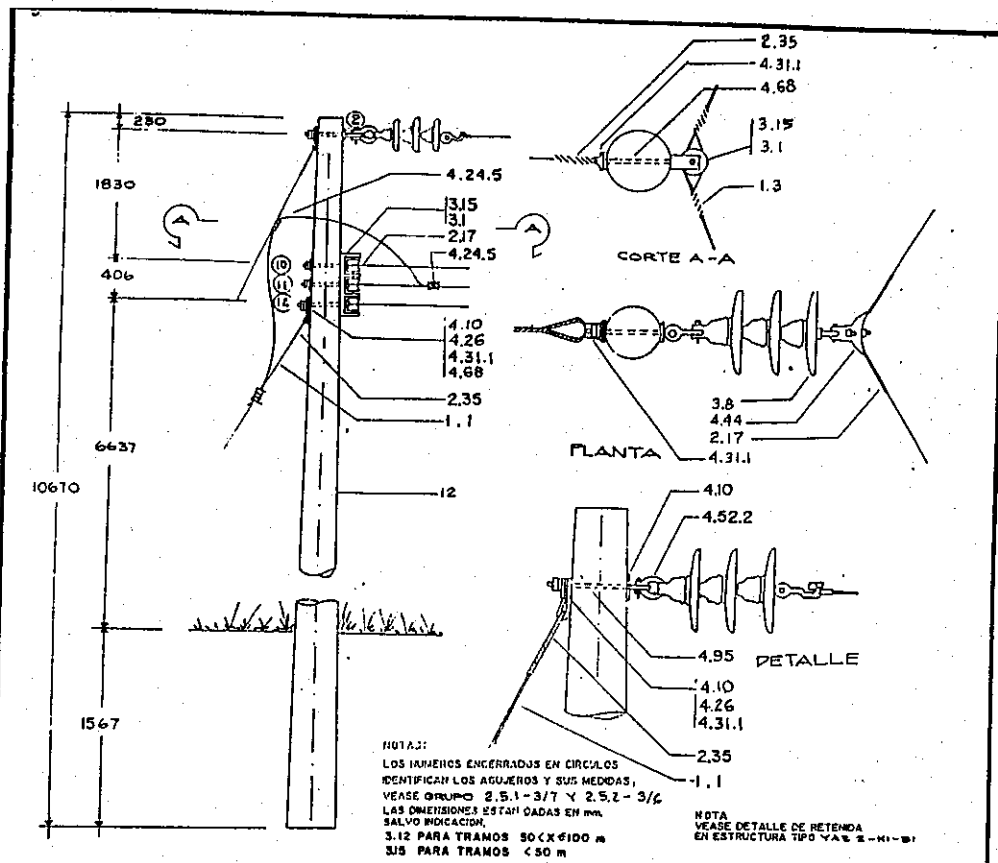
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 38 Distribución primaria monofásica, retorno por neutro



Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 39 Distribución de energía eléctrica monofásica, alta y baja tensión

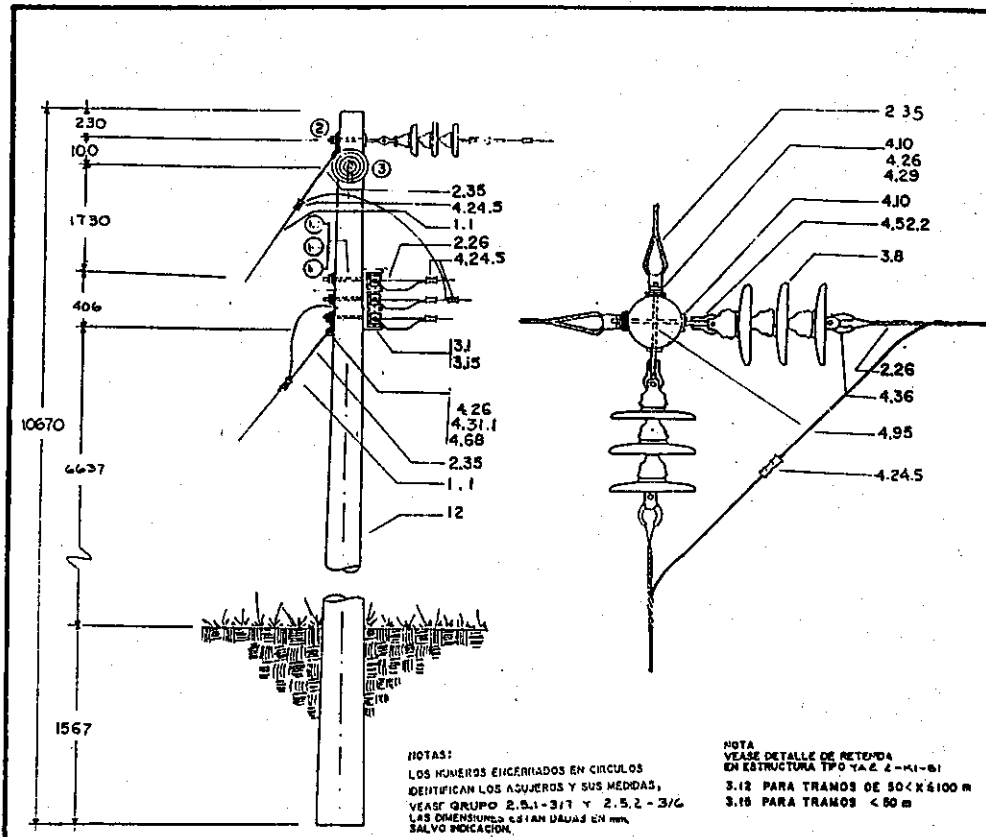


No.	DESCRIPCION	CAN	TOT	No.	DESCRIPCION	CAN	TOT.
U	CABLE DE ACERO DE 1/4"		21 m.	4.24.5	CONECTOR DE COMPRESION "C"	3	
L3	ALAMBRE SOLIDO DE ALUMINIO No. 6 AWG		42m.	2.19	PROTECTOR PREFORMADO CORTO No 2 AWG	3	
2J7	PROTECTOR PREFORMADO CORTO No. 4 AWG		1	4.14.	ARANDELA DE 4"x4"x 1/2"	1	
3J	AISLADOR DE CARRETE CLASE ANSI 63-2		3	3.12	BASTIDOR PARA 3 AISLADORES	1	
3.8	AISLADOR DE SUSPENSION CLASE ANSI 62-4		3				
3.15	ESTRIBO PARA AISLADORES DE CARRETE		3				
4.9.3	ANCLA DE CONCRETO		1				
4J0	ARANDELA DE 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16", AGUJERO DE 1/8"		5				
4.26	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 5/8"		4				
4.31.1	FINADOR DE ANGULO		2				
4.13.5	VARRILLA PARA ANCLAJE SENCILLA DE 5/8"x7"						
4.44	ORAPA DE SUSPENSION DE ANGULO		2				
4.68	PERNO DE MAQUINA DE 5/8" x 10"		3				
4.95	PERNO CON OJO DE 5/8" x 10"		1				
4.52.2	ORILETE DE ANCLAJE		1				

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS.
FACULTAD DE INGENIERIA
DISTRIBUCION PRIMARIA MONOFASICA
ALTA Y BAJA TENSION | VOLTAJE 19.9 kV
ESTRUCTURA TIPO YAZ3-4KI-B2
ANGULO 30°-60°

Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 40 Distribución primaria monofásica, alta y baja tensión

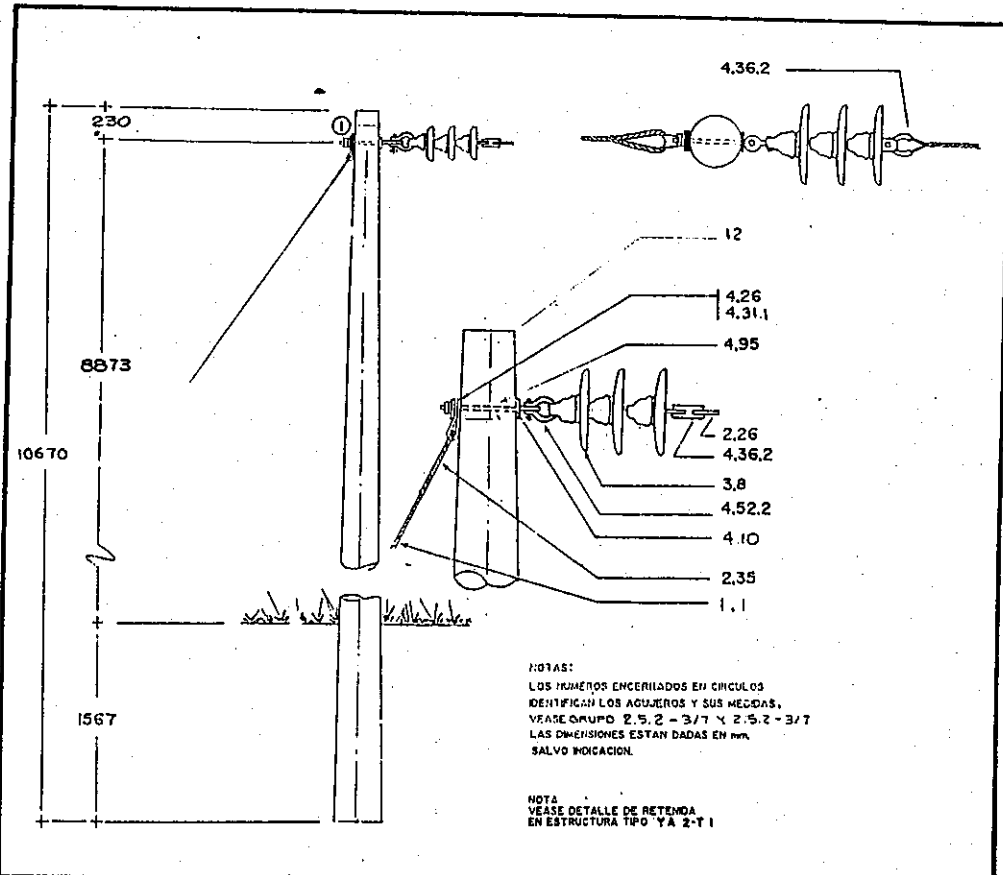


No.	DESCRIPCION	CAN	TOT	No.	DESCRIPCION	CAN	TOT
U	CABLE DE ACERO DE 1/4"		42 m.	12	POSTE DE 10.67 m.	1	
2.27	REMATE PREFORMADO PARA ACSR No. 2 AWG	6		4.132	VARILLA PARA ANCLAJE SENCILLA DE 5/8" X 7'	2	
2.35	REMATE PREFORMADO PARA CABLE DE ACERO DE 1/4"	4		1.14.	ARANDELA DE 4" X 4" X 1/2"	1	
2.26	REMATE PREFORMADO PARA ACSR No. 4 AWG	2		3.12	BASTIDOR PARA 3 AISLADORES	1	
3.1	AISLADOR DE CARRETE CLASE ANSI 53-2	6					
3.8	AISLADOR DE SUSPENSION CLASE ANSI 52-4	6					
3.15	ESTRIBO PARA AISLADORES DE CARRETE	6					
4.9.3	ANCLA DE CONCRETO	2					
4.10	ARANDELA DE 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16", AGUJERO DE 1/16"	6					
4.24.5	CONECTOR DE COMPRESION "C"	12					
4.28	CONTRATUERGA PARA PERNO DE 5/8"	8					
4.31.1	FIXADOR DE ANGULO	4					
4.36.2	GUARDACASO CON ACCESORIO CLEVIS	2					
4.52.2	GRULETE DE ANCLAJE	2					

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS.
 FACULTAD DE INGENIERIA
 DISTRIBUCION PRIMARIA MONOFASICA
 ALTA Y BAJA TENSION VOLTAJE 19.9 KV
 ESTRUCTURA TIPO YAZ4-8K2-B2
 ANGULO 60°-90°

Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 41 Distribución primaria monofásica, retorno por tierra

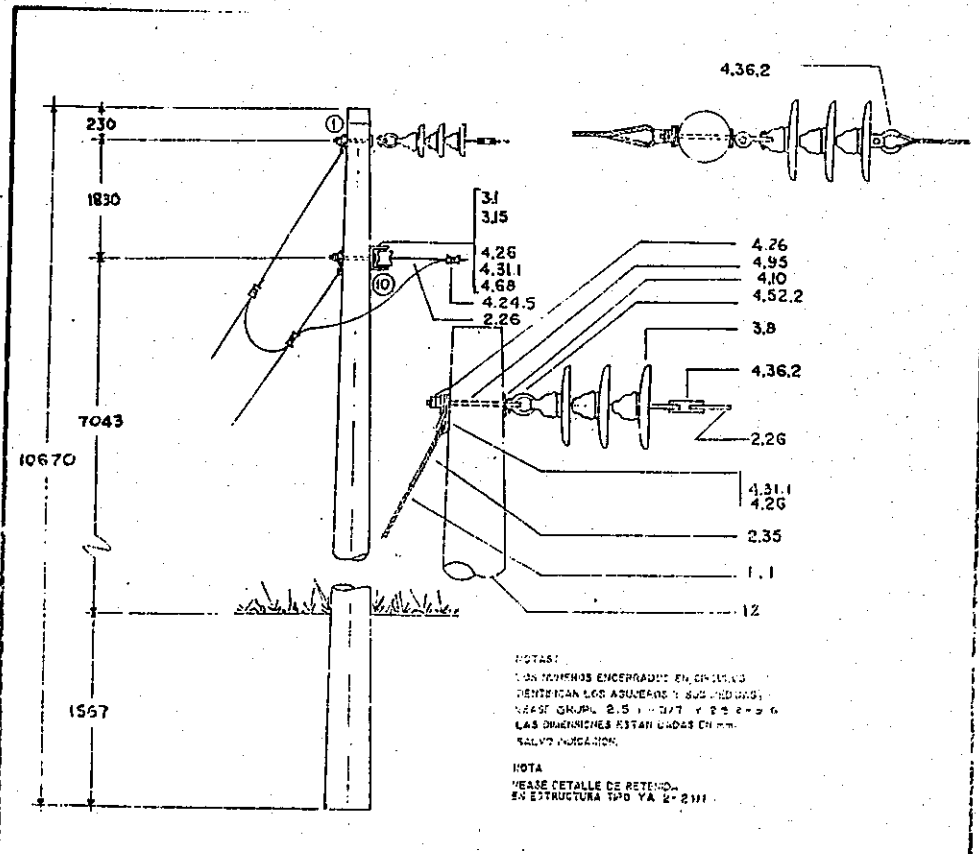


No.	DESCRIPCION	CAN	TOT	No.	DESCRIPCION	CAN	TOT.
U	CABLE DE ACERO DE 1/4".	10,8 m					
2.26	REMATE PREFORMADO PARA ACSR No. 4 AWG.	1					
2.35	REMATE PREFORMADO PARA CABLE DE ACERO DE 1/4"	2					
3.8	AISLADOR DE SUSPENSION (CLASE 52-4 ANSI)	3					
4.9.3	ANCLA DE CONCRETO	1					
4.10	ARANDELA DE 2 1/4" X 2 1/4" X 3/16", AGUJERO DE 3/16"	1					
4.26	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 5/8".	1					
4.31.1	FIJADOR DE ANGULO	1					
4.132	VARILLA DE ANCLAJE SENCILLA DE 5/8" X 7'	1					
4.36.2	GUARDACABO CON ACCESORIO CLEVIS	1					
4.52.2	BRILETE DE ANCLAJE	1					
4.95	PERNO CON OJO DE 5/8" X 10".	1					
12	POSTE DE 10.67m.	1					
4.14	ARANDELA DE 4" X 1/2"	1					

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS.
 FACULTAD DE INGENIERIA
 DISTRIBUCION PRIMARIA MONOFASICA
 RETORNO POR TIERRA VOLTAJE 19.9 KV
 ESTRUCTURA TIPO YA 6-T 2
 REMATE

Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig.42 Distribución primaria monofásica, retorno por neutro

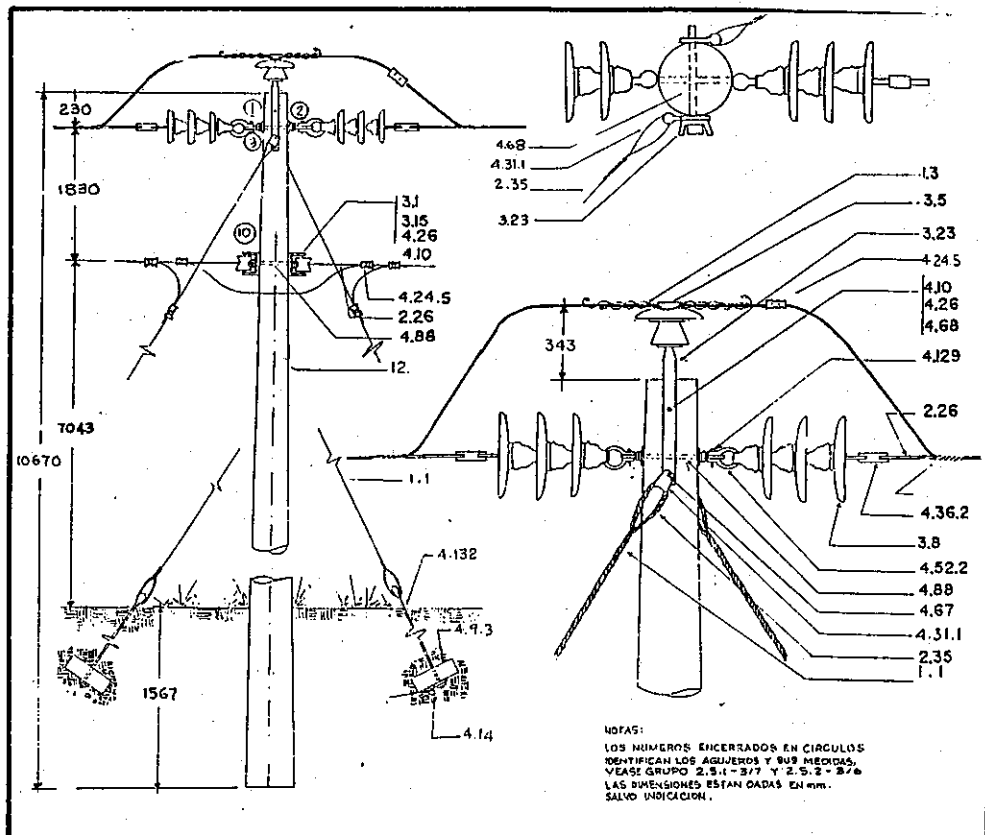


No.	DESCRIPCIÓN	CAN	TOT	No.	DESCRIPCIÓN	CAN	TOT
1.	CABLE DE ACERO DE 1/4"		21 m.	4.24.5	CONECTOR DE COMPRESIÓN "C"	3	
2.26	REMATE PREFORMADO PARA ACSR No. 4 AWG	2		4.132	VARILLA PARA ANCLAJE, SENCILLA	1	
2.35	REMATE PREFORMADO PARA CABLE DE ACERO DE 1/4"	2		4.14	ARANDELA DE 4" X 4" X 1/2"	1	
3.8	ASLADOR DE SUSPENSIÓN CLASE ANSI 62-4	3					
4.93	ANCLA DE CONCRETO	1					
4.26	ARANDELA DE 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16", AGUERO DE 1/2"	1					
4.26	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 5/8"	2					
4.31.1	FIXADOR DE ANCLAJE	2					
4.26	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 5/8"	2					
4.36.2	GUARDACABO CON ACCESORIO CLEVIS	1					
4.36.2	GRULETE DE ANCLAJE	1					
4.95	PERNO CON OJO DE 5/8" x 12"	1					
12	POSTE DE 10.67 m	1					
4.68	PERNO DE MAQUINA DE 3/8" x 10"	1					

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS.
 FACULTAD DE INGENIERIA
 DISTRIBUCIÓN PRIMARIA MONOFÁSICA
 RETORNO POR NEUTRO VOLTAJE 19.9 KV
 ESTRUCTURA TIPO YA 6-2 N2
 REMATE

Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 43 Distribución primaria monofásica, retorno por neutro

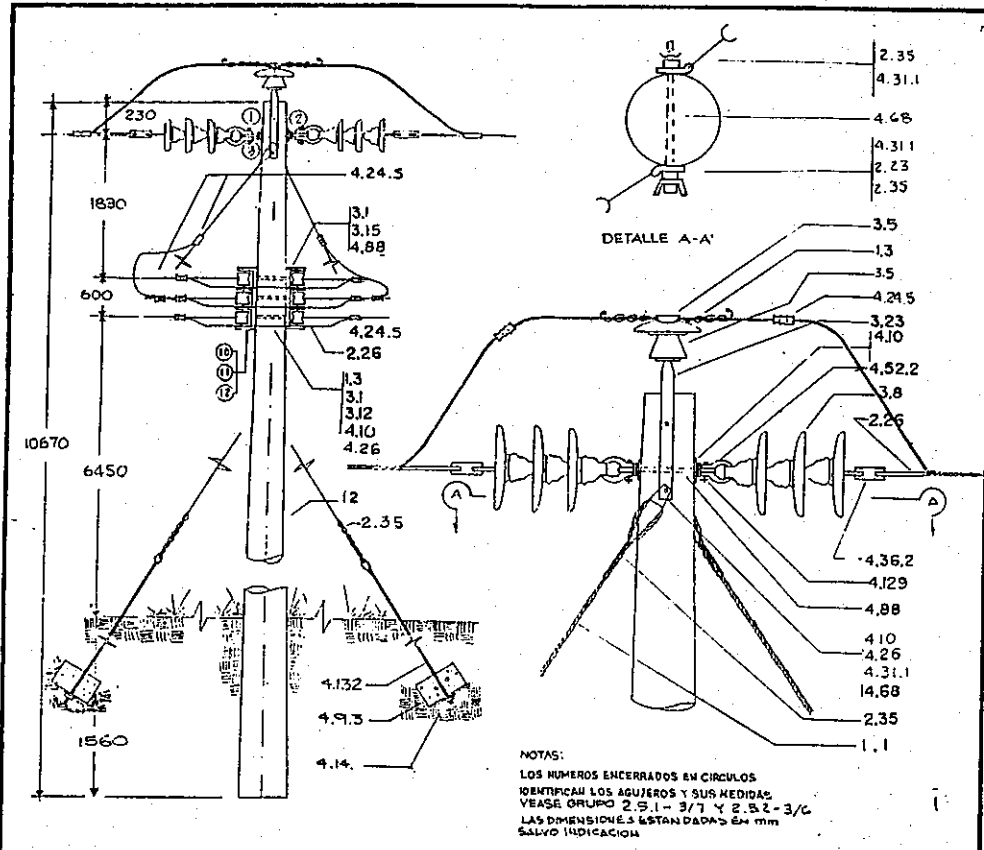


No.	DESCRIPCION	CAN	TOT	No.	DESCRIPCION	CAN	TOT
1.1	CABLE DE ACERO DE 1/4"	21m		3.1	AISLADOR DE CARRETE 53-2 ANSI	2	
1.3	ALAMBRE SOLIDO DE ALUMINO No. 6 AWG	1.2 m		3.15	ESTRIBO PARA AISLADOR DE CARRETE	2	
2.26	REMATE PREFORMADO PARA ACSR No. 4 AWG	4		4.68	PERNO DE DOBLE ROSCA DE 5/8" x 12"	2	
2.35	REMATE PREFORMADO PARA CABLE DE ACERO DE 1/4"	4		4.129	TUENCA OJO	2	
3.5	AISLADOR DE ESPIGA CLASE ANSI 56-3	1		4.132	VARILLA PARA ANCLAJE SENCILLA DE 5/8" x 7"	2	
3.8	AISLADOR DE SUSPENSION CLASE ANSI 52-4	6					
3.23	ESPIGA PARA PUNTA DE POSTE DE 24"	1					
4.9.3	ANCLA DE CONCRETO	2					
4.10	ARANDELA DE 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16", AGUJERO DE 1/16"	3					
4.24.5	CONECTOR DE COMPRESION "C"	8					
4.26	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 5/8"	6					
4.31.1	FIJADOR DE ANGULO	2					
4.14	ARANDELA DE 4" x 4" x 1/2"	2					
4.36.2	GUARDACABO CON ACCESORIO CLEVIS	2					
4.88	GRILLETE DE ANCLAJE	2					

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS.
 FACULTAD DE INGENIERIA
 DISTRIBUCION PRIMARIA MONOFASICA
 RETORNO POR NEUTRO VOLTAJE 19.9 KV
 ESTRUCTURA TIPO YA 5-4 N2
 ANCLAJE

Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 44 Distribución primaria monofásica, alta y baja tensión



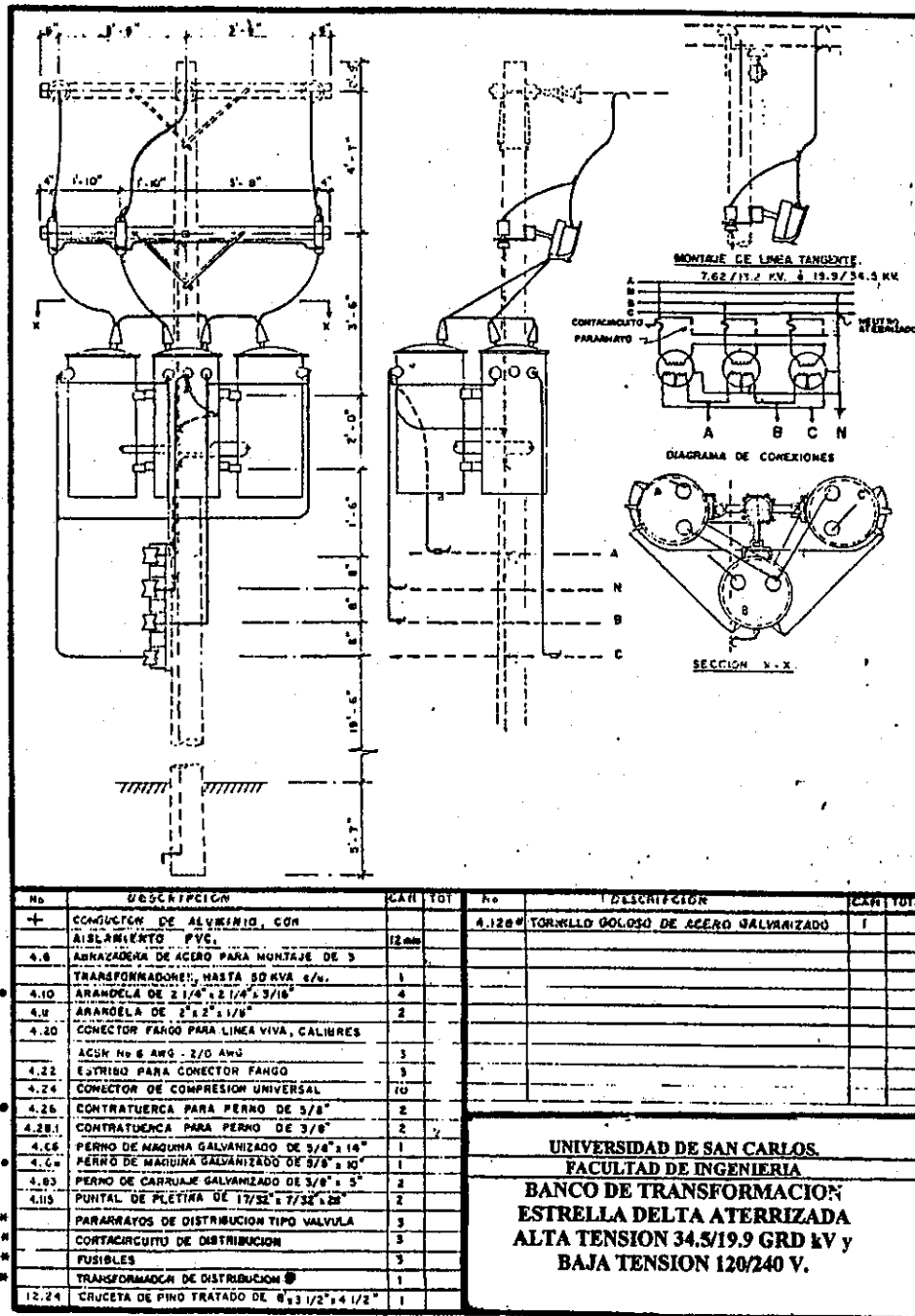
No.	DESCRIPCION	CAN	TOT	No.	DESCRIPCION	CAN	TOT
1.1	CABLE DE ACERO DE 1/4"	21 m		4.82.2	GRILLETE DE ANCLAJE	2	
1.3	ALAMBRE SOLIDO DE ALUMINIO No. 6 AWG	5.6 m		4.14.	ARANDELA DE 4" X 4" X 1/2"	2	
2.26	REMATE PREFORMADO PARA No. 4 AWG	2		4.88	PERNO DE MAQUINA DE 5/8" x 10"	4	
2.35	REMATE PREFORMADO PARA CABLE DE ACERO DE 1/4"	4		4.68	PERNO DE DOBLE ROSCA DE 5/8" x 12"	4	
3.1	AISLADOR DE CARRETE CLASE ANSI 33-2	4		4.129	TUERCA DE OJO	2	
3.5	AISLADOR DE ESPIGA CLASE ANSI 36-3	1		12	POSTE DE 10	1	
3.8	AISLADOR DE SUSPENSION CLASE ANSI 52-4	6		2.27	REMATE PREFORMADO PARA No. 2 AWG	6	
3.15	ESTRIBO PARA AISLADORES DE CAPRETE	6		4.26	CONTRATUERCA PARA PERNO DE 5/8"	10	
3.23	ESPIGA PARA PUNTA DE POSTE DE 24"	1					
4.9.3	ANCLA DE CONCRETO	2					
4.10	ARANDELA DE 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16" AGUJERO DE 11/16"	12					
4.24.5	CONECTOR DE COMPRESION "C"	12					
3.12	BASTIDOR PARA TRES AISLADORES	2					
4.31.1	FIXADOR DE ANGULO	2					
4.135	VARILLA PARA ANCLAJE GENCILLA DE 5/8" x 7'	2					

NOTAS:
 LOS NUMEROS ENCERRADOS EN CIRCULOS IDENTIFICAN LOS AGUJEROS Y SUS MEDIDAS. VEASE GRUPO 2.9.1 - 3/7 Y 2.5.2 - 3/C LAS DIMENSIONES ESTANDARIZADAS EN MM SALVO INDICACION

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS.
 FACULTAD DE INGENIERIA
 DISTRIBUCION PRIMARIA MONOFASICA
 ALTA Y BAJA TENSION
 VOLTAJE 19.9 kV
 ESTRUCTURA TIPO YAZ5-8K2-2 B2
 ANCLAJE

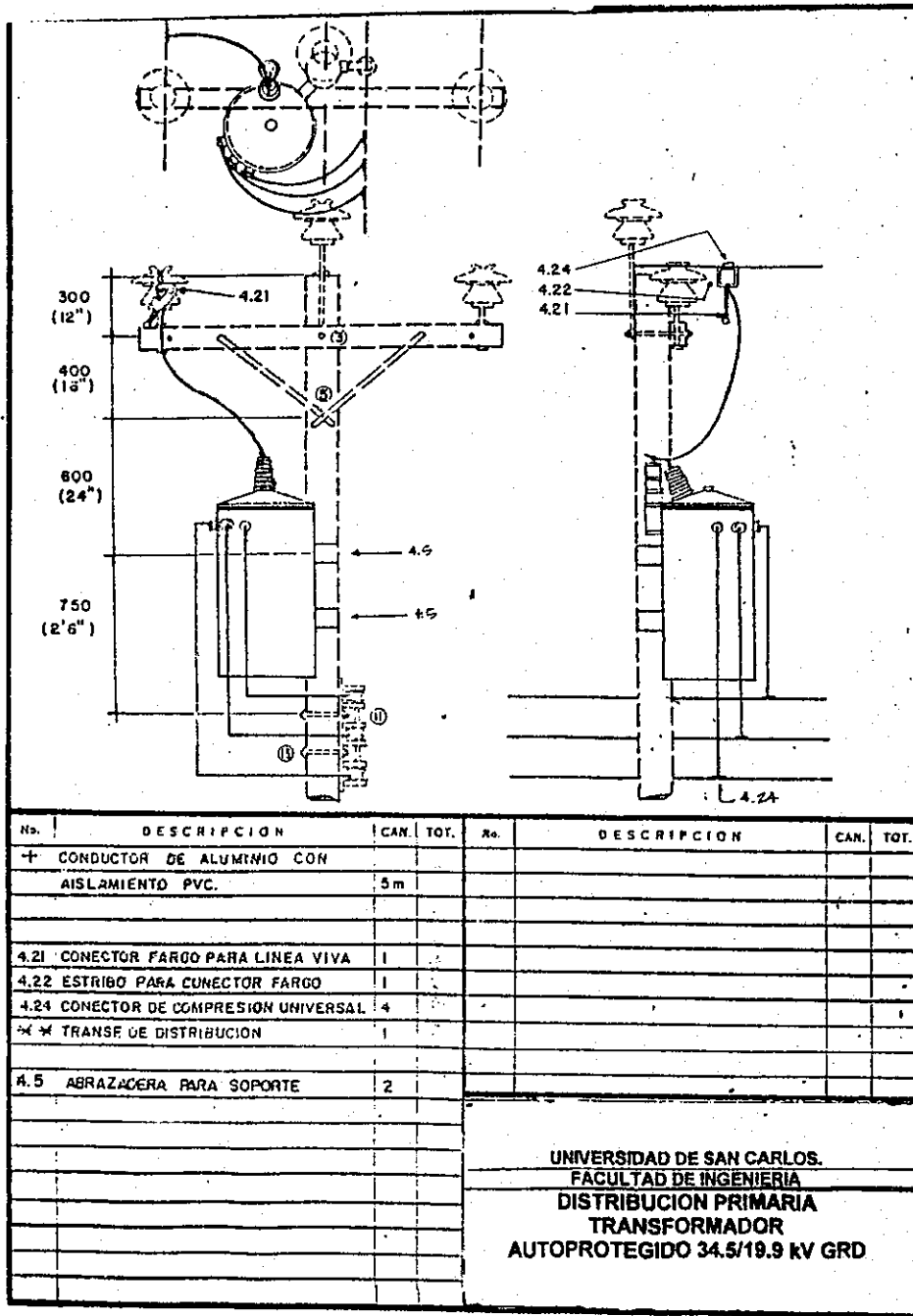
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 45 Banco de transformación estrella delta aterrizado, baja tensión



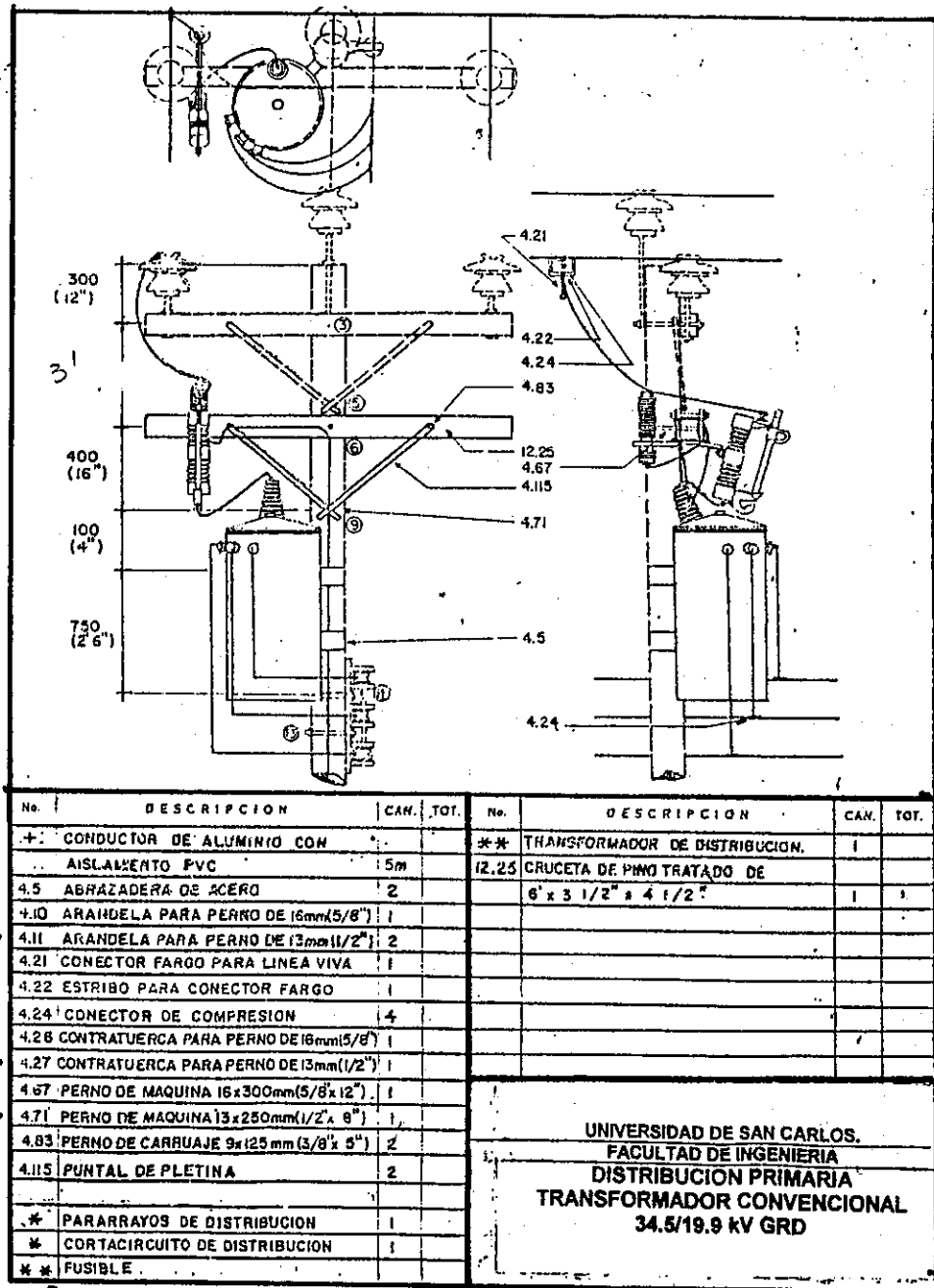
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 46 Distribución primaria, transformador autoprotegido



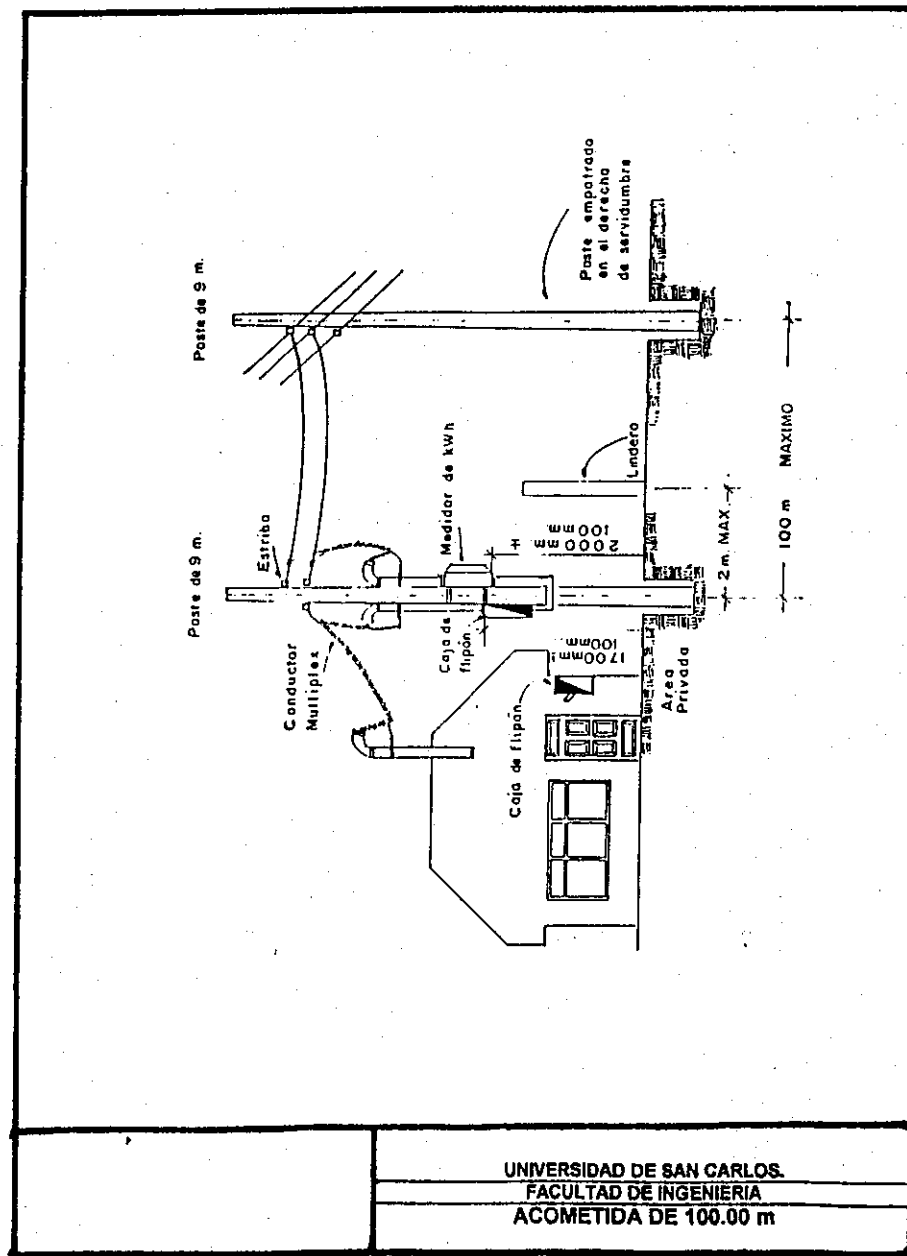
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 47 Distribución primaria, transformador convencional



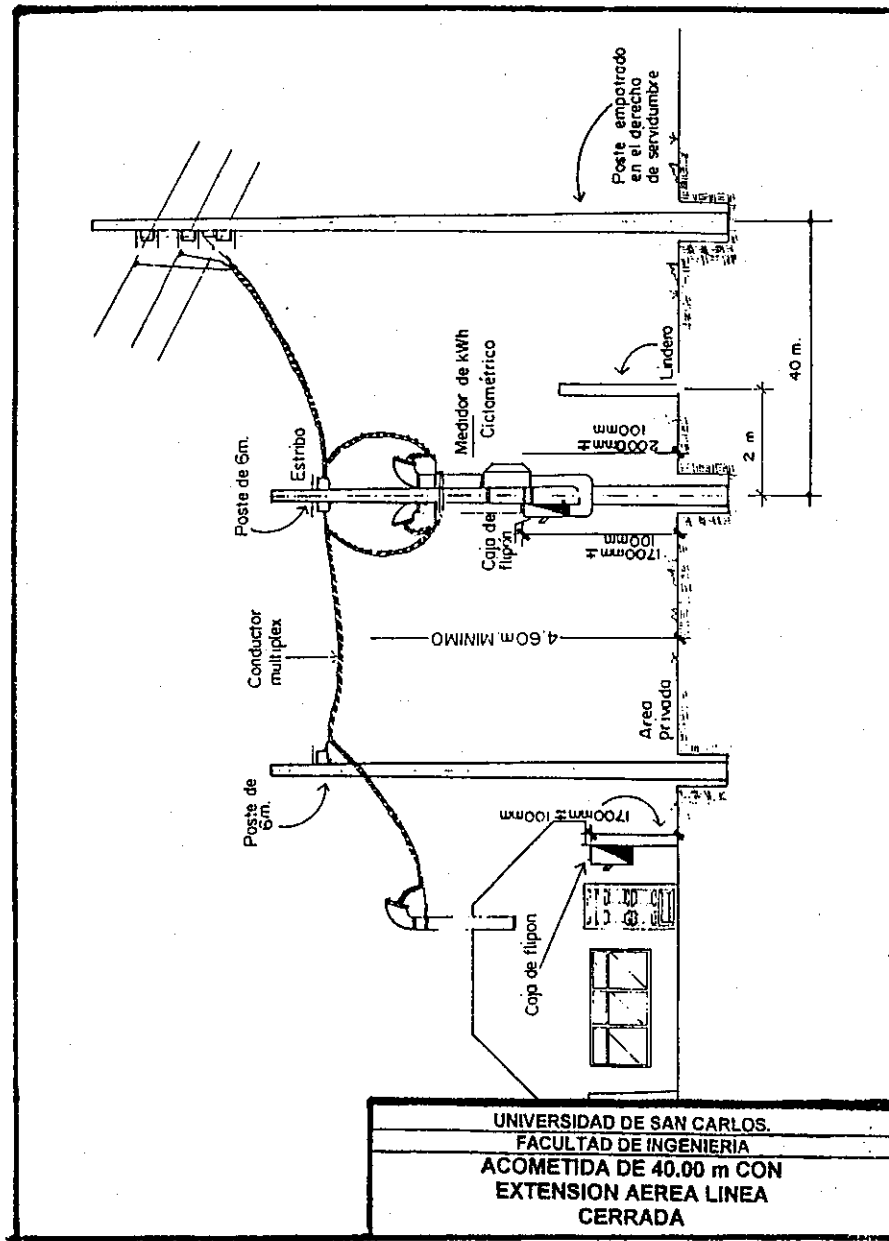
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 48 Acometida de 100.00 m



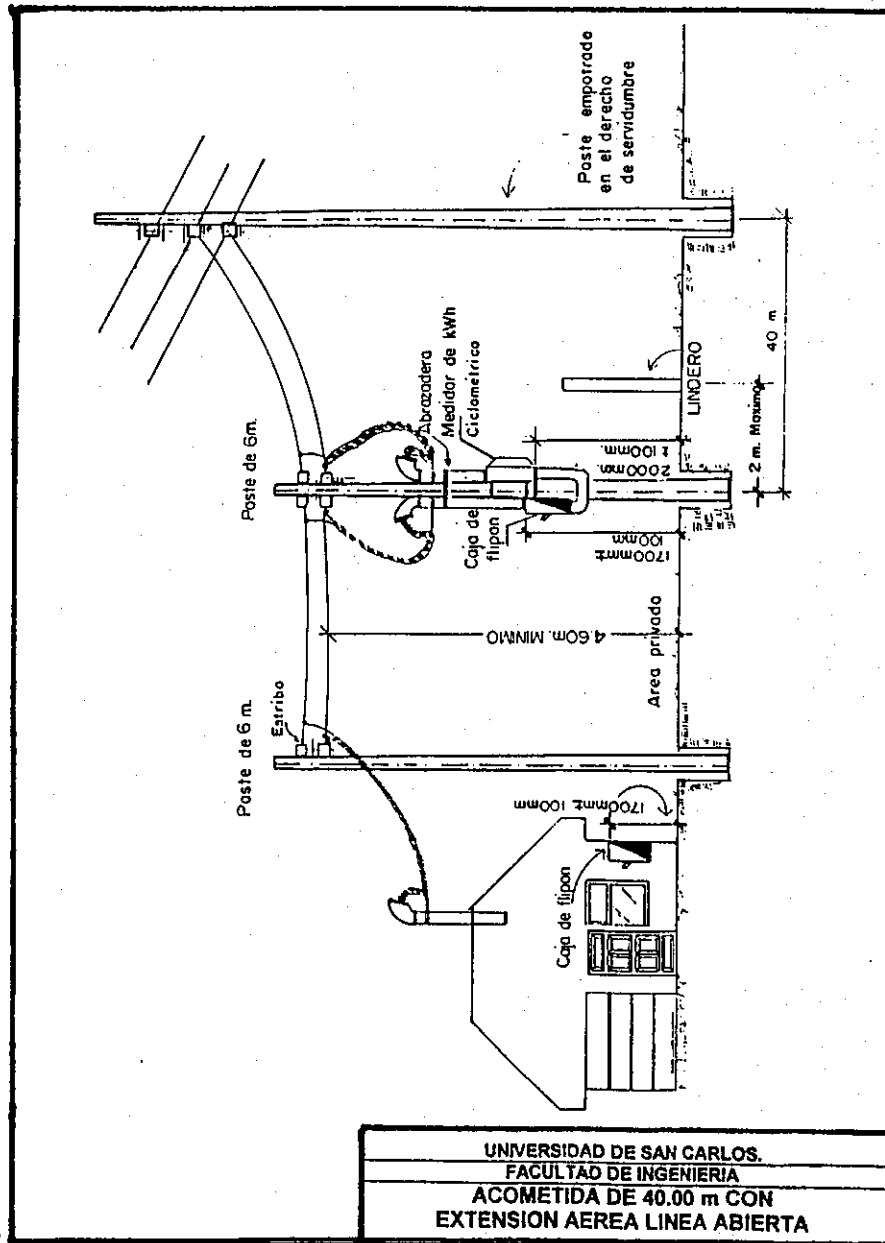
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 49 Acometida de 40.00 m con extensión aérea línea cerrada



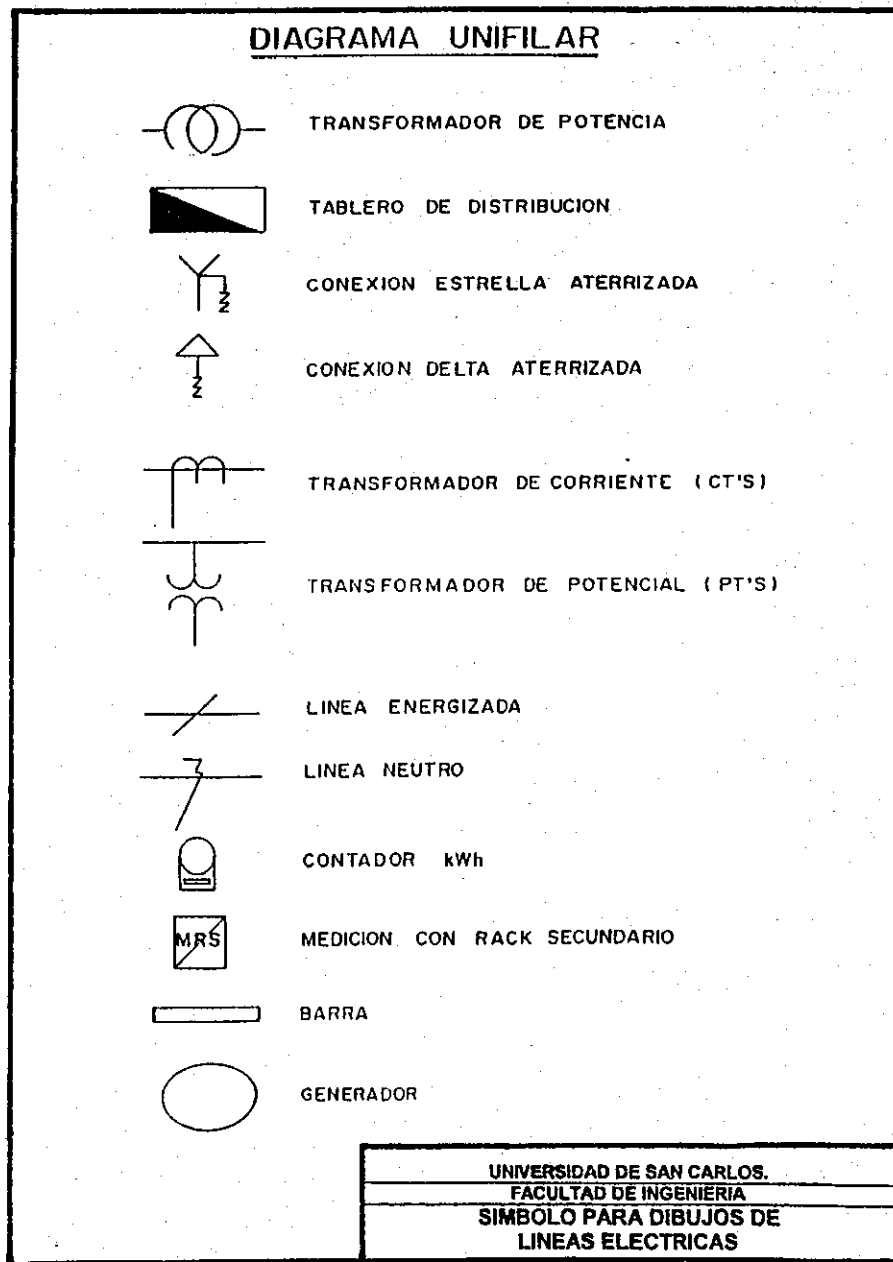
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 50 Acometida de 40.00 m con extensión aérea línea abierta



Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 52 Símbolo para dibujos de líneas eléctricas



Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 53 Símbolos para dibujos de líneas eléctricas

	ESIACA : PARED DOBLE			
	TIPO PUNTAL			
	DE POSTE A POSTE			
	C.S. CORTE DE SECUNDARIO			
	POSTE CON 3 ESTRIBOS			
	POSTE CON BASTIDOR LIVIANO			
	POSTE CON BASTIDOR PESADO ($\pm 30^\circ$ y remote)			
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION				
	SERVICIO COLECTIVO CON UNA UNIDAD EN PROYECTO			
	SERVICIO EXCLUSIVO CON UNA UNIDAD EN PROYECTO			
	SERVICIO COLECTIVO CON UNA UNIDAD EXISTENTE			
	SERVICIO EXCLUSIVO CON UNA UNIDAD EXISTENTE			
	SERVICIO COLECTIVO CON 2 UNIDADES EN PROYECTO			
	SERVICIO EXCLUSIVO CON 2 UNIDADES EN PROYECTO			
	SERVICIO COLECTIVO CON 2 UNIDADES EXISTENTES			
	SERVICIO EXCLUSIVO CON 2 UNIDADES EXISTENTES			
	SERVICIO COLECTIVO CON 3 UNIDADES EN PROYECTO			
	SERVICIO EXCLUSIVO CON 3 UNIDADES EN PROYECTO			
	SERVICIO COLECTIVO CON 3 UNIDADES EXISTENTES			
	SERVICIO EXCLUSIVO CON 3 UNIDADES EXISTENTES			
PROTECCION				
	PARARRAYOS			
	CUCHILLA FUSIBLE (Cortacircuito)			
<table border="1"> <tbody> <tr> <td>UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS.</td> </tr> <tr> <td>FACULTAD DE INGENIERIA</td> </tr> <tr> <td>SIMBOLO PARA DIBUJOS DE LINEAS ELECTRICAS</td> </tr> </tbody> </table>		UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS.	FACULTAD DE INGENIERIA	SIMBOLO PARA DIBUJOS DE LINEAS ELECTRICAS
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS.				
FACULTAD DE INGENIERIA				
SIMBOLO PARA DIBUJOS DE LINEAS ELECTRICAS				

Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 54 Símbolos para dibujos de líneas eléctricas

<u>SÍMBOLOS USADOS EN PLANOS DE REDES DE DISTRIBUCION</u>	
<u>REDES DE DISTRIBUCION EN PROYECTO</u>	
	3 CONDUCTORES ACSR DE ALTA TENSION (línea de 1.2mm.)
	2 CONDUCTORES ACSR DE ALTA TENSION (línea de 1.2mm.)
	1 CONDUCTOR ACSR DE ALTA TENSION (línea de 1.2mm.)
	4 CONDUCTORES AA DE BAJA TENSION (línea de 0.8mm.)
	3 CONDUCTORES AA DE BAJA TENSION (línea de 0.2mm.)
	CONDUCTOR TRIPLEX (línea de 0.8mm.)
	CONDUCTOR DUPLEX (línea de 0.2mm.)
<u>REDES DE DISTRIBUCION EXISTENTES</u>	
	3 CONDUCTORES ACSR DE ALTA TENSION (línea de 1.2mm.)
	2 CONDUCTORES ACSR DE ALTA TENSION (línea de 1.2mm.)
	1 CONDUCTOR ACSR DE ALTA TENSION (línea de 1.2mm.)
	4 CONDUCTORES AA DE BAJA TENSION (línea de 0.8mm.)
	3 CONDUCTORES AA DE BAJA TENSION (línea de 0.2mm.)
	CONDUCTOR TRIPLEX (línea de 0.8mm.)
	CONDUCTOR DUPLEX (línea de 0.2mm.)
<u>LINEAS DE DISTRIBUCION EN PROYECTO</u>	
	3 CONDUCTORES ACSR DE ALTA TENSION (línea de 0.2mm.)
	2 CONDUCTORES ACSR DE ALTA TENSION (línea de 0.2mm.)
	1 CONDUCTOR ACSR DE ALTA TENSION (línea de 0.2mm.)

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS.
 FACULTAD DE INGENIERIA
 SIMBOLO PARA DIBUJOS DE
 LINEAS ELECTRICAS

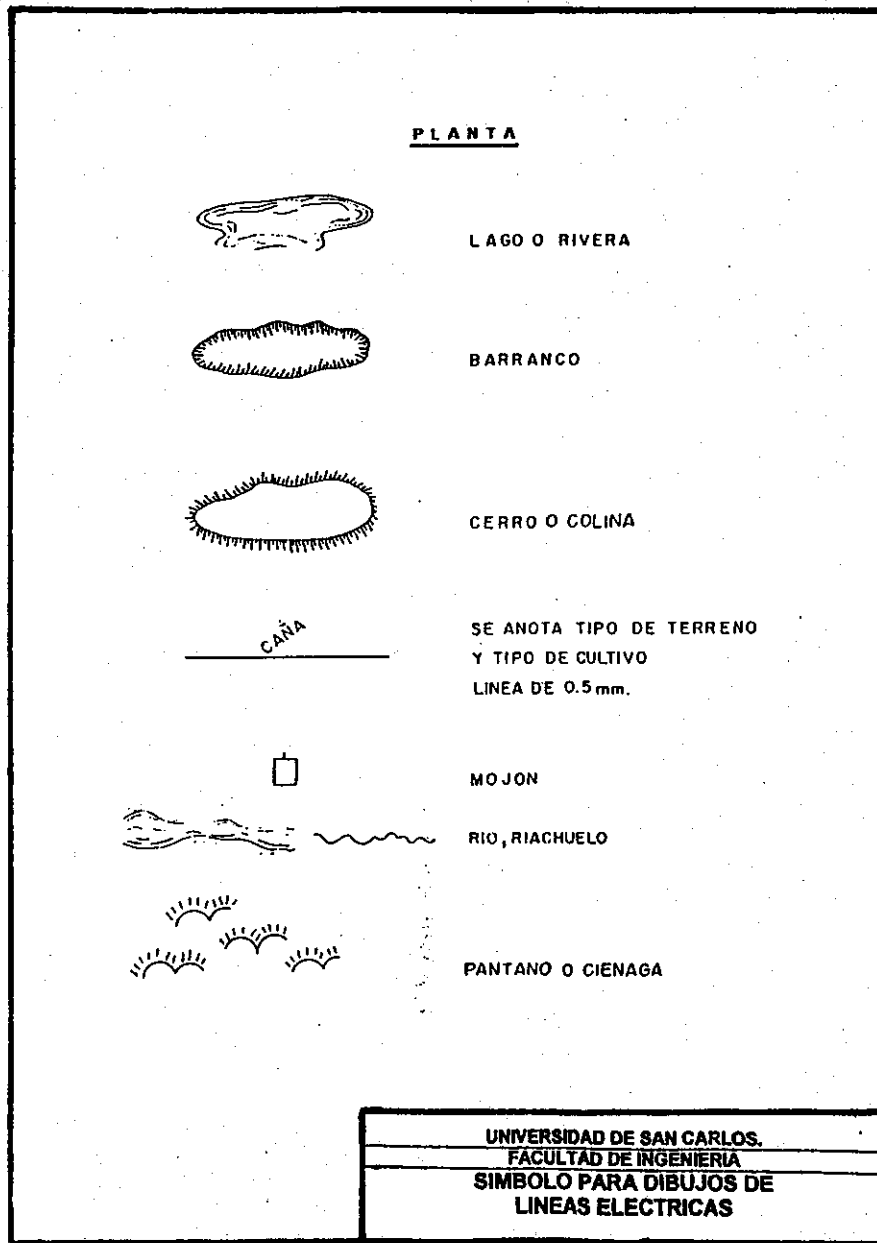
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 55 Símbolos para dibujos de líneas eléctricas

<u>LÍNEAS DE DISTRIBUCION EXISTENTES</u>			
	1 CONDUCTORES ACSR DE ALTA TENSION (línea de 1.2mm.)		
	2 CONDUCTORES ACSR DE ALTA TENSION (línea de 1.2mm.)		
	1 CONDUCTOR ACSR DE ALTA TENSION (línea de 1.2mm.)		
NOTA: El calibre de los conductores varían de acuerdo a las condiciones de la carga			
<u>POSTES EN PROYECTO PARA REDES</u>			
	9.00 o 9.15 m		8.00 m
	10.67 m		6.00 m
	12.00 o 12.20 m		
<u>POSTES EXISTENTES PARA REDES</u>			
	9.00 m		
	10.67 m		
	12.00 o 12.20 m		
<u>POSTE PARA LINEAS DE DISTRIBUCION</u>			
	10.67 m		
<u>RETENIDAS</u>			
	ANCLA SIMPLE		
	ANCLA DOBLE		
	PARED SIMPLE		
	PARED DOBLE		
	ESTACA Y ANCLA SIMPLE		
	ESTACA Y ANCLA DOBLE		
	ESTACA Y PARED SIMPLE		
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS. FACULTAD DE INGENIERIA SIMBOLO PARA DIBUJOS DE LINEAS ELECTRICAS			

Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 56 Símbolos para dibujos de líneas eléctricas

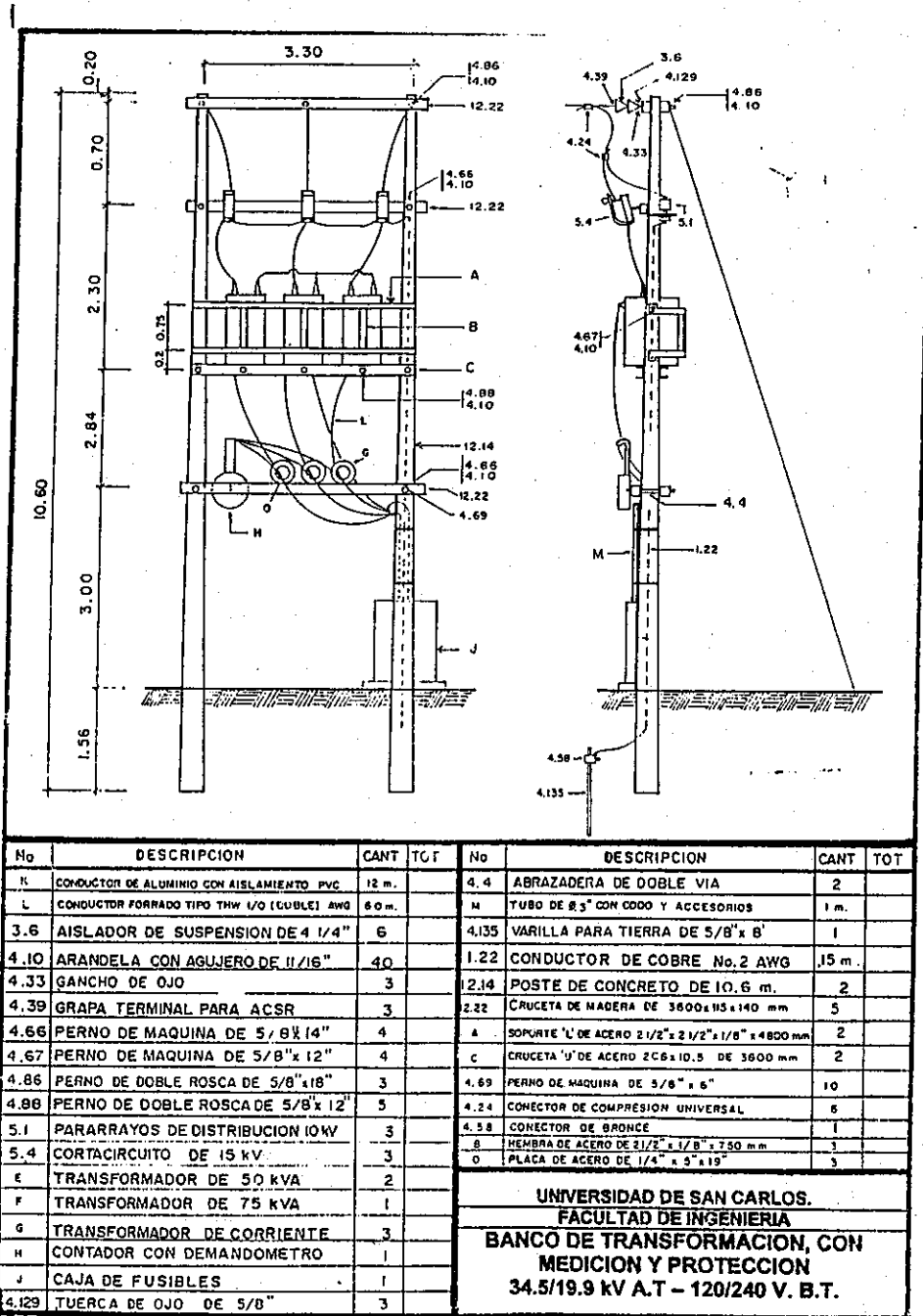


Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

ANEXO 2

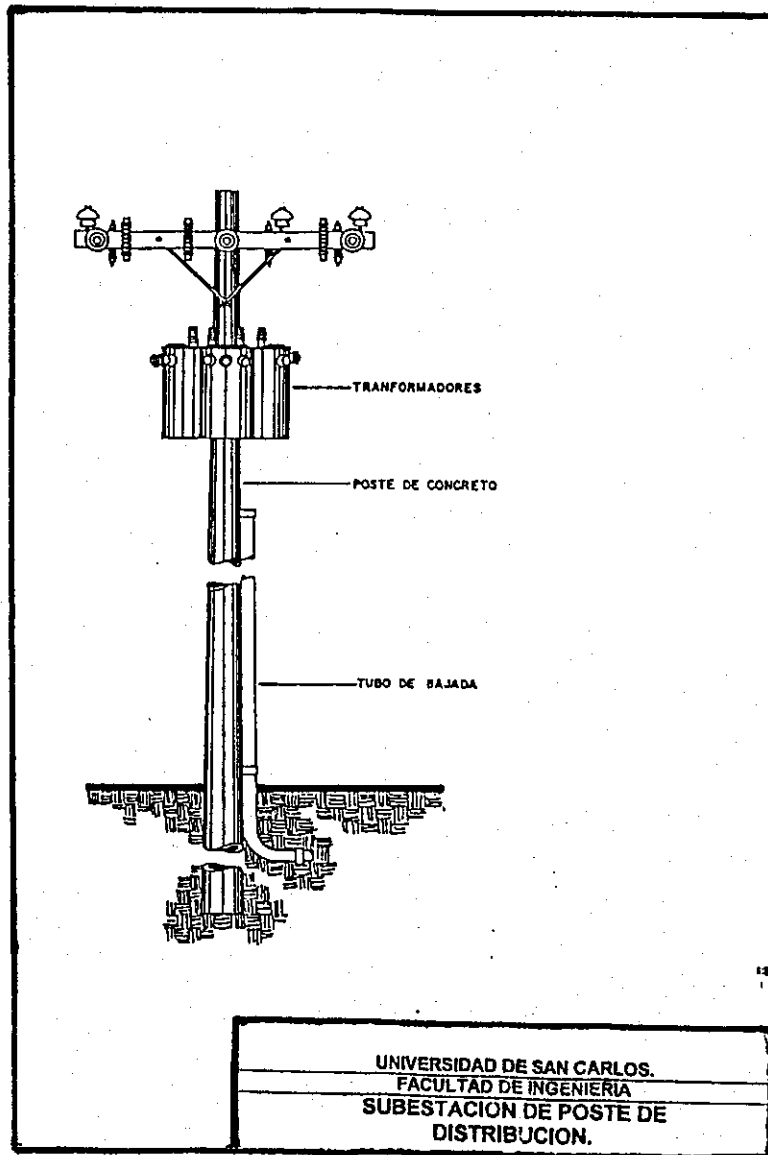
**CONFIGURACIÓN DE BANCOS DE
TRANSFORMADORES Y
CANALIZACIÓN DE
ACOMETIDAS**

Fig. 57 Banco de transformadores con medición y protección



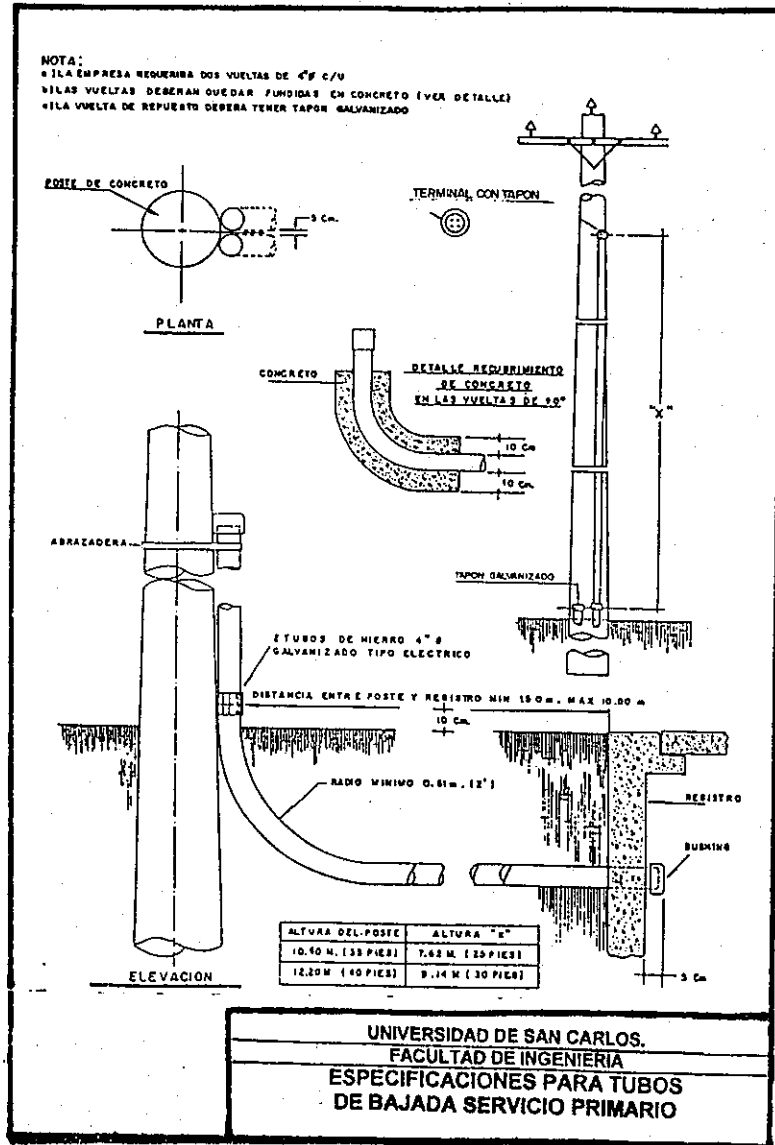
Fuente: Manual de estructuras para distribución de energía eléctrica INDE 1990

Fig. 58 Subestación en poste de distribución



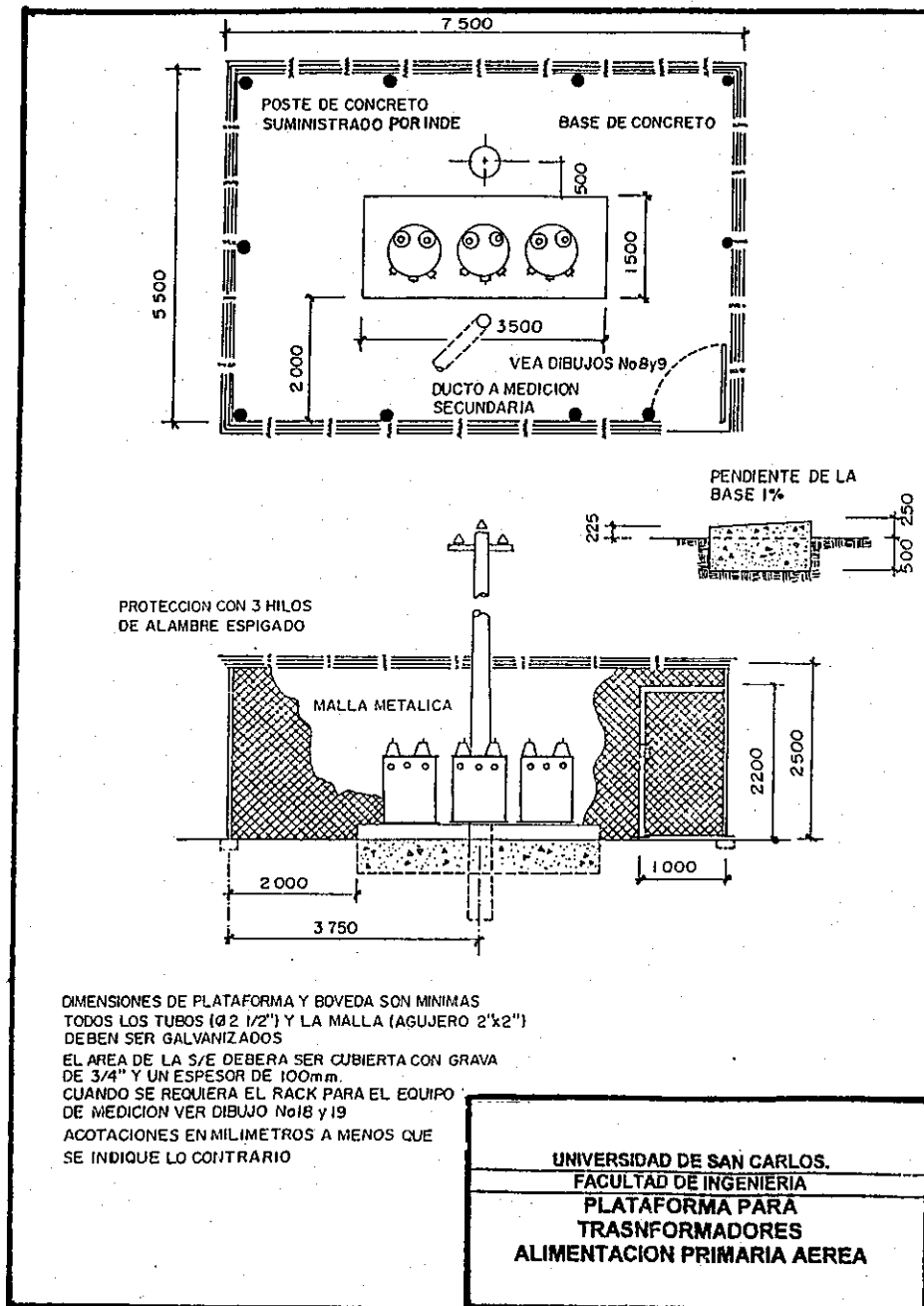
Fuente: Normas para el servicio de energía eléctrica. EEGSA Onceava Edición 1994

Fig. 59 Especificaciones para tubos de bajada servicio primario



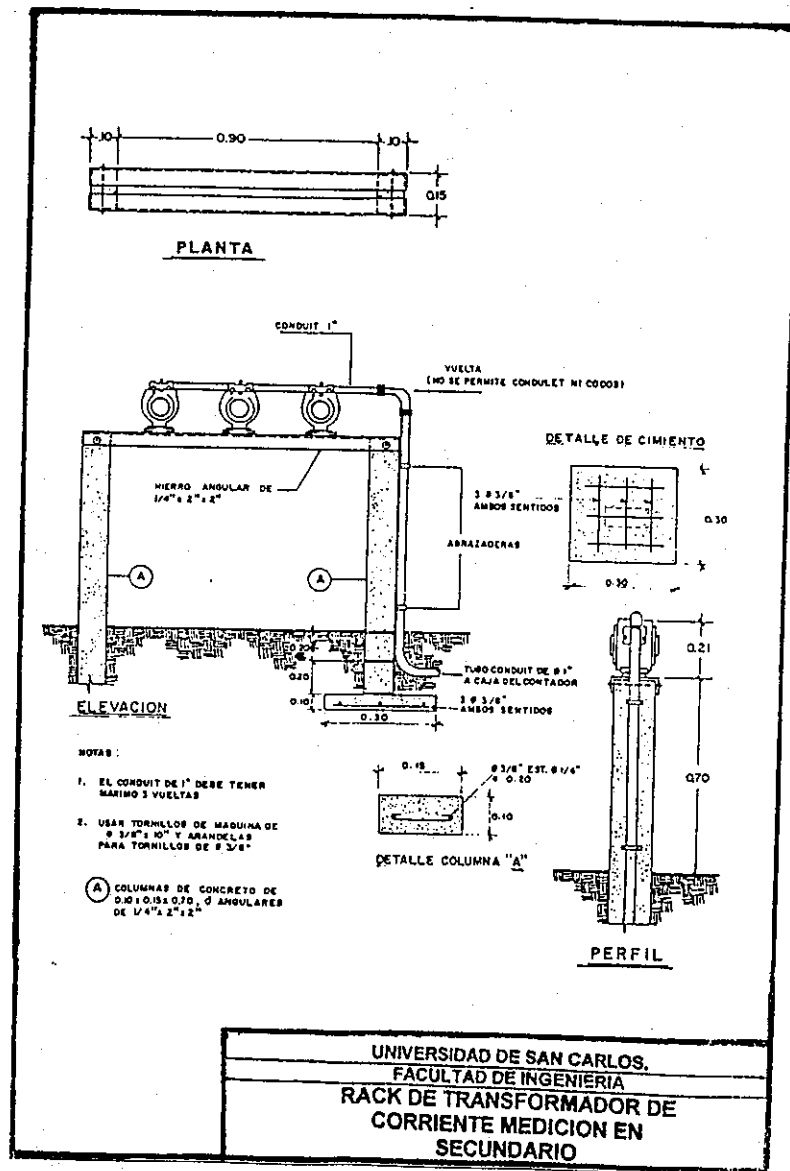
Fuente: Normas para el servicio de energía eléctrica. EEGSA Onceava Edición 1994

Fig. 60 Plataforma para transformadores, alimentación primaria aérea



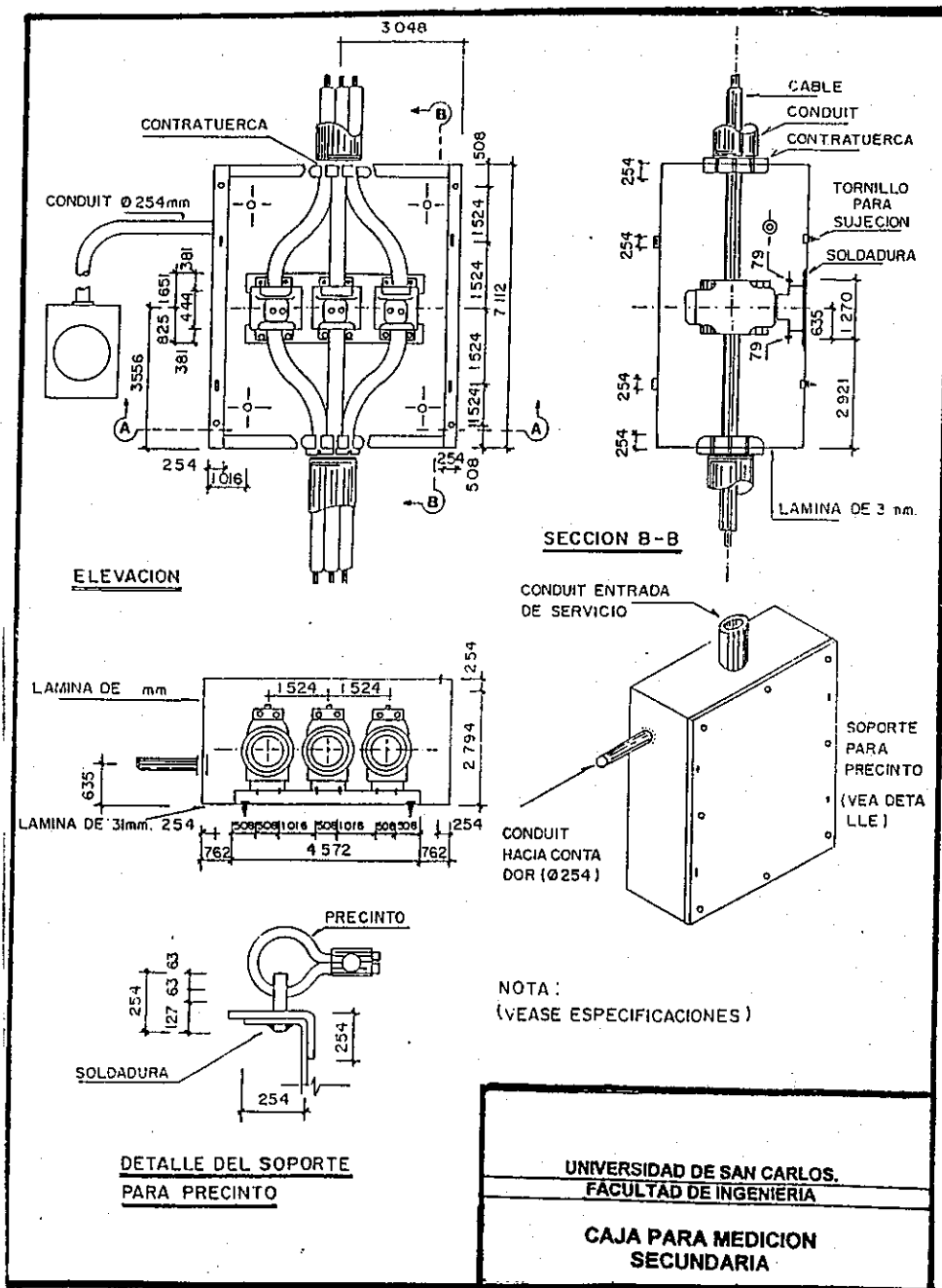
Fuente: Normas para el servicio de energía eléctrica. EEGSA Onceava Edición 1994

Fig. 61 Rack de transformadores de corriente medición en secundario



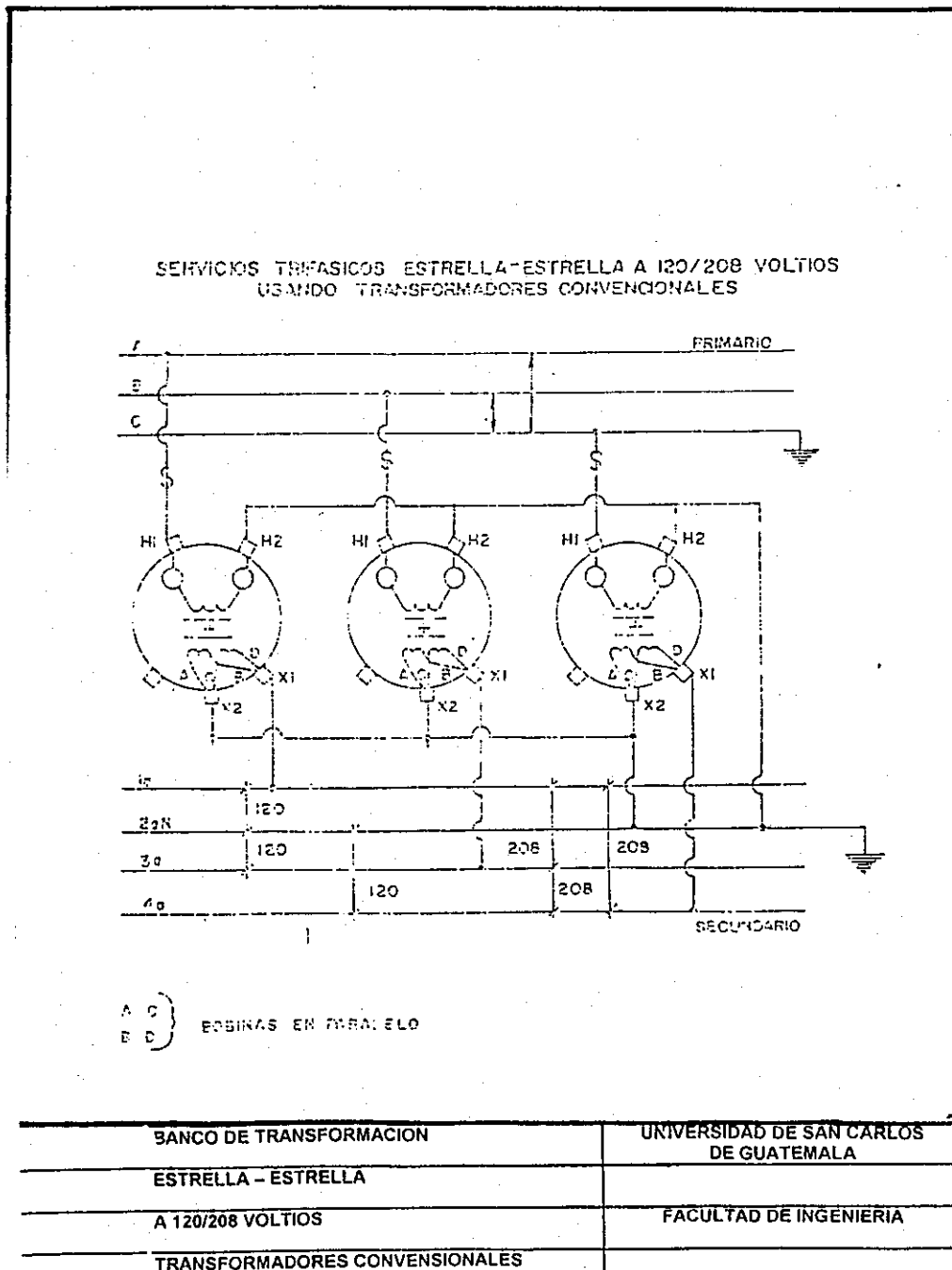
Fuente: Normas para el servicio de energía eléctrica. EEGSA Onceava Edición 1994

Fig. 62 Caja para medición secundaria



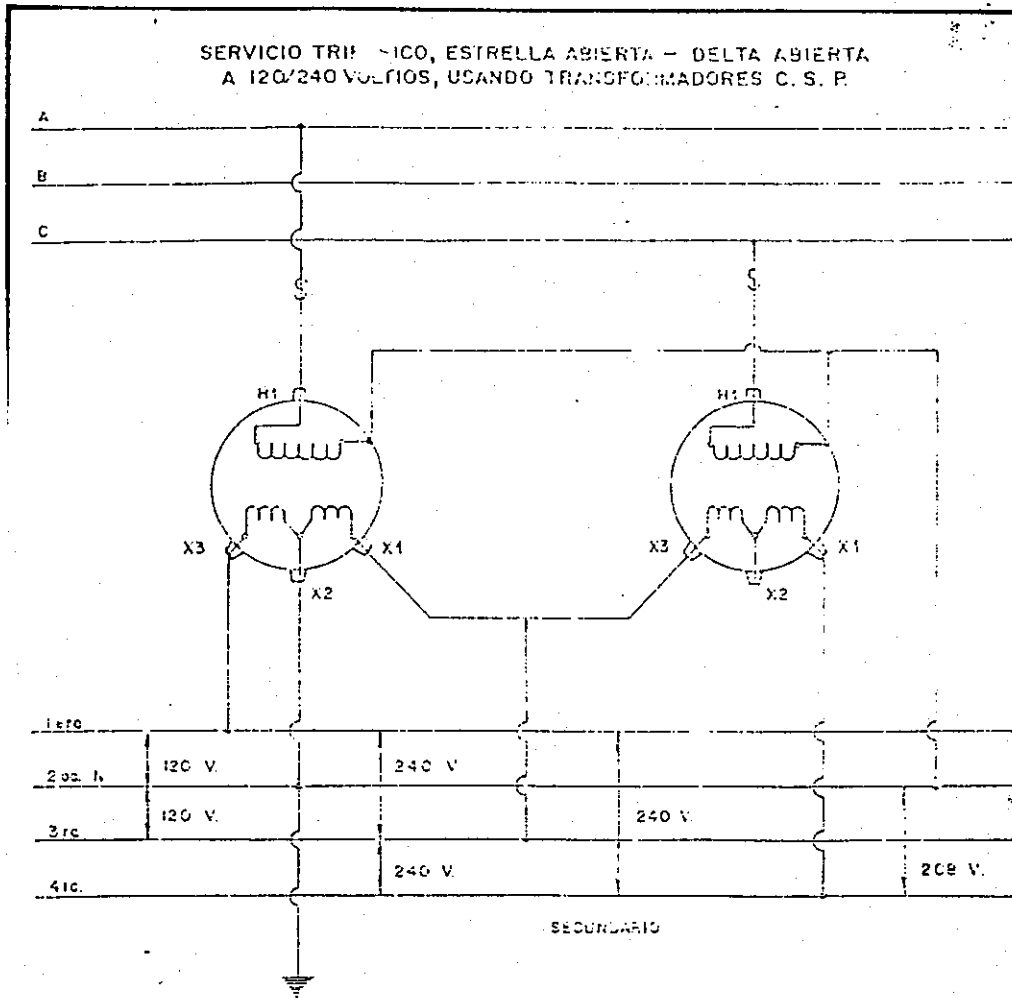
Fuente: Normas para el servicio de energía eléctrica. EEGSA Onceava Edición 1994

Fig. 63 Banco de transformación estrella-estrella, transformadores convencionales



Fuente: Normas para el servicio de energía eléctrica. EEGSA Onceava Edición 1994

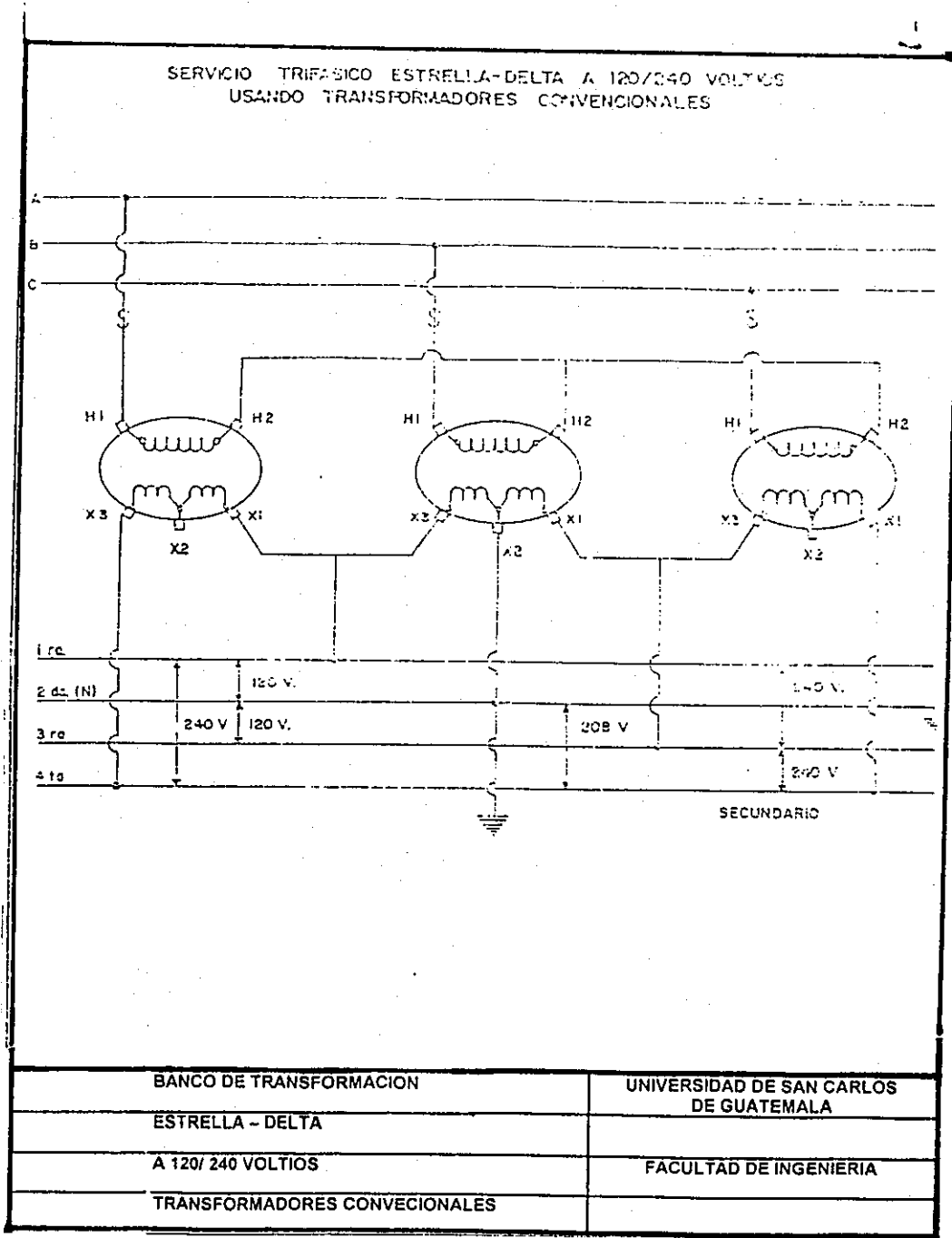
Fig. 64 Banco de transformación estrella abierta-delta abierta, transformadores convencionales



BANCO DE TRANSFORMACION	UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
ESTRELLA ABIERTA - DELTA ABIERTA	
A 120/240 VOLTIOS	FACULTAD DE INGENIERIA
TRANSFORMADORES CONVENCIONALES	

Fuente: Normas para el servicio de energía eléctrica. EEGSA Onceava Edición 1994

Fig. 65 Banco de transformación estrella-delta, transformadores convencionales



Fuente: Normas para el servicio de energía eléctrica. EEGSA Onceava Edición 1994

ANEXO 3
NORMAS INDUSTRIALES
PARA CONDUCTORES

TABLA XIII NORMAS INDUSTRIALES PARA CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Organización patrocinadora	Designación estándar	Título de la especificación
Definiciones generales		
IEEE	100	<i>Standard Dictionary of Electrical and Electronic Terms</i> (libro)
ASTM	B682	Tamaños métricos estándar de conductores eléctricos
Materiales conductores		
ASTM	B258	Diámetros estándar nominales y áreas de secciones transversales de tamaños AWG de alambres sólidos redondos usados como conductores eléctricos
ASTM	B5	Alambres, barras, bloques, planchas, tochos y lingotes de cobre electrolítico
ASTM	B49	Barras laminadas en caliente de cobre para fines eléctricos
ASTM	B170	Alambres, barras, tochos y bloques de cobre electrolítico libre de oxígeno
ASTM	B224	Clasificación de los cobres
ASTM	B263	Método para la determinación de áreas transversales de conductores trenzados
ASTM	B233	Barras recitiradas de aleación de aluminio 1350 para fines eléctricos
ASTM	E527	Métodos usuales para numerar metales y aleaciones (UNS)
ASTM	B531	Materia prima estirable de aleación de aluminio 5005 para fines eléctricos
Alambre de cobre sólido desnudo		
ASTM	B1	Alambre de cobre estirado en frío
ASTM	B2	Alambre de cobre estirado intermedio en frío
ASTM	B3	Alambre de cobre suave o recocado
ASTM	B48	Alambre de cobre desnudo, suave, rectangular y cuadrado para conductores eléctricos
ASTM	B47	Alambre de trole de cobre
ASTM	B116	Alambres de trole de cobre con sección profunda ranurada en forma de 9 y en forma de 8 según la ASTM; para transporte industrial
Alambre de cobre recubierto		
ASTM	B33	Alambre de cobre estañado, suave o recocado para fines eléctricos
ASTM	B246	Alambre de cobre estañado estirado en frío y estirado intermedio en frío para usos eléctricos
ASTM	B189	Alambre de cobre suave con recubrimiento de plomo o recubrimiento de plomo aleado para fines eléctricos
ASTM	B298	Alambre de cobre suave o recocado con recubrimiento de plata
ASTM	B355	Alambre de cobre suave o recocado con recubrimiento de níquel
Alambre de acero recubierto de cobre		
ASTM	B227	Alambre de acero recubierto de cobre estirado en frío
Alambres de aleaciones de cobre		
ASTM	B9	Alambre de trole de bronce
ASTM	B105	Alambres de cobre aleado estirado en frío para conductores eléctricos
Alambre de aluminio sólido desnudo		
ASTM	B230	Alambre de aluminio, 1350-H19, para fines eléctricos
ASTM	B609	Alambre redondo de aluminio 1350, recocado y temple intermedios, para usos eléctricos

Fuente: Manual de ingeniería eléctrica FINK DONALD/BEATY WAYNE, Cap. 4 Pag. 115, Decimotercera Edición 1995.

TABLA XIII NORMAS INDUSTRIALES PARA CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Organización patrocinadora	Designación estándar	Título de la especificación
Definiciones generales		
ASTM	B314	Alambre de aluminio para cable de comunicaciones
ASTM	B324	Alambre de aluminio rectangular y cuadrado para fines eléctricos
Alambre de aleación de aluminio		
ASTM	B396	Alambre de aleación de aluminio 5005-H19 para fines eléctricos
ASTM	B398	Alambre de aleación de aluminio 6201-T81 para fines eléctricos
ASTM	B800	Alambre de aleación de aluminio de la serie 8000 para fines eléctricos; recocido y temple intermedios
Alambre de acero recubierto de aluminio		
ASTM	B415	Alambre de acero revestido de aluminio estrado en frío
ASTM	A474	Torón de acero recubierto de aluminio
Cable de cobre		
ASTM	B8	Conductores de cobre con trenzado concéntrico, duro, semiduro o suave
ASTM	B172	Conductores de cobre de núcleo trenzado con miembros trenzados hacinados para conductores eléctricos
ASTM	B173	Conductores de cobre de núcleo trenzado con miembros trenzados concéntricos para conductores eléctricos
ASTM	B174	Conductores de cobre con trenzado hacinado para conductores eléctricos
ASTM	B226	Conductores de cobre con trenzado concéntrico, con núcleo, anular
ASTM	B286	Conductores de cobre usados como alambres de conexión en equipo electrónico
ASTM	B496	Conductores de cobre con trenzado concéntrico, compactos, redondos
ASTM	B738	Conductores de cobre con trenzado hacinado de alambre fino y conductores de cobre de núcleo trenzado hacinado para conductores eléctricos
ASTM	B784	Conductores de cobre con trenzado concéntrico modificado, usado en cables eléctricos aislados
ASTM	B785	Conductores de cobre, con trenzado concéntrico modificado, compactos, redondos, usados en cables eléctricos aislados
ASTM	B787	Conductores de cobre trenzados con una sola capa de 19 alambres para su aislamiento subsecuente
Cables de acero recubiertos de cobre y compuestos		
ASTM	B228	Conductores de acero recubiertos de cobre con trenzado concéntrico
ASTM	B229	Conductores de acero compuestos de cobre y recubiertos de cobre con trenzado concéntrico
Cables ACSR y de aluminio		
ASTM	B231	Conductores de aluminio 1350 con trenzado concéntrico
ASTM	B232	Conductores de aluminio, conductores con trenzado concéntrico, recubiertos con refuerzo de acero (ACSR)
ASTM	B341	Alambre para núcleo de acero revestido de aluminio para conductores de aluminio reforzados con acero (ACSR/AZ)
ASTM	B400	Conductores compactos redondos de aluminio 1350 con trenzado concéntrico

Fuente: Manual de ingeniería eléctrica FINK DONALD/BEATY WAYNE, Cap. 4
Pag. 116, Decimotercera Edición 1995.

TABLA XIII NORMAS INDUSTRIALES PARA CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Organización patrocinadora	Designación estándar	Título de la especificación
ASTM	B401	Conductores compactos redondos de aluminio con trenzado concéntrico, reforzados con acero (ACSR/COMP)
ASTM	B498	Alambre para núcleo de acero revestido de zinc (galvanizado) para conductores de aluminio reforzados con acero (ACSR)
ASTM	B502	Alambre para núcleo de acero recubierto de aluminio para conductores de aluminio reforzados con acero recubierto de aluminio.
ASTM	B524	Conductores de aluminio con trenzado concéntrico, reforzados con aleación de aluminio (ACAR)
ASTM	B500	Núcleo de acero trenzado revestido de zinc (galvanizado) o revestido de aluminio (<i>aluminizado</i>) para conductores de aluminio, reforzados con acero (ACSR)
ASTM	B549	Conductores de aluminio con trenzado concéntrico, recubiertos de aluminio, reforzados con acero (ACSR/AW)
ASTM	B606	Alambre con núcleo de acero recubierto de zinc (galvanizado), de alta resistencia para conductores de aluminio y aleaciones de aluminio, reforzado con acero
ASTM	B701	Conductores de aluminio autoamortiguantes con trenzado concéntrico, reforzados con acero (ACSR/SD)
ASTM	B711	Conductores de aluminio aleado con trenzado concéntrico, reforzados con acero (AACSR)(6201)
ASTM	B778	Conductores compactos de aluminio de alambre formado con trenzado concéntrico (AAC/TW)
ASTM	B779	Conductores compactos de aluminio de alambre formado con trenzado concéntrico, reforzados con acero (ACSR/TW)
ASTM	B786	Conductores de aluminio 1350 de 19 alambres trenzados en una capa para posterior aislamiento
ASTM	B802	Conductores de aluminio reforzados con acero (ACSR); núcleo de alambre de acero; recubrimiento de aleación de zinc, 5% de Al y mischmetal
ASTM	B803	Conductores de aluminio y aleación de Al; reforzados con acero; núcleo de alambres de acero de alta resistencia; recubrimiento de aleación de zinc, 5% de Al y mischmetal
Cables de aleación de aluminio		
ASTM	B397	Conductores de aleación de aluminio 5005-H19 con trenzado concéntrico
ASTM	B399	Conductores de aleación de aluminio 6201-T81 con trenzado concéntrico
ASTM	B801	Conductores de aleación de aluminio serie 8000 con trenzado concéntrico para subsecuente recubrimiento o aislamiento
Cables de acero recubiertos de aluminio		
ASTM	B416	Conductores de acero revestidos de aluminio con trenzado concéntrico
Conductores ómnibus		
ASTM	B187	Colectores ómnibus de cobre, barra y formas
ASTM	B188	Tubo colector ómnibus de cobre, sin costura
ASTM	B236	Barras de aluminio para fines eléctricos (barras ómnibus)
ASTM	B75	Tubo de cobre sin costura
ASTM	B317	Barras, tubos y formas estructurales de aluminio aleado extruido para fines eléctricos (conductores ómnibus)
Torón de acero inoxidable		
ASTM	A368	Torón de alambres de acero inoxidable

Fuente: Manual de ingeniería eléctrica FINK DONALD/BEATY WAYNE, Cap. 4 Pag. 118, Decimotercera Edición 1995.

TABLA XIII NORMAS INDUSTRIALES PARA CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Organización patrocinadora	Designación estándar	Título de la especificación
Alambre y torón de acero galvanizado		
ASTM	A111	Alambre para líneas telefónicas y telegráficas de "hierro" recubierto de zinc (galvanizado)
ASTM	A326	Alambre para líneas telefónicas y telegráficas de acero de alta resistencia a la tensión, recubierto de zinc (galvanizado)
ASTM	A363	Torón para líneas aéreas de alambres de acero recubierto de zinc (galvanizado)
ASTM	A411	Alambre armado de acero de bajo contenido de carbono recubierto de zinc (galvanizado)
ASTM	A475	Torón de acero recubierto de zinc
ASTM	A640	Filamento de acero revestido de zinc para soporte portador de cable en forma de 8
Métodos de prueba		
ASTM	B193	Resistividad de los materiales para conductores eléctricos
ASTM	E8	Prueba de tensión de materiales metálicos
ASTM	B279	Rigidez de alambre desnudo de cobre suave, cuadrado y rectangular para la fabricación de alambre para electroimanes
ASTM	A90	Peso de artículos de acero o hierro recubierto de zinc (galvanizado)
ASTM	A428	Peso del recubrimiento de aluminio en artículos de acero
ASTM	E1004	Mediciones electromagnéticas (corrientes parásitas) de la conductividad eléctrica

Fuente: Manual de ingeniería eléctrica FINK DONALD/BEATY WAYNE, Cap. 4 Pag. 118, Decimotercera Edición 1995.