

T- UES
1504
D331
1994
E. 2

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA



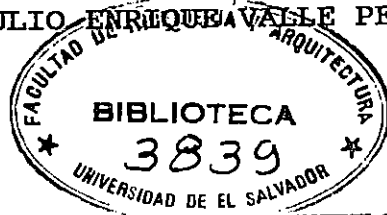
TRABAJO DE GRADUACION:

"ESTANDARES DE ESTRUCTURAS DE LA COMISION EJECUTIVA
HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA Y LA NATIONAL RURAL ELECTRIC
COMMUNITY ASSOCIATION (CEL - NRECA) APLICADOS AL DISEÑO
POR ESTAQUEO DE LINEAS DE DISTRIBUCION"

PRESENTADO POR:

SANTOS SERAFIN DE LA O RIVAS

JULIO ENRIQUE VALE PEREZ

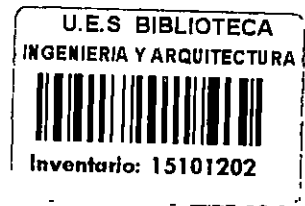


PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICICISTA

15101202
15101202

MARZO DE 1994

SAN SALVADOR, EL SALVADOR CENTROAMERICA



AUTORIDADES UNIVERSITARIAS:

RECTOR : DR. FABIO CASTILLO FIGUEROA
SECRETARIO GENERAL : LIC. MIRNA ANTONIETA PERLA DE ANAYA

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO : ING. JESUS SANCHEZ SALAZAR
SECRETARIO : ING. JOSE RIGOBERTO MURILLO CAMPOS

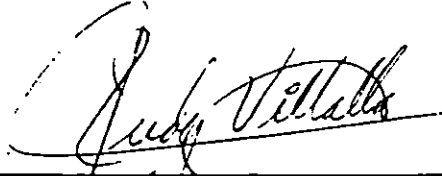
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

DIRECTOR : ING. SALVADOR GERMAN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

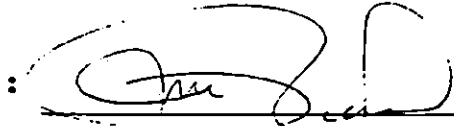
TRABAJO DE GRADUACION

COORDINADOR DEL TRABAJO:



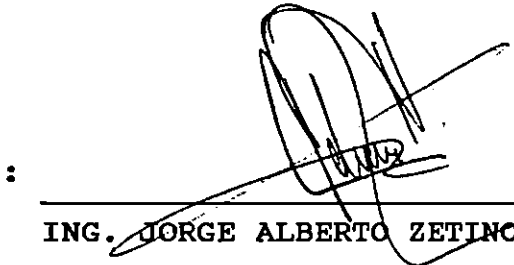
ING. FREDY VILLALTA BARBERENA

ASESOR EXTERNO

: 

ING. MARIO ROBERTO CASTANEDA S.

ASESOR INTERNO

: 

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, 8 de Marzo de 1994,
en el local de Sala de Lectura de la Esc. Ing. Eléctrica,
a las 14:00 horas, con la presencia de las siguientes autoridades de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

- 1- Ing. Salvador de J. German *[Signature]* Firma
Director E.I.E.
- 2- Ing. Jorge A. Galdámez *[Signature]*
Secretario E.I.E.
- 3- _____

Y con el Honorable Jurado de evaluación integrado por las personas siguientes:

- 1- Ing. Luis Alberto Noyola Artiga *[Signature]*
- 2- Ing. Gloria Guadalupe Flores *[Signature]*
- 3- Ing. Oscar Ernesto Escobar Meléndez *[Signature]*
- 4- Ing. Mario Ernesto García Corleto *[Signature]*
- 5- Ing. Mario Roberto Castaneda *[Signature]*
- 6- Ing. Jorge A. Zetino *[Signature]*

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de
Graduación: ESTANDARES DE ESTRUCTURAS DE LA COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA
Y LA NATIONAL RURAL ELECTRIC COMMUNITY ASSOCIATION (CEL-NRECA) APLICADOS AL DI-
SEÑO POR ESTAQUEO DE LINEAS DE DISTRIBUCION.

a cargo del (los) Br(es): Julio Enrique Valle Pérez y
Santos Serafín de la O Rivas

Habiendo obtenido el presente trabajo una nota final, global de 9.3
(NUEVE PUNTO TRES)

DEDICATORIA

ESTE TRABAJO DE GRADUACION ES DEDICADO A:

* EN PRIMER LUGAR A DIOS, POR DARME LA OPORTUNIDAD DE LOGRAR CORONAR MI CARRERA.

* A MI ESPOSA HELEN, POR SU AMOR, COMPRESION Y DEDICACION A NUESTRO HOGAR.

* A MIS HIJOS: ANDRES ENRIQUE, DAVID ENRIQUE A QUIENES AMO MUCHO Y SON LA INSPIRACION DE MI HOGAR.

* A MIS PADRES: RHINA YOLANDA Y VICTOR EDGARDO QUE SIEMPRE ME APOYARON Y MOTIVARON A LOGRAR ESTE TRIUNFO.

* A MIS HERMANOS: RHINA ANTONIETA Y VICTOR EDGARDO, QUE SIEMPRE CREYERON EN MI Y ME IMPULSARON A SEGUIR ADELANTE.

* A MIS SOBRINOS: LORENA, MARIA JOSE, KARLA MARIA, MARCELA BEATRIZ, ALEJANDRO, MARCELO Y TATIANA, QUE CONJUTAMENTE CON MIS HIJOS SERAN LOS FUTUROS PROFESIONALES DE LA FAMILIA.

* A MIS CUÑADOS: ROLANDO Y SANDRA, PORQUE SIEMPRE ME APOYARON Y CONFIARON EN MI TRIUNFO.

* A MIS SUEGROS: ALVARO Y OLGA QUE SIEMPRE HAN DESEADO LA REALIZACION DE ESTE MOMENTO.

JULIO ENRIQUE VALLE PEREZ.

SANTOS SERAFIN DE LA O RIVAS.

MIS AMIGOS, AUSENTES Y PRESENTES A QUIENES DESEO
SERVIRLES COMO PROFESIONAL.

MIS SUEGROS: RICARDO Y AUDELINA QUE ME DAN AFECTO
Y APRECIO PATERNAL.

MIS HERMANOS PORQUE SIEMPRE CONFIAN EN MI.

MIS PADRES: JUAN Y SANTOS PORQUE FORJARON CON
ABNEGACION MI VIDA.

MIS HIJOS: RICARDITO, XIOMARITA Y MAURICITO
PORQUE SON MI ESPERANZA E ILUSIONES.

MI ESPOSA, REINA GLADIS, POR SU ABNEGADO AMOR Y
BENVOLOA COMPENSIÓN.

DIOS, FUENTE DE VIDA, SALUD Y SABIDURIA.

DEDICO ESTE TRABAJO A:

DEDICATORIA:

PREFACIO:

Actualmente todos los sectores sociales y económicos del País están generando diversos proyectos para fortalecer el crecimiento económico del país y estimular el desarrollo social de la población Salvadoreña.

El sector energía no es la excepción ya que esta integrada entre otros, por empresas encargadas de suministrar servicios eléctricos y por profesionales de ingeniería con afinidad a esta rama que buscan a través de la investigación científica métodos eficientes que contribuyan al desarrollo y modernización del Sistema Eléctrico Nacional para suplir la demanda de mayores obras y servicios de electricidad. Dentro de este contexto CEL esta reconstruyendo y ampliando sus Sistemas de generación, transmisión, y distribución de energía eléctrica con la electrificación de los lugares carentes de este servicio, motivando la necesidad de realizar estudios orientados a garantizar mayor eficiencia en los procedimientos técnicos de los diseños y construcciones de las nuevas líneas de tal forma que brinden seguridad a los usuarios y disminuyan los costos del servicio a proporcionar.

El presente trabajo se ha realizado como una respuesta a la necesidad de aplicar ingeniería al diseño y construcción de líneas de Distribución eléctrica y sea la base de estudio para futuras investigaciones en esta rama de la ingeniería eléctrica.

El objetivo en el presenta trabajo es desarrollar un análisis del comportamiento mecánico de las estructuras CEL-NRECA (Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa - National Rural Electric Cooperative Association), que permita determinar el Vano Máximo entre estructuras, enfocado a líneas primarias y secundarias de una, dos, y tres fases y combinaciones entre ellas. Otro de los objetivos es elaborar un programa para computadora con el que se pueda realizar los cálculos de Vanos máximos, flechas, tensiones de retenidas y libramientos necesarios para el diseño de líneas, y que toda esta información pueda obtenerse en un reporte impreso.

Para obtener estos resultados, se plantearon los alcances siguientes:

- 1- El estudio seria desarrollado para líneas de distribución eléctrica en áreas rurales del País para 13.2 Kv. para 1, 2 y 3 fases y 120/240 voltios.
- 2- Obtener un programa para computadora, que calcule los Vanos máximos a través de una metodología fácil.
- 3- El estudio a desarrollar sirva de modelo para el análisis de estructuras en líneas de subtransmisión a efecto del cálculo de Vanos.
- 4- El trabajo desarrollado sea utilizado como una herramienta para el diseño y construcción de líneas de distribución.

RESUMEN

El cambio de los nuevos estándares de las estructuras CEL-NRECA que se están utilizando en las líneas de distribución de energía eléctrica a 13.2 Kv, motivó la necesidad de desarrollar un análisis del comportamiento mecánico de las estructuras CEL-NRECA de tal forma que se pudiera determinar el vano Máximo permisible a fin de minimizar la cantidad de estructuras sin que fallen y así obtener una reducción en los costos de diseño y construcción de las líneas de distribución. Básicamente el presente trabajo de graduación se desarrolla en cinco capítulos como sigue:

En el Capítulo 1 se describen a través de modelos matemáticos los parámetros físicos y eléctricos de las líneas eléctricas que intervienen en el diseño eléctrico de los conductores de la red. También se detallan los factores que afectan la resistencia mecánica de los conductores como: el calibre, tipo de conductor, peso, etc. Por lo que se considera necesario proporcionar los criterios de selección basados en las especificaciones de construcción de los fabricantes y normas ASTM y NEMA.

En el Capítulo 2 se describe el Sistema Eléctrico Nacional caracterizado en CEL, por ser la empresa que abastece al País con la mayor parte del servicio eléctrico demandado, el propósito es ampliar el conocimiento de cada una de las etapas que forman el Sistema eléctrico Nacional de CEL que son: Generación a 13.8 Kv, Transmisión a 115 Kv, Subtransmisión a 46 Kv y Distribución a 13.2 Kv.

Para el Sistema de generación se muestran tablas y gráficos donde se detallan las capacidades nominales y efectivas de generación de energía eléctrica de cada una de las centrales generadoras ubicadas en los distintos lugares del País.

Para el Sistema de transmisión, se hace una clasificación de los Sistemas mas utilizados a este nivel de voltaje como son los radiales, en anillos y enmallados con sus respectivas aplicaciones y métodos de diseño.

Para el Sistema de distribución se hace una clasificación atendiendo el nivel de voltaje, numero de fases y tipo de conexión tanto para líneas primarias como de líneas secundarias.

En el Capítulo 3 se establece una clasificación de los postes mas utilizados en distribución con sus respectivas normas y características de diseño de fabricación, además se desarrolla el procedimiento analítico para determinar flechas, y tensiones de los conductores y la resistencia estructural de la línea considerando las fuerzas que actúan sobre los postes y conductores como: Peso y tensión de los conductores, presión del viento y cambio de temperaturas.

En el Capítulo 4 se deducen las ecuaciones de los Momentos debidos al viento en el poste y en los conductores, el producido por la tensión de los conductores y el debido a la resistencia del poste, que sirven para determinar el Vano máximo, continuando con el desarrollo del procedimiento manual que sirve para implementar el programa en MAGIC-PC para el cálculo de Vanos máximos hasta describir la metodología en el uso de la técnica del Estaqueo de líneas de distribución basado en las tablas de Estaqueo y la hoja de Estaqueo respetando los libramientos mínimos definidos por el NESC.

El Capítulo 5 contiene el programa elaborado en MAGIC-PC con el manual de procedimiento y flujograma, cuya aplicación consiste en calcular el Vano máximo, flecha y retenidas para las estructuras CEL-NRECA, introduciendo como variables para el poste: altura, clase, factor de seguridad, longitud de empotramiento y tipo de estructura. Para el conductor: tensión de ruptura, tipo de conductor, calibre, diámetro, número de fases, clase de línea.

TABLA DE CONTENIDOS:

CAPITULO	Página
I. LINEAS ELECTRICAS EN DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA	
1.0 Características de las líneas eléctricas	1
1.1.1 Resistencia Eléctrica	2
1.1.2 Capacitancia.....	4
1.1.3 Conductancia.....	5
1.1.4 Inductancia.....	11
1.1.4.1 Inductancia en Líneas Trifásicas de Circuitos Paralelos.....	14
1.1.4.2 Reactancia de la Línea.....	16
1.1.5 Susceptancia.....	17
1.1.6 Impedancia.....	17
1.1.7 La Admitancia.....	18
1.2 Efecto corona.....	19
1.3 Tensión Critica Disruptiva.....	19
1.4 Conductores de Transporte de Energía Eléctrica.....	21
1.4.1 Conductores, Normas y Especificaciones.....	22
1.4.2 Resistencia Mecánica.....	22
1.4.3 Elevaciones de Temperatura en un conductor, capacidad de Conducción.....	23
1.4.4 Ionización o escape en los Conductores.....	23
1.4.5 Tipos de Conductores.....	27
1.4.5.1 Conductor de Cobre.....	27
1.4.5.2 Conductor de Aluminio.....	28
1.4.5.3 Conductor de Acero.....	28
1.4.5.4 Conductor de Acero Copperweld.....	29
1.4.5.5 Conductores de Aluminio reforzado con acero (ACSR).....	30
1.4.6 Calibre de los Conductores.....	32
1.4.7 Consideraciones para la Selección de conductores.....	32
1.4.8 Consideraciones sobre la corrosión.....	33
II SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	
2.1 Sistema de generación.....	36
2.1.1 Capacidad Disponible de Generación.....	37
2.2 Sistema de Generación.....	39
2.2.1 Sistema de Uso Corriente.....	39
2.2.2 Sistemas trifásicos.....	39
2.2.3 Clases de Sistemas de Sistemas de Transmisión.....	39
2.2.4 Los Sistemas Radiales.....	40
2.2.5 Los Sistemas en anillos o en bucles.....	40
2.2.6 Sistemas en red o malla.....	41
2.2.7 Las Subestaciones transformadoras.....	41
2.2.8 Control de Frecuencia.....	42
2.2.9 Método de diseño para líneas eléctricas de Transmisión.....	43

2.3 Sistema de Distribución.....	43
2.3.1 Sistemas de Distribución primaria.....	45
2.3.1.1 Sistemas trifásicos de tres conductores.....	45
2.3.1.1.1 Conexión Delta.....	45
2.3.1.1.2 Conexión estrella no aterrizada.....	46
2.3.1.1.3 Conexión estrella con neutro aterrizado.....	46
2.3.1.2 Sistemas trifásicos de cuatro conductores.....	47
2.3.1.2.1 Conexión estrella con neutro Corrido.....	47
2.3.1.2.2 Conexión estrella con neutro corrido multipolarizado.....	48
2.3.2 Sistemas d distribución secundaria.....	48
2.3.2.1 Sistemas Monofásicos.....	48
2.3.2.2 Sistemas Trifásicos.....	49
2.3.3 Tensión eléctrica de distribución.....	49
2.3.4 Tensiones eléctricas de distribución secundaria.....	49

III ANALISIS MECANICO DE ESTRUCTURAS Y CABLES

3.1 Tipos de apoyos en distribución.....	55
3.1.1 Postes de Madera.....	56
3.1.1.1 Normas para Postes de Madera.....	57
3.1.1.2 Dimensiones.....	57
3.1.1.3 Defectos Inadmisibles.....	58
3.1.1.4 defectos Admisibles.....	58
3.1.1.5 Muestreo.....	60
3.1.1.6 Diseño.....	60
3.1.1.7 Normas Aplicables.....	61
3.1.2 Postes de Concreto.....	66
3.1.2.1 Normas y Características de Diseño Para postes de concreto centrifugado y Pretensados.....	66
3.1.3 Postes de Acero.....	70
3.1.4 Empotramiento de los postes.....	70
3.2 Cruceros.....	71
3.2.1 Doble Crucero.....	72
3.2.2 Crucero Cantilibre.....	72
3.3 Fuerzas que actúan sobre los conductores y apoyos.....	72
3.3.1 Peso del Conductor.....	73
3.3.2 Velocidad del Viento.....	73
3.3.3 Temperatura.....	75
3.4 Cargas en postes o Estructuras de Soportes.....	76
3.4.1 Cargas Verticales.....	76
3.4.1.1 Fuerzas debidas a los conductores.....	76
3.4.1.2 Efectos transmitidos por tensiones asimétricas.....	79
3.4.1.3 Acciones debidas a los cruceros.....	79
3.4.1.3.1 Apoyo de alineación.....	81
3.4.1.3.2 Apoyo de ángulo.....	82
3.4.2 Carga horizontal transversal.....	82
3.4.3 Carga horizontal Longitudinal.....	83

3.4.3.1 Tramos rectos de línea.....	83
3.4.3.2 Remates.....	83
3.4.4 Cambio de Dirección de la línea.....	83
3.4.5 Aplicación Simultanea de cargas.....	84
3.5 Cálculo Mecánico de Cables.....	84
3.5.1 Ecuación General y flecha de un cable tendido.....	84
3.5.2 Variación de la flecha y la tensión de un cable en función de la temperatura y de la carga.....	89
3.5.3 Tensión de cada día.....	94

**IV DETERMINACION DE VANOS MAXIMOS PARA ESTRUCTURAS CEL- NRECA
PARA LINEAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA.**

4.0 Método de Estaqueo para Diseño de Líneas Eléctricas de Distribución.....	95
4.1 Selección de la ruta.....	96
4.2 Procedimientos generales.....	97
4.3 Limitaciones del Vano.....	98
4.3.1 Limitaciones por libramiento.....	99
4.3.2 Limitaciones del vano por esfuerzos máximos del poste.....	100
4.4 Descripción de la hoja de estaqueo.	101
4.4.1 Información General.....	101
4.4.2 Información Técnica.....	102
4.5 Descripción de la Tabla de Estaqueo.....	105
4.5.1 Uso de la Tabla de Estaqueo.....	106
4.6 Tabla de flechas y tensiones.....	109
4.7 Especificaciones Técnicas para construcción de líneas de distribución aplicado al método de estaqueo.....	110
4.7.1 Estaqueo de líneas.....	110
4.7.2 Empotramientos.....	111
4.7.3 Varillas para tierra.....	114
4.7.4 Anclaje.....	114
4.7.5 Armado de Estructuras.....	114
4.7.6 Retenidas.....	115
4.7.7 Tendido de conductores.....	115
4.7.8 Tensado de conductores.....	116
4.7.9 Aperturas, remates, derivaciones.....	119
4.7.10 Claros y distancias mínimas.....	119
4.7.11 Derecho de Paso.....	120
4.7.12 Limpieza del derecho de paso.....	120
4.7.13 Herramientas para la poda y Limpieza.....	121
4.8.0 Requerimientos de esfuerzos en el poste.....	125
4.8.1 Dirección de la carga crítica.....	125
4.8.1.1 Ecuaciones para Momentos en el poste.....	125
4.8.1.2 Cálculo del Vano Máximo Horizontal.....	127
4.8.1.3 Cálculos de vanos máximos en pequeños ángulos.....	127
4.8.1.4 Factor de reducción de vano para ángulos de línea.....	127
4.8.2 Limitaciones de vanos basado en la separación de los conductores.....	128
4.8.2.1 Separación de conductores que son función de la flecha del conductor.....	128
4.8.2.2 Máximo vano basado en separaciones horizontales.....	128

4.8.2.3 Distancia mínima horizontal.....	129
4.8.2.4 Separación vertical entre conductores.....	129
4.8.3 Retenida y anclaje.....	129
4.8.3.1 Factores de sobrecarga para retenidas.....	130
4.8.3.2 Dirección de la carga crítica en retenidas.....	130
4.8.3.3 Cálculo de retenidas.....	131
4.8.3.4 Cálculo de retenidas en finales de líneas.....	131
4.8.3.5 Determinación de carga en la retenida.....	132
4.8.3.6 Determinación de la distancia mínima del punto de anclaje a la base del poste.....	133
4.8.3.7 Calculo para retenidas múltiples.....	134
4.8.3.8 Consideraciones para retenidas y anclas.....	135
4.8.3.8.1 Diseño para retenidas.....	135
4.8.3.8.3 Grado de construcción de retenidas.....	135
4.8.3.8.4 Uso de tabla de retenidas.....	135
4.8.3.8.5 Anclaje para remate.....	136
4.8.3.8.6 Retenidas para derivaciones primarias y acometidas de servicio.....	136
4.8.3.8.7 Selección del ancla para retenidas.....	138
4.9 Procedimiento para el cálculo del Vano máximo flecha y retenida aplicado a los estándares CEL-NRECA.....	140
4.10 Ejemplo de aplicación para determinar el vano máximo para una estructura C3 CEL-NRECA.....	143

V. PROGRAMA COMPUTACIONAL DE CALCULO DE VANOS MAXIMOS

5.1 Requerimientos de Hardware y Software.....	153
5.2 Acceso a Magic-PC.....	153
5.3 Ingreso al Sistema.....	153
5.4 Ingreso de datos.....	156
5.5 Consulta.....	165
5.6 Reporte de Salida.....	165
5.7 Mantenimiento de tablas.....	171
5.7.1 Mantenimiento de postes de concreto.....	171
5.7.2 Mantenimiento de Conductores.....	171
5.7.3 Mantenimiento de factores de sobrecarga.....	172
5.7.4 Mantenimiento de libramiento vertical.....	172
5.7.5 Mantenimiento de Retenidas.....	172
5.7.6 Mantenimiento de Estructuras CEL-NRECA.....	173

VI. ANEXOS

LISTA DE TABLAS**Página****Núm. Tabla.**

1.1	Calibres mínimos en milímetros cuadrados, según las distancias en los apoyos.....	23
1.2	Rangos de radios de los conductores.....	26
1.3	Clasificación de conductores según ASTM.....	32
2.1	Distribución de la potencia instalada en el sistema CEL.....	36
2.2	Plantas de generación.....	37
2.3	Composición de la capacidad instalada en porcentajes.....	38
3.1	Especificaciones para postes de madera.....	61
3.2	Dimensiones para postes de pino amarillo.....	62
3.3	Altura de los postes tipo CEL.....	67
3.4	Profundidad de empotramientos de postes.....	70
3.5	Presiones del Viento.....	74
4.1	Flechas y Tensiones.....	109
4.2	Empotramientos.....	111
4.3	Características del poste de concreto.....	112
4.4	Características del poste de madera.....	113
4.5	Flechado por tiempo.....	117
4.6	Flechas iniciales para conductor #2, Sparrow, vano regulador.....	118
4.7	Claros mínimos verticales de fase a tierra..	122
4.8	Claros mínimos del conductor a edificios u otras instalaciones.....	123
4.9	Claros mínimos vertical y lateral de conductores.....	124
4.10	Claros mínimos verticales entre soportes de conductores.....	124
4.11	Datos de esfuerzo de cable para retenida...	130
4.12	Clasificación de suelos para anclaje.....	139

CAPITULO I. LINEAS ELECTRICAS EN DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA.

INTRODUCCION:

Para la distribución de energía eléctrica en nuestro País, generalmente se usan líneas eléctricas aéreas porque resulta mas fácil y a mas bajo costo la construcción, operación y mantenimiento de las mismas.

Haciendo referencia a lo dicho anteriormente, en este capitulo se describen a través de modelos matemáticos los parámetros eléctricos y físicos de las líneas eléctricas que influyen en el diseño eléctrico de los conductores de transporte de energía.

Se enuncian los fenómenos que afectan la resistencia mecánica de los conductores y se proporcionan algunas consideraciones para la selección de los mismos basados en normas y especificaciones del manual del Comité Regional de Normas Eléctricas del Istmo Centro Americano. Así como la clasificación de los conductores por su composición física y el calibre.

1.0 CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS ELECTRICAS.

Las líneas de transmisión eléctrica constituyen los eslabones de conexión entre las centrales generadoras y las redes de distribución eléctrica. La distribución de energía eléctrica puede ser subterránea o aérea, en nuestro país, generalmente se usan líneas eléctricas aéreas, utilizando postes de concreto, de madera o postes metálicos (tipo torre), resultando la construcción y mantenimiento de las líneas eléctricas aéreas mas económicas que las líneas eléctricas subterráneas. Todas las líneas eléctricas, tienen perdidas de energía durante la transmisión y distribución de energía eléctrica, razón por la cual se utilizan voltajes de transmisión elevados, en nuestro caso a 115 KV, para disminuir las perdidas de energía en forma de calor, este fenómeno es consecuencia de las constantes físicas y eléctricas de las líneas de transporte de energía.

Las constantes físicas de la línea eléctrica son :

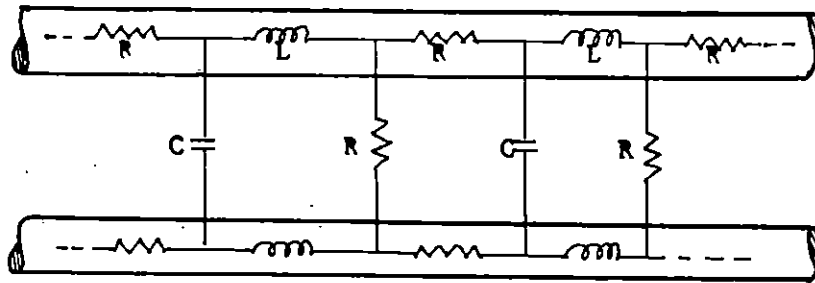
- * LA RESISTENCIA ELECTRICA.
- * LA INDUCTANCIA.
- * LA CAPACITANCIA.
- * LA CONDUCTANCIA.

Las constantes eléctricas son:

- * LA REACTANCIA.
- * LA SUSCEPTANCIA.
- * LA IMPEDANCIA.
- * LA ADMITANCIA.

En la figura 1.1, se presenta esquemáticamente los parámetros contenidos en una línea de transmisión.

Figura 1.1 Línea de transmisión de dos conductores paralelos donde se muestran los parámetros distribuidos.



donde :

R= Resistencia eléctrica de la línea.

L= Inductancia de la línea.

C= Capacitancia de la línea.

G= Conductancia de la línea.

1.1.1. RESISTENCIA ELÉCTRICA.

Los conductores eléctricos presentan una resistencia al paso de la corriente eléctrica que convierte una parte de la energía eléctrica que circula por el conductor en calor, en proporción directa a la resistencia del conductor y al cuadrado del valor eficaz de la intensidad de la corriente que circula por el conductor, siendo la principal causa de la pérdida de energía en las líneas de transmisión. La resistencia de un conductor es directamente proporcional a la resistividad del material de que está hecho y a la longitud del conductor e inversamente proporcional a su sección, por lo tanto la resistencia es uno de los factores determinantes en la elección del material y del calibre de los conductores. La resistencia es también función de la temperatura y de la frecuencia. La resistencia de un conductor por el que circula corriente continua viene dada por la fórmula:

$$R_o = \int (1/A) \quad [\text{Ohmios}] \quad (1.1)$$

Donde :

R_o = Resistencia a la corriente continua.

\int = Resistividad del conductor.

l = Longitud del conductor.

A = Area de la sección transversal.

Cuando la corriente que circula por un conductor es alterna, la resistencia recibe el nombre de resistencia efectiva y las pérdidas de energía por segundo están dadas por la siguiente expresión:

$$P = R_e I_e^2 \quad [\text{watts}] \quad (1.2)$$

Donde:

P = Pérdidas de potencia en el conductor en vatios

R_e = Resistencia efectiva del conductor en ohmios

I_e = Valor eficaz de la corriente en amperios.

La energía consumida en t segundos es :

$$W = Pt = R_e I_e^2 t \quad [\text{Joules}]$$

Las relaciones anteriores, son la expresión matemática de la Ley de JOULE, que determina la conveniencia de utilizar voltajes de transmisión mas elevados, para disminuir la magnitud de la corriente y disminuir así las pérdidas por efecto Joule.

Para determinar la resistencia efectiva por cálculo es necesario conocer la resistencia ohmica que viene dada por la ecuación (1.1) y el factor de aumento, el cual es una función especial de la frecuencia, de la resistividad y la permeabilidad del conductor. Este ejemplo de coeficiente o factores de aumento es preferible en el caso de conductores de forma circular o cables.

Puede calcularse entonces la resistencia efectiva a partir de la siguiente ecuación :

$$(R_e / R_o) = K$$

Donde :

R_e = Resistencia efectiva

R_o = Resistencia ohmica

K = Coeficiente de aumento o coeficiente superficial.

La constante K es una función de una variable x dada por la siguiente expresión :

$$x = (2\pi r) \left[\sqrt{\frac{(2f\mu)}{(\rho \cdot 10^9)}} \right] \quad (1.3)$$

x = Variable utilizada para expresar la resistencia ohmica.
 r = Radio del conductor en cm.
 f = Frecuencia en ciclos por segundo.
 μ = Permeabilidad relativa.
 (si el material no es magnético $\mu=1$)
 ρ = Resistividad en Ω/cm .

Desarrollando la ecuación (1.3) y dividiendo ambos términos por πr^2 , se tiene:

$$x = \sqrt{\frac{(8f\mu\pi)}{[(1/\pi r^2)10^9]}}$$

En donde el termino $[(1/\pi r^2)]$ es igual a la resistencia ohmica por unidad de longitud, sustituyendo R se tiene :

$$x = \sqrt{\frac{(8f\mu\pi)}{(R10^9)}} \quad (1.4)$$

En donde R se puede expresar en Ω/cm . o en Ω/km . de longitud del conductor usando la expresión siguiente

$$x = 0.05013 \sqrt{(f\mu)/R} \quad (1.5)$$

1.1.2. CAPACITANCIA

En una línea de transmisión los parámetros que componen la admitancia paralelo son la conductancia y la reactancia capacitiva. Cuando se aplica en uno de los extremos de la línea de transmisión una diferencia de potencial V, esto hace que los conductores se carguen como las placas de un condensador cuando existe una diferencia de potencial entre ellas. Los conductores adquirirán una carga eléctrica q, que es proporcional a la diferencia de potencial V aplicada y a una constante C llamada capacitancia.

$$q = CV \quad (1.6)$$

La capacitancia entre conductores paralelos es constante, que dependerá del tamaño y de la separación entre ellos. El efecto de la capacidad de líneas menores de 12.7 mts. es pequeño y normalmente se desprecia, pero en líneas más largas, de alta tensión, la capacidad tiene gran importancia. Una tensión alterna aplicada a una línea de transmisión permite que la carga de los conductores en cualquier punto aumente o disminuya, dependiendo de que el valor instantáneo de la tensión aumente o disminuya respectivamente en aquel punto.

El flujo de la carga es una corriente y la producida por la carga y descarga alternativa en una línea, debido a la tensión alterna es conocida como corriente de carga. La corriente de carga fluye en una línea eléctrica de transmisión, incluso cuando está el circuito abierto tiene influencia sobre la caída de tensión a lo

largo de la línea, así, como sobre su rendimiento y factor de potencia y la estabilidad de la red de la que forma parte la línea. Asociado con las cargas eléctricas de los conductores existe un campo eléctrico cuyas líneas de flujo son arcos de círculos que terminan en los hilos, como se muestra en la figura 1.2, para el caso de una línea de transmisión monofásica.

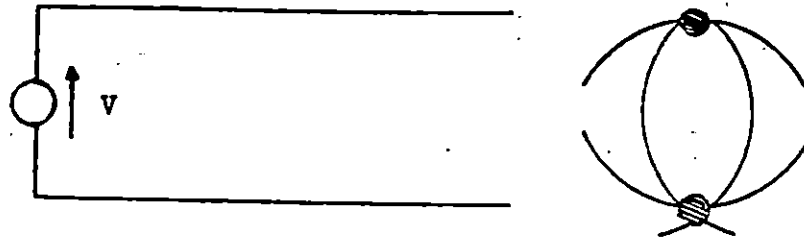


Fig. 1.2. Campo eléctrico de una línea de transmisión monofásica.

Las líneas del campo eléctrico tienen su origen en las cargas positivas de un conductor y van a las negativas del otro. Todo el flujo eléctrico que nace en un conductor es igual numéricamente al número de culombios de su carga. La densidad de flujo eléctrico es el flujo eléctrico por metro cuadrado, midiéndose en culombios por metro cuadrado. El flujo eléctrico que produce un conductor es radial y todos los puntos equidistantes del conductor son puntos equipotenciales con la misma densidad de flujo eléctrico. La figura 1.3 representa a un conductor aislado y con una carga repartida uniformemente.

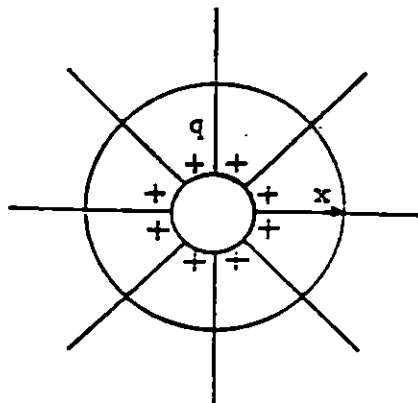


Fig. 1.3 Líneas de flujo eléctrico creadas por las cargas positivas uniformemente repartidas sobre la superficie de un conductor cilíndrico aislado.

La densidad de flujo eléctrico a x metros de un conductor puede calcularse, considerando una superficie concéntrica al conductor Y de x metros de radio como se muestra en la figura 1.3, en donde todos los puntos de la superficie con radio x están equidistantes del conductor, que tiene carga uniforme repartida, la densidad de flujo eléctrico es: $D = q/(2\pi x)$ [c/m²]

Donde :

q = Carga del conductor por metro de longitud
 x = Distancia en metros desde el conductor hasta el punto en donde se calcula la densidad de flujo eléctrico.

Otro parámetro importante para el cálculo de la capacitancia es la intensidad del campo eléctrico o el negativo del gradiente de potencial que es igual a la densidad de flujo eléctrico dividido por la constante dieléctrica del medio (K), de esta forma la intensidad del campo eléctrico es :

$$E = q/(2\pi xK) \quad [V/m]$$

La intensidad del campo eléctrico en voltios por metro, es la fuerza en Newton por culombios, que actúa sobre un culombio en el punto considerado. Integrando entre dos puntos en donde actúa la fuerza en Newton sobre una carga positiva, es igual al trabajo de mover la carga desde el punto de potencial más bajo hasta el punto de potencial más alto, lo que es igual a la diferencia de potencial entre dos puntos.

Esta diferencia de potencial es independiente del camino que recorre un punto hacia el otro. Para calcular la diferencia de potencial entre dos puntos P_1 y P_2 , como se muestra en la figura 1.4.

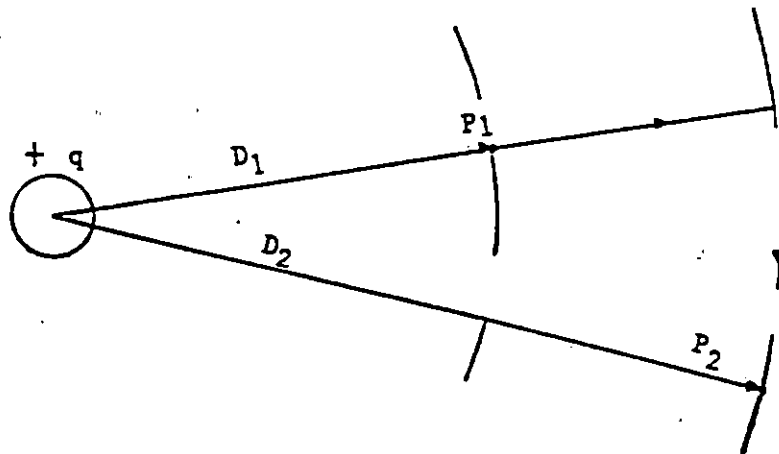


Fig. 1.4. Camino de integración entre dos puntos exteriores a un conductor cilíndrico con carga positiva uniforme repartida

Se calculará la tensión que existe entre las superficies equipotenciales que pasan por P1 y P2, esto se logrará integrando la intensidad de campo a lo largo de un camino radial entre las superficies equipotenciales, de lo cual se obtendrá la expresión siguiente:

$$V_{12} = \int E dx$$

$$V_{12} = \int [q/(2\pi Kx)] dx$$

$$V_{12} = \int [q/(2\pi K)] \ln(D_2/D_1) V \quad (1.7)$$

Donde :

q = Carga instantánea sobre el conductor en culombios por metros de longitud.

D1 = Distancia del conductor al punto P1.

D2 = Distancia del conductor al punto P2.

K = Constante dieléctrica del medio.

La capacitancia en una línea bifilar se calcula considerando el principio de superposición, aplicado a la diferencia de potencial que existe entre los conductores, esta se define por la ecuación siguiente :

$$V_{ab} = [q_a/(2\pi K)] \ln(D/r_a) + [q_b/2\pi K] \ln(r_b/D) V. \quad (1.8)$$

Donde :

El primer sumando: Es la carga del conductor "a"

El segundo sumando: Es la carga del conductor "b"

D : Distancia entre los conductores

ra: Radio del conductor a

rb: Radio del conductor b

Para una línea bifilar ($q_a = -q_b$), por lo que la ecuación (1.8) se convierte en :

$$V_{ab} = [q_a/2\pi K] [\ln(D/r_a) - \ln(r_b/D)] V. \quad (1.9)$$

$$V_{ab} = [q_a/2\pi K] [\ln(D^2/r_a r_b)] V. \quad (1.10)$$

capacidad entre conductores es :

$$C_{ab} = q_a/V_{ab} = 2 K / \ln(D/r_a r_b) \quad F/m \quad (1.11)$$

Si se hace la conversión a microfaradios por milla, y se cambia la base del logaritmo y suponiendo que la constante dieléctrica relativa $K_r = 1$, se tiene que :

$$C_{ab} = 0.0388 / \log(D/r_a r_b) \quad \mu m/mi.$$

si $r_a = r_b$

$$C_{ab} = 0.0388 / 2 \log(D/r)$$

$$C_{ab} = 0.0194 / \log(D/r) \quad F/mi. \quad (1.12)$$

La capacitancia de un conductor respecto al neutro, o la capacidad respecto a tierra es la carga de un conductor por unidad de diferencia de potencial entre un conductor y tierra. De ésta manera la capacidad de un conductor respecto al neutro de una línea bifilar es dos veces la capacidad entre conductores, si consideramos a ésta formada por dos capacidades iguales en serie, la tensión de la línea se reparte por igual entre los dos,

estando el punto de unión de ambos al potencial de tierra. Así, la capacidad respecto al neutro es una de dos capacidades iguales en serie o dos veces la capacidad entre conductores.

$$C_n = C_{an} = C_{bn}$$

$$C_{bn} = 0.0388 / \log(D/r) \text{ } [\mu\text{f}/\text{mi}] \text{ respecto al neutro (1.13)}$$

La ecuación (1.7), de la que se derivan las ecuaciones (1.8) y (1.13), está basada en el supuesto de distribución uniforme de la carga sobre la superficie del conductor. Si existen otras cargas las últimas dos ecuaciones deducidas (1.8) y (1.13) no son directamente ciertas, pero la falta de uniformidad en la distribución de cargas puede despreciarse en las líneas aéreas de transmisión de energía. Una vez determinada la capacidad respecto al neutro, la reactancia capacitiva entre un conductor y el neutro viene dada por:

$$X_c = 1 / 2\pi f c$$

$$X_c = (4.10/f) 10^6 [\log(D/r)] \text{ ohmios-milla respecto al neutro (1.14)}$$

CAPACITANCIA EN LINEAS TRIFASICAS DE CIRCUITOS PARALELOS

Se considerarán dos disposiciones especiales de líneas con circuitos paralelos, una de ellas es la línea de doble circuito con los conductores en los vértices de un hexágono y la línea de doble circuito situada en un plano vertical, como se muestra en la fig. 1.5

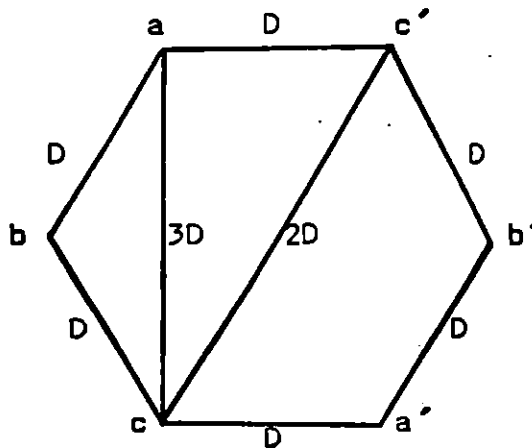


Fig. 1.5. Línea de doble circuito con los conductores en los vértices de un hexágono.

Aquí la fase a está formada por los conductores a y a' la fase b por b y b' y la c por c y c'. Los conductores de cada fase están en paralelo, poseen la misma carga, debido a que los conductores de cada fase están también equilibrados y tienen disposición simétrica, se desprecia el efecto del suelo, no se necesita transposición para equilibrar las fases. Las expresiones de la tensión vienen dadas por :

$V_{ab} + V_{ac} = 3 V_{an}$, entonces la expresión para la capacitancia finalmente es :

$$C_n = 0.0241 / [\log(3)^{\frac{1}{2}} (D/2r)] \quad \text{f/km, respecto al neutro} \quad (1.15)$$

Para la determinación de la capacidad se emplearán los radios reales de los conductores de cada fase para obtener la DMG propia modificada de aquella. Las DMG propias modificadas son :

$$D = (2rD)^{\frac{1}{2}}$$

Las DMG entre a y b, b y c, c y a serán iguales entre si esto significa que :

$$D_{ab} = D_{bc} = D_{ca} = (3)^{\frac{1}{2}} (D)$$

de donde se obtiene :

$$C_n = 0.0388 / [\log(3)^{\frac{1}{2}} (D/2r)] \quad (1.16)$$

F/milla/fase respecto al neutro

El método modificado de la DMG da los valores por fase, porque combina los conductores en paralelo de una fase cualquiera al calcular las distancias, para el caso en que la línea posee una disposición en un plano vertical, como la fig. (1.3). Para equilibrar ésta línea se necesita la transposición; que es el cambio de posiciones de cada conductor en una línea de transmisión trifásica, cuyo objetivo es normalizar las condiciones particulares de los conductores que conforman una línea de transmisión a fin de obtener características promedios y comunes para cada conductor de la línea. Para tal efecto se supondrá que la carga que la carga por unidad de longitud en un conductor, es la misma a lo largo del ciclo de transposición. Para el cálculo de la tensión entre a y b se considerarán que el conductor a' tiene la misma carga q_a que el conductor a. Lo mismo puede decirse respecto a las cargas de los conductores de las otras fases, con el conductor a en posición 1 tenemos:

$$V_{ab} = (1/2\pi k) [q_a (\ln d/r + \ln g/f) + q_b (\ln r/d + \ln h/g) + q_c (\ln d/2d + \ln g/h)] \quad (1.16)$$

de ésta forma se llega a la siguiente expresión:

$$C_n = 0.0388 / \log [(2)^{1/3}/r] [d(g/f)^{2/3}] \quad (1.17)$$

1.1.3. CONDUCTANCIA.

La conductancia es uno de los parámetros que componen la admitancia paralelo en una línea de transmisión. La conductancia generalmente se desprecia debido a que la contribución que hace a la admitancia paralelo es muy pequeña, a la vez que no hay una

buena forma de calcularla debido a que es muy variable. Las fugas de los aisladores, es la principal fuente de conductancia la cual varía apreciablemente con las condiciones atmosféricas, así también con las propiedades conductoras de la suciedad que adhieren a los aisladores. La conductancia entre conductores o entre conductores y tierra se utiliza para el cálculo de la corriente de fuga que circula en los aisladores de las líneas de alta tensión y por el aislamiento de los cables. Sin embargo, la conductancia entre conductores se asume igual a cero, suponiendo que el aislamiento de las líneas de alta tensión es perfecto, que no hay corriente de fuga entre los conductores y los apoyos, ni superficialmente ni a través de dicho aislamiento. Pero la realidad es que existe tal corriente, puesto que la resistencia del aislamiento no puede ser infinita y por lo tanto, según la ley de ohm : $I = V / R$

donde :

I = Intensidad de la corriente.

V = Diferencia de potencial entre el conductor y tierra (apoyos de la línea).

R = Resistencia del aislamiento.

Se a convenido en llamar PERDITANCIA o CONDUCTANCIA, al valor inverso del aislamiento $1/R$:

$$G = 1/R = I/V \quad (1.18)$$

De donde se deduce que la intensidad I de la corriente de pérdida a través del aislamiento es :

$$I = GV$$

que está en fase con la tensión y siendo por tanto totalmente activa, da lugar a una pérdida de energía de aquí, su nombre de perditancia:

La pérdida de energía vale :

$$P = IV = GV^2$$

donde :

P = Vatios, V = Voltios, I = Amperios, G = Siemens

El siemens es la conductancia correspondiente a una resistencia de un ohmio. A un aislamiento de un megaohmio corresponde una conductancia de 10^{-6} siemens. Anteriormente se la llamó mho, que es la palabra resultante de tomar en sentido inverso las letras que componen la de ohm, por eso, algunos autores representan al mho con una Ω invertida, o sea así. El símbolo del siemens es una S. $1S = 10^9$ ohm. El valor de G de la conductancia varía mucho según el grado de humedad de la atmósfera. En una línea bien aislada y con tiempo seco, es prácticamente nula. Su cálculo se hace en función de las pérdidas P en KW/km de fase y de la tensión simple V en KV y por consiguiente, la conductancia será:

$$G = [P(KW/km)]10^{-3}/[V^2 (KV)] \quad S/km \quad (1.19)$$

El efecto de la corriente de pérdida, aunque prácticamente

despreciable como se ha dicho y cuando sólo es debido a la conductancia del aislamiento, debe considerarse en un estudio riguroso para obtener la corriente total en los diversos puntos de la línea, pero el valor de G no puede ser determinado como el de V o el de C y depende del tipo de aislamiento, del número de aisladores por cadena, la de apoyos por kilómetro de línea, del estado de la superficie del conductor, de las condiciones atmosféricas, etc.

1.1.4 INDUCTANCIA

Dos ecuaciones fundamentales sirven para explicar y definir la inductancia, la primera relaciona la fuerza electromotriz (fem) inducida con la velocidad de variación de la corriente y la segunda relaciona la fem. inducida con la velocidad de variación del flujo que rodea el circuito. Para efectos de análisis, se supondrá que se tiene una línea a la cuál se le ha conectado una carga. Esquemáticamente sería así:

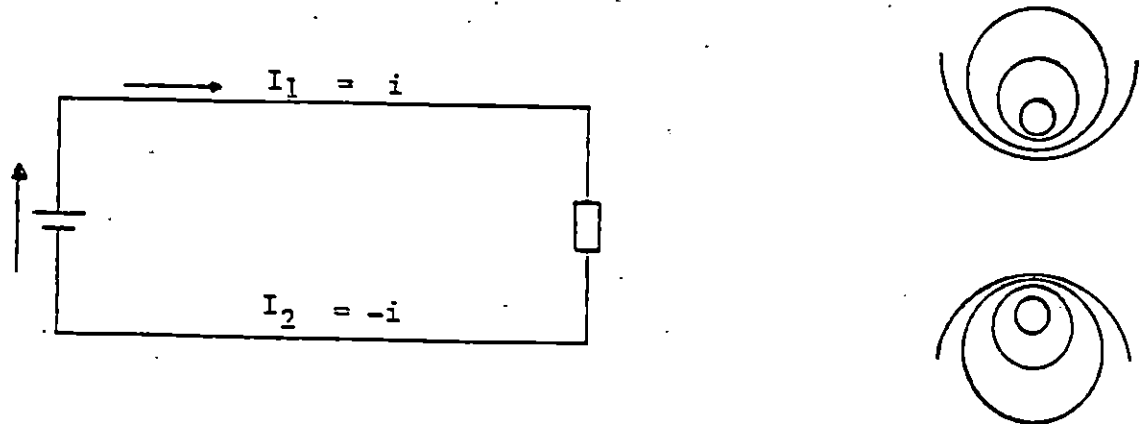


Fig.1.6 Campo magnético de una línea de transmisión monofásica de dos conductores.

Si la intensidad de la corriente varía en función del tiempo, el campo magnético será también en función del tiempo. Este campo variable induce en los conductores una fuerza electromotriz fem. aplicada al principio de la línea y cuyo valor está dado por la siguiente expresión: $e = -L \frac{di}{dt}$ [V] (1.20)

Donde L es una constante llamada coeficiente de autoinducción y que depende de las dimensiones y naturaleza de los conductores y de la separación entre ellos. La inductancia de la línea de transmisión tiene una gran importancia en la determinación de las caídas de tensión en la línea. La segunda ecuación fundamental

para explicar la inductancia es la que relaciona la fem. inducida con la velocidad de variación del flujo que rodea el circuito. La fem. inducida es : $e = d\tau/dt$ (1.21)

Donde e es la fuerza electromotriz inducida en voltios y τ es el número de enlaces de flujo o número de líneas de inducción del circuito en weber-vueltas. El número de weber-vueltas es el producto de los weber por el número de vueltas del circuito enlazado. En el circuito de dos conductores de la figura 1.7 cada línea de flujo lo rodea una sola vez y se inducirá un voltio, cuando la velocidad de la variación del flujo sea $1wb/seg$; si se considera un solenoide en lugar del circuito de la figura 1.7 la mayor parte de las líneas de flujo producidas atraviesan más de una vuelta del solenoide, si el flujo que atraviesa 100 vueltas de un solenoide varían a la velocidad de $1wb/seg$, la fem inducida en cada espira será un voltio, pero la inducida en un solenoide serán 100 voltios, ya que las espiras están en serie, por lo tanto la fem inducida es proporcional a la velocidad de variación de flujo de inducción. Si cambia la corriente del circuito también cambia el flujo magnético (representado por los enlaces de flujo mencionado), a ella asociado.

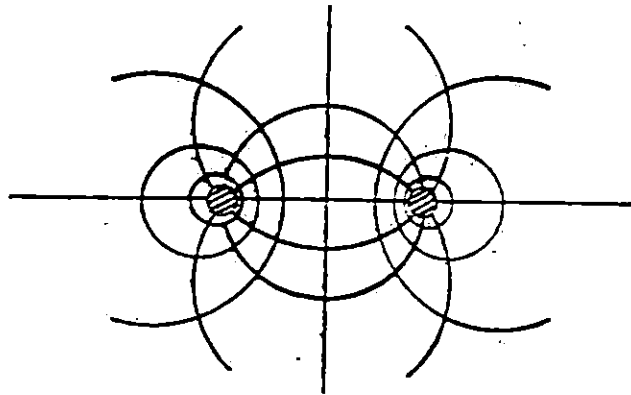


Fig.1.7 Campos magnéticos y eléctricos asociados a una línea bifilar.

Suponiendo constante la permeabilidad del medio, en el que actúa el campo magnético, el número de enlaces de flujo es directamente proporcional a la corriente y por consiguiente, la fem. inducida lo es la velocidad de variación de la corriente, que es la misma expresión (1.20) deducida anteriormente:

$$e = L di/dt$$

donde :

L = Constante de proporcionalidad llamada inductancia o coeficiente de autoinducción del circuito expresado en henrios.

e = fem inducida en voltios.

di/dt = velocidad de variación de la corriente en amperios por segundos.

Si el número de enlaces de flujo varía linealmente con la corriente significa que el circuito magnético tiene permeabilidad constante, entonces:

$$L = \tau/i \quad [\text{henrios}]$$

para los casos en que la permeabilidad no es constante la inductancia no lo es y resulta que:

$$L = d\tau/di \quad [\text{henrios}]$$

La inductancia de un conductor en un circuito es igual al número de enlaces de flujo del conductor por unidad de corriente del mismo. En una línea de dos conductores el número de enlaces de flujo del circuito es la suma de los enlaces de flujo de cada conductor. En el sistema internacional L está dado en henrios y es igual a weber-vuelta por amperio. En función de la inductancia los enlaces de flujo se pueden definir de la manera siguiente :

$$\tau = Li \quad [\text{weber-vuelta}] \quad (1.22)$$

En la ecuación anterior, si i es la corriente instantánea, representa los enlaces de flujo instantáneos, para la corriente alterna sinusoidal los enlaces de flujo son también sinusoidales.

La expresión vectorial de los enlaces de flujo es:

$$\Phi = LI \quad [\text{weber-vuelta}] \quad (1.23)$$

Como Φ e I están en fase, L es real; el vector caída de tensión por la acción de los enlaces de flujo es:

$$\begin{aligned} V &= j\omega LI \quad [\text{voltios}] \\ V &= j\omega\Phi \quad [\text{voltios}] \end{aligned} \quad (1.24)$$

La inductancia mutua o coeficiente de autoinducción mutua entre dos circuitos, se define como los enlaces de flujo de uno de los circuitos debido a la corriente del otro, por la corriente de éste. Si la corriente I₂ produce Φ_{12} enlaces de flujo con el circuito 1, la inductancia mutua es:

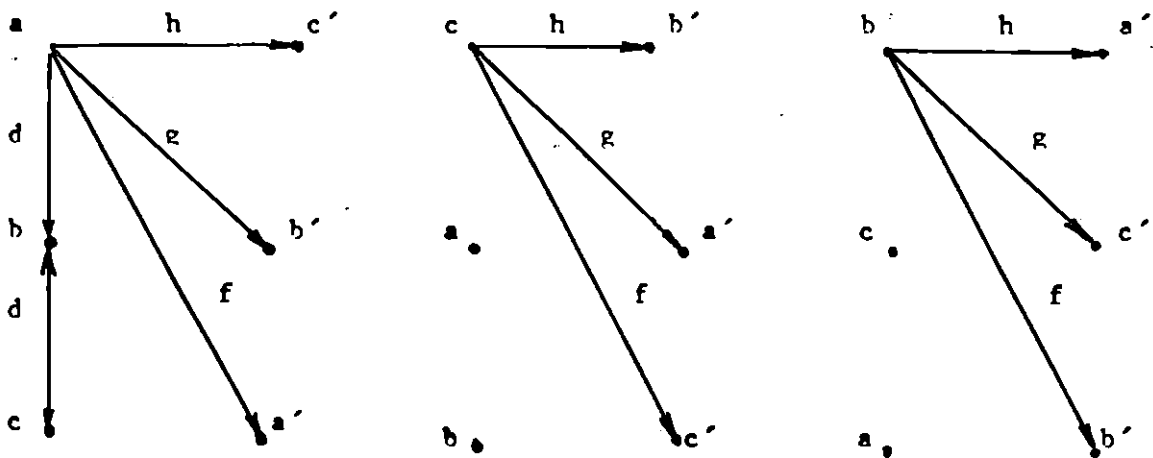
$$M_{12} = \Phi_{12} / I_2 \quad [\text{henrios}] \quad (1.25)$$

El vector caída de tensión en el circuito 1 producido por los enlaces de flujo del circuito 2 es :

$$\begin{aligned} V_1 &= j\omega M_{12} \\ V_1 &= j\omega\Phi_{12} \quad [\text{voltios}] \end{aligned} \quad (1.26)$$

1.1.4.1. INDUCTANCIA EN LINEAS TRIFÁSICAS DE CIRCUITOS PARALELOS.

Dos circuitos trifásicos que están igualmente constituidos y están en paralelo tienen la misma reactancia inductiva. La reactancia inductiva del circuito equivalente simple es, solamente la mitad de la reactancia inductiva de uno de los circuitos considerados, cuando éstos están separados de manera que la inductancia mutua sea deseable. Si los circuitos están sobre el mismo apoyo, puede emplearse el método de la distancia media geométrica (DMG), para encontrar la inductancia por fase considerando que todos los conductores de una fase son hilos de un mismo conductor compuesto. A continuación se muestra la configuración de dos circuitos que se utilizarán para el análisis.



a) fase a en la posición 1

b) fase a en la posición 2

c) fase a en la posición 3

Fig.1.8 Disposición de los conductores de una línea trifásica de doble circuito en las tres posiciones del ciclo de transposición.

Uno de los circuitos está formado por los conductores a, b y c. El otro por los a', b', y c', los conductores a y a' son paralelos y forman la fase a, análogamente, los conductores b y b', c y c', están en las mismas condiciones que los anteriores y forman las fases b y c respectivamente. Siguiendo el ciclo de transposición los conductores a y a' ocupan primeramente las posiciones de los b y b', y a continuación la de los c y c' como se muestra en la figuras 1.8. Se disminuye la inductancia separando lo más posible los conductores de cada fase y haciendo

pequeñas las separaciones entre fases. Esto da resultado D_m pequeña y una d_s grande. En una línea de doble circuito, colocando en diagonal los conductores de dos de las fases, como se indica en las figuras 1.8 se obtiene mejor ésta condición que mediante la disposición adyacente por el método de DMG, la posición equilátera es :

$$D_{eq} = \sqrt[3]{(D_{ab})(D_{bc})(D_{ca})} \quad (1.27)$$

Si $D_{ab} = DMG$ mutua entre las fases a y b en la posición 1, entonces:

$$D_{ab} = \sqrt{(d_g)(d_g)} = \sqrt{(d_g)}$$

Si $D_{bc} = DMG$ mutua entre las fases b y c en la posición 1, luego

$$D_{bc} = \sqrt{(d_g)} \quad \text{y} \quad D_{ca} = DMG$$

mutua entre las fases c y a en la posición 1, entonces

$$D_{ca} = \sqrt{(2d_h)}$$

sustituyendo los valores encontrados en la expresión para D_{eq} . se tiene :

$$D_{eq} = \sqrt{(\sqrt{(d_g)})(\sqrt{(d_g)})(\sqrt{(2d_h)})}$$

$$D_{eq} = \sqrt{(d_g)(\sqrt{(2d_h)})}$$

Si la distancia media geométrica propia de cada conductor de la fase es r' , la DMG en la posición 1, de toda la fase formada por los conductores a y a' es:

$$D_{s1} = \sqrt{(r'fr'f)} \quad (1.28)$$

$$D_{s1} = \sqrt{(r'f)}$$

En la posición 2, la DMG propia de la fase a es :

$$Ds2 = \sqrt{(r'hr'h)}$$
$$Ds2 = \sqrt{(r'h)}$$

En la posición 3, la DMG propia de la fase a es :

$$Ds3 = \sqrt{(r'hr'h)}$$
$$Ds3 = \sqrt{(r'h)}$$

El valor medio de los enlaces de flujo de la fase a lo largo de todo un ciclo de transposición, determinan la distancia media. Por otra parte la DMG propia equivalente de una fase para el ciclo de transposición, es la media geométrica de los tres valores de la DMG propia de la fase en las tres partes del ciclo de transposición, entonces:

$$Ds = \sqrt{(Ds1Ds2Ds3)}$$

$$Ds = \sqrt{(r'f)(\sqrt{r'h})}$$

Esta ecuación se cumple para las tres fases siempre y cuando r sea igual para las tres fases, puesto que las fases b y c ocupan las mismas posiciones que la fase a durante iguales recorridos del ciclo de transposición, luego la inductancia por fase se defina así :

$$L=0.7411 \log (Deq/Ds) \quad \text{mh/fase/milla} \quad (1.29)$$

$$L=2 \times 10 \ln(Deq./Ds)$$

Luego la reactancia inductiva a 60 hz. se encuentra multiplicando la inductancia en henrios por $2\pi 60$:

$$Xl = 2\pi f l \quad \text{ohm/mi/fase}$$

$$Xl = 0.2794 \log (Deq./Ds) \quad \text{ohm/mi/fase} \quad (1.30)$$

1.1.4.2 REACTANCIA DE LA LINEA

La reactancia resulta por el campo magnético que se forma alrededor de los conductores cuando una corriente circula por la línea eléctrica. La reactancia es la componente compleja de la impedancia, se representa por una x, y se mide en ohmios. En una línea de transmisión pueden existir dos tipos de reactancia, la reactancia inductiva y la reactancia capacitiva. La reactancia inductiva está definida por la expresión:

$$Xl = LW \quad \text{ohmios/km}$$

$$Xl = 2\pi f l \quad \text{ohmios/km} \quad (1.31)$$

Donde :

Xl=Reactancia inductiva de la línea en ohmios/km

L =Inductancia de la línea en henrios/km

f=Frecuencia de la corriente en ciclos/seg.

La reactancia capacitiva en términos de la capacitancia se define por la expresión :

$$\begin{aligned} X_C &= 1/\omega C && \text{ohmios/km} \\ X_C &= 1/2\pi f C && \text{ohmios/km} \end{aligned} \quad (1.32)$$

Donde:

X_C = Reactancia capacitiva en ohmios/km

C = Capacitancia en faradios/km

f = Frecuencia de la corriente en ciclos /seg.

Para calcular la reactancia equivalente de una línea de transmisión, las reactancias inductivas y capacitivas se pueden combinar en serie y en paralelo, siguiendo las mismas reglas de los circuitos resistivos.

1.1.5 SUSCEPTANCIA

Es la componente imaginaria de la admitancia se mide en mhos o en siemens, y se simboliza por una letra B , la susceptancia aparece debido a la corriente de carga de la capacitancia distribuida en la línea y es proporcional a la frecuencia, pero se puede obtener una constante que sea independiente de la frecuencia por lo que es conveniente introducir la capacitancia C por unidad de longitud, definida por la expresión :

$$\begin{aligned} B &= \omega C \\ B &= 2\pi f C && \text{siemens/km} \end{aligned} \quad (1.33)$$

donde: B = Susceptancia en siemens/km
 f = Frecuencia de la corriente en ciclos/seg
 C = Capacitancia en faradios/km

C es la capacitancia electrostática por unidad de longitud.

1.1.6 LA IMPEDANCIA

La impedancia es la razón del fasor tensión al fasor corriente, es una cantidad compleja que tiene las dimensiones del ohmio, generalmente se simboliza por la letra Z . Una bobina L se considera como representada en el dominio del tiempo por su inductancia L y en el dominio de la frecuencia por impedancia $j\omega L$, así mismo, un condensador en el dominio del tiempo es una capacidad C , y en el dominio de la frecuencia, una impedancia $1/j\omega C$. La impedancia es una parte del dominio de la frecuencia, y no es concepto que es parte del dominio del tiempo. La validez de las dos leyes de kirchoff en el dominio de la frecuencia hace posible demostrar fácilmente que las impedancias pueden combinarse en serie y en paralelo, siguiendo las mismas reglas aplicadas a un circuito resistivo. La impedancia de una bobina se representa por : $Z_L = j\omega L$ ohmios (1.34)

La impedancia del condensador es :
 $Z_c = 1/j\omega C = -j/\omega C$ ohmios (1.35)

Donde :
j=Operador imaginario
 $\omega = 2\pi f$
f=Frecuencia de la corriente

Y en consecuencia, la impedancia de la combinación en serie es:
 $Z_{eq} = Z_1 + Z_c$ ohmios (1.36)

Y la combinación de éstos dos mismos elementos en paralelo para la misma frecuencia, conduce a una impedancia igual al producto dividido por la suma:

$$Z_{eq} = (Z_1 \times Z_c) / (Z_1 + Z_c) \text{ ohmios} \quad (1.37)$$

La impedancia de bobina y condensadores es una función de la frecuencia por lo que la impedancia equivalente sólo será aplicable para la frecuencia única a la que fue calculada. La cantidad o número complejo que representa la impedancia puede expresarse en forma polar o en forma rectangular. En forma polar la impedancia se describe así :

$$Z = |Z| \angle \theta \text{ ohmios} \quad (1.38)$$

Donde:

$$Z = \text{Representa la magnitud de la impedancia en } \Omega$$
$$Z = \theta(R^2 + X^2) \text{ ohmios} \quad (1.39)$$

θ = Describe el ángulo de fase ,puede ser positivo para impedancias inductivas y negativo para impedancias capacitivas.

$$\theta = \arctan. X/R$$

La misma impedancia en forma rectangular es :

$$Z = R + jX \text{ ohmios} \quad (1.40)$$

En donde la componente resistiva se representa por R y la componente reactiva por X. La componente resistiva es la parte real de la impedancia y la componente imaginaria de la impedancia, incluyendo el signo positivo o negativo es la reactancia inductiva o capacitiva respectivamente. Es importante mencionar que la componente resistiva de la impedancia no es necesariamente igual al valor de la resistencia que está presente en la red.

1.1.7 ADMITANCIA

La admitancia es la razón del fasor corriente fasor tensión, sus unidades se expresan en mhos y se simboliza por la letra Y. La admitancia también se define como la recíproca de la impedancia, ofrece algunas ventajas en el análisis de redes, especialmente en los casos en los que hay que hacer transformaciones de impedancias a admitancias en circuitos equivalentes estrella delta y viceversa.

La admitancia es: $Y = I/V$

y por tanto : $Y = 1/Z$
 Los parámetros de la admitancia son la conductancia G, que es la parte real y la parte imaginaria que es la susceptancia B.

así :

$$Y = G + jB \quad \text{mhos} \quad (1.41)$$

$$Y = 1/Z \quad \text{mhos}$$

$$Y = 1 / (R + jX) \quad \text{mhos} \quad (1.42)$$

Es importante mencionar que la relación anterior establece que la parte real de la admitancia sea igual a la recíproca de la parte real de la impedancia o que la parte imaginaria de la admitancia sea igual a la recíproca de la parte imaginaria de la impedancia. El uso de la admitancia, se facilita cuando se tiene una red compuesta por varias ramas en paralelo, dado que la admitancia equivalente es la suma de las admitancias de todas las ramas paralelas componentes de la red. La admitancia también se puede expresar en forma rectangular y en forma polar así:

$$Y = |Y| \angle \theta$$

Donde:

$$|Y| = \sqrt{(G^2 + B^2)}$$

que es el modulo de la admitancia, expresada en mhos

$$\theta = \arctan. B/G$$

que es el argumento de la admitancia, se mide en grados.

$$\text{si } G = 0$$

entonces : $Y = jB$

y el modulo y argumento valen:

$$|Y| = B$$

$$\theta = \arctan. B/0 = \arctan. \infty$$

$$\theta = 90^\circ$$

1.2 EFECTO CORONA

1.3 TENSION CRITICA DISRUPTIVA

El efecto corona se manifiesta en los conductores de una línea eléctrica aérea, cuando alcanzan un potencial lo suficientemente grande tales que rebasen a la rigidez dieléctrica del aire que rodea a los conductores. Se producen pérdidas de energía debido a la corriente que se forma a través del medio, es decir, que todo sucede como si el aire se hiciera conductor, dando lugar a una corriente de fuga similar a la producida por la conductancia del aislamiento. En los conductores aéreos, el efecto corona es visible en la obscuridad, pudiéndose apreciar como quedan envueltos por un halo luminoso, azulado de sección transversal circular, es decir de forma de corona por lo que al fenómeno se le dio el nombre de efecto corona. La luminiscencia se concentra en las irregularidades de la superficie de los conductores. La descarga va acompañada de un sonido, silbante y de olor de ozono. Si hay humedad apreciable, se produce ácido nitroso. La corona

se debe a la ionización del aire, los iones son repelidos y atraídos por el conductor a grandes velocidades, produciéndose nuevos iones por colisión. El aire ionizado resulta conductor (si bien de alta resistencia) y aumenta el diámetro eficaz del conductor metálico. En las líneas de transmisión eléctrica, el efecto corona origina pérdidas de energía y si alcanza cierta importancia, produce corrosiones en los conductores a causa del ácido formado. Se ha comprobado que el efecto corona concentrado en puntos agudos y cantos vivos de piezas o accesorios, produce interferencia en los radios, especialmente en ondas cortas. El conocimiento actual del efecto corona es aún incompleto, siendo objeto de estudios y experimentos por parte de numerosos investigadores. La tensión para la cual comienzan las pérdidas a través del aire se llama "tensión crítica disruptiva", y para ella el fenómeno no es aún visible, Los efluvios se hacen luminosos cuando se alcanza la tensión crítica visual o sea que la disruptiva es de valor menor que la visual. La consecuencia práctica del efecto corona es en definitiva una corriente de fuga análoga a la debida a la conductancia del aislamiento. Las pérdidas por corona empiezan pues a producirse desde el momento en que la tensión crítica disruptiva es menor que la tensión de la línea. La fórmula general de la tensión crítica disruptiva para la que se presenta el efecto corona, se presenta así:

$$\text{Donde : } U_c = (29.8/\sqrt{2})(\sqrt{(3mc\delta mtrn \log(D/r'))}) \quad (1.44)$$

U_c = Tensión compuesta crítica eficaz en kv para la que comienza el efecto corona, o sea la tensión crítica disruptiva. 29.8= valor en kv por cm, de la rigidez dieléctrica del aire a 25°c de temperatura y a la presión barométrica de 76 cm. de columna de mercurio para operar con valores eficaces de corrientes senosoidales.

mc = Coeficiente de rugosidad del conductor, sus valores son :

$mc=1$, para hilos de superficie lisa

$mc=0.93$ a 0.98 , para hilos oxidados y rugosos

$mc=0.83$ a 0.87 , para cables

δ = Factor de corrección de la densidad del aire, función directa de la presión barométrica e inversa de la temperatura absoluta del medio ambiente:

$$\delta = [(273 + 25)/76] [h / (273 + \theta)]$$

$$\delta = (3.926 h) / (273 + \theta)$$

Siendo:

h = Presión barométrica en cm. de columna de Hg.

θ = Temperatura media en grados centígrados correspondiente a la altitud del punto que se considere.

m_t = Coeficiente para tener en cuenta el efecto que produce la lluvia haciendo descender el valor de U_c :

$m_t = 1$, con tiempo seco

$m_t = 0.8$, con tiempo lluvioso

r = radio del conductor en cm.

n = número de conductores del haz de cada fase

$n = 1$, para una fase

$n = 2$, para dos fases

$n = 3$, para tres fases

$n = 4$, para cuatro fases

D = Distancia entre ejes de fases, en centímetros

r' = Radio ficticio, en cms., definido por la expresión:

n = número de conductores del haz de cada fase

r = radio del conductor en centímetros

R = radio de la circunferencia que pase por los centros de los conductores que forman la fase.

Cuando se desconoce el valor de h que depende de la altitud y en metros sobre el nivel del mar, se determina con la fórmula de Halley:

$$\log h = \log 76 - (y/18.336)$$

que da los resultados indicados en la tabla número 1.

1.4 CONDUCTORES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA

Un conductor de energía eléctrica es cualquier metal, mineral o algún otro tipo de material, ya sea sólido o líquido, que tenga las propiedades y características para poder conducir la energía eléctrica. Dentro de éstas propiedades la más importante es la conductividad, que es una característica inherente a cada material.

Para que un cuerpo pueda ser conductor eléctrico es necesario que tenga un alto grado de conductividad. Algunos metales que reúnen las características mencionadas anteriormente son el cobre, aluminio, plata, oro, etc., de éstos los mejores conductores son el oro y la plata, pero debido al alto costo no son utilizados para la fabricación de conductores de las líneas de transmisión. En la mayoría de las líneas de transmisión que conforman los diferentes sistemas eléctricos, se utilizan los conductores de aluminio, cobre y acero, por ser de aceptables características conductoras y de costo relativamente bajo.

1.4.1 CONDUCTORES, NORMAS Y ESPECIFICACIONES.

En el diseño, operación y expansión de los sistemas de potencia eléctrica es necesario conocer las características físicas y eléctricas de los conductores usados en la construcción de las líneas de transmisión y distribución.

Todo conductor usado en la transmisión de energía eléctrica debe cumplir con ciertos requisitos, de acuerdo con las condiciones en que es usado, el servicio que debe desarrollar y el valor y costo de la energía. Entre los requisitos que debe cumplir una línea de

transmisión se tiene:

1. Resistencia mecánica.
2. Comportamiento térmico.
3. Características de ionización o escape

El orden en que han sido enumerados indica su importancia relativa en el caso general, siendo el primero absolutamente indispensable.

A continuación se presentará en éste capítulo los tipos de conductores más utilizados para la transmisión de energía a 115 KV. en El Salvador, mencionándose en detalle sus características.

1.4.2 RESISTENCIA MECANICA

Este requisito indica que todo conductor debe tener al suficiente resistencia mecánica para soportar, sin romperse y sin deformarse permanentemente, los esfuerzos aplicados al mismo, en el servicio normal que debe ejecutar, y aún los que sean anormales pero previsibles técnicamente. Para el caso de las líneas aéreas los esfuerzos normales son:

1. El peso del conductor y del hielo que pudiera depositarse en zonas frías.
2. El efecto del viento a una velocidad límite sobre el conductor con o sin hielo.
3. Los efectos de contracción a bajas temperaturas.
4. Los esfuerzos de corte en los amarres de los aisladores.

Entre los esfuerzos anormales se tiene:

1. La presión de escaleras apoyadas contra la línea.
2. La presión de árboles o ramajes.
3. La tensión debida a la movilidad de los apoyos con motivo de ruptura de uno de los cables.
4. La caída de una torre.
5. La falla de una retenida, etc.

De lo visto anteriormente, no es posible fijar de un modo absoluto las dimensiones y características de un conductor, tanto más cuanto que el peso del mismo es uno de los motivos de esfuerzo, y al crecer la resistencia mecánica, crece también el peso.

Para líneas aéreas sostenidas entre apoyos distantes, se ha tomado como base el valor del vano para definir cuales son las secciones de metal que llenan el requisito mecánico, como el de la tabla 1.1

MATERIAL	30 m.	45 m.	60 m.	90 m.
COBRE ESTIRADO EN FRIO	8	13	21	33
COBRE RECOCIDO	13	21	42	no
ALUMINIO DURO	--	42	53	--
ALUMINIO REFORZADO	--	13x	21x	--

x: Area neta de aluminio, sin cortar el esfuerzo.

TABLA 1.1 CALIBRES MINIMOS EN MILIMETROS CUADRADOS, SEGUN LAS DISTANCIAS EN LOS APOYOS.

Para las distancias de 30 y 90 metros del aluminio duro y reforzado no existe normalización. El aumento del calibre para grandes vanos se debe al efecto del viento, principalmente, el cual produce esfuerzos proporcionales al diámetro del conductor y al cuadrado del vano. Esto implica que si se aumenta el diámetro un 10%, el esfuerzo del viento aumenta 10% también, mientras que la sección transversal crece 21%, así mismo, la tensión límite elástica y la ruptura.

Por consiguiente, aunque los cables gruesos presentan mayor superficie al viento, pesan más, tienen mucho mayor resistencia mecánica que los hilos delgados y no se rompen tan fácilmente. Los calibres usuales en líneas aéreas, de tensión mediana y alta son bastante más gruesos que los marcados en la tabla 1.1

1.4.3 ELEVACIONES DE TEMPERATURA EN UN CONDUCTOR, CAPACIDAD DE CONDUCCION.

Un factor importante en el diseño de líneas para transmisión y distribución de energía, es la elevación de la temperatura en los conductores arriba de la de ambiente, cuando se encuentra transportando energía.

Mientras las pérdidas de potencia, regulación de voltaje, estabilidad y otros factores pueden determinar la escogitación

del conductor para la línea dada, algunas veces es necesario considerar la máxima corriente continua capaz de llevar un conductor. Para líneas que deben transportar excesivas cargas bajo condiciones de emergencia, la máxima corriente continua que será capaz de llevar un conductor será un factor importante para su escogitación.

La ecuación 2.1 se utilizará para calcular la corriente aproximada que será capaz el conductor transportar bajo condiciones conocidas como temperatura ambiente, velocidad del viento y elevaciones limitadas de temperatura; siendo conocida ésta expresión como la ecuación de Shuring y Frick.

Las bases de este método es que el calor desarrollado en el conductor por pérdidas disipadas que vienen dadas por I^2R son por convección alrededor del aire, y también por radiación que envuelve los objetos, lo cual puede ser expresado así:

$$I^2R = (W_c + W_r)A \quad [\text{Vatios}] \quad (1.45)$$

Donde:

I =Corriente que circula por el conductor en amperios.

R =Resistencia del conductor por pie.

W_c =Vatios por pulgada cuadrada disipada por convección.

W_r =Vatios por pulgada cuadrada disipada por radiación.

A =Area de la superficie del conductor en pulgadas por pie de long.

Los vatios por pulgada cuadrada disipados por convección, W_c pueden ser determinados por la siguiente expresión:

$$W_c = [(0.0128)\sqrt{(pv)}] t / [Ta(0.123)\sqrt{(d)}] \Delta t \quad [\text{vatios/pulg}^2]$$

p =Presión en atmósferas ($p=1.0$, para la presión atmosférica).

v =Velocidad en pies por segundos.

T_a =Promedio de las temperaturas absolutas del conductor del aire (en grados Kelvin).

d =Diámetro exterior del conductor en pulgadas.

Δt =Incrementos de temperaturas (grados centígrados).

Esta ecuación es una aproximación aplicable al rango de diámetros de los conductores comprendidos entre 0.3 y 5 pulgadas o más; cuando la velocidad del aire es más alta que la corriente de aire (0.2 - 0.5 pies/seg).

Los vatios por pulgada cuadrada disipados por radiación W_r pueden ser determinados por la siguiente ecuación:

$$W_r = (36.8 E) [(T)^4/1000 - (T_o)^4/1000] \quad [\text{Vatios/pulg.}^2].$$

Donde:

E=Emisividad relativa de la superficie del conductor (0.5 para el promedio del cobre oxidado).

T=Temperatura absoluta del conductor (en grados Kelvin).

To=Temperatura absoluta de lo que rodea al conductor (en grados Kelvin).

Una vez conocidos W_c , W_r , A y R es posible encontrar el valor de I utilizando la ecuación (1.45); el valor de R que se utiliza es la resistencia que presenta el conductor a la corriente alterna sometido a una temperatura compuesta por la temperatura ambiente más su incremento. Este método es aplicable en general a los conductores de cobre y aluminio. Si el diámetro exterior para un conductor de aluminio y uno de cobre es el mismo, ambos conductores disiparán la misma cantidad de calor, si la elevación de temperatura es igual.

1.4.4 IONIZACION O ESCAPE EN LOS CONDUCTORES.

En los conductores con forro, usados en líneas de baja o media tensión, la cubierta aislante impide normalmente cualquier escape de corriente, si el tipo de aislamiento y su cantidad están apropiadas para las condiciones del lugar y la forma de instalación. Sin embargo, si la tensión de la línea es elevada, la energía puede escaparse del conductor aunque esté forrado, debido a un fenómeno característico de las tensiones mayores de 15 KV.

Para una línea de transmisión, el aire que está en contacto con el conductor desnudo se encuentra sometido a un esfuerzo dieléctrico, más o menos intenso, que puede ser causa de ionización.

Este fenómeno se presenta cuando el potencial del conductor va creciendo y a partir de cierto límite, se produce en primer lugar una ionización invisible en los puntos más salientes y rugosidades del conductor. La extensión de las áreas afectadas va en aumento, y llega hasta cubrir toda la superficie del conductor. Después de la ionización gana en volumen a medida que sube el potencial, se hace sonora y visible, cada vez más, hasta que una descarga violenta entre polos opuestos inicia un arco que obliga a suspender la corriente y el servicio de la línea.

Naturalmente, la tensión de trabajo normal de la línea no debe jamás llegar al extremo más alto del fenómeno, pero tampoco debe permitirse que sobrepase el valor crítico de ionización por largo tiempo. Si esto sucede puede darse una serie de condiciones, como son:

1. Corrosión del metal por el ozono y por compuestos de oxígeno y nitrógeno cuya formación se debe a la ionización del aire, y que la humedad favorece en gran manera, por la aparición del ácido nitroso.

2. Predisposición a recibir descargas atmosféricas directas, por la presencia de iones abundantes alrededor de los conductores.
3. Radio-interferencia y tercera armónica en la línea.
4. Disipación considerable de la energía, con un valor anual muy grande.

La tensión llamada crítica es un valor teórico, debido a que se supone que debajo del valor de ella no hay ionización, y arriba si la hay.

Sin embargo en la práctica se ha demostrado que si existe ionización abajo del punto crítico, acompañado de pérdida, aunque en corta cantidad. La tensión crítica en una línea depende de dos factores básicos:

1. Del gradiente eléctrico en la superficie del conductor.
2. De la riqueza específica del aire, a la presión y temperaturas actuales junto al conductor.

El gradiente en la superficie de un cilindro de radio r , en cuya superficie hay depositada una carga q culombios por metro lineal, viene dada por:

$$G = (18 \times 10^9 q) / r \quad [\text{Newton por metro}].$$

$$G = U / [r \ln(D/r)] \quad [\text{voltios por metro}].$$

donde:

U = Potencial respecto al neutro.

r = Radio del conductor en cms.

D = Distancia entre centros (para dos conductores).

q = Carga en culombios.

La rigidez específica del aire depende de una propiedad física del aire, y del coeficiente de densidad del aire N , que a su vez representa la presión barométrica de b cms. de mercurio y la temperatura absoluta del aire, es decir, siendo t la temperatura del conductor en grados centígrados, la ecuación para N es:

$$N = (3,92b) / (273 + t)$$

Si el conductor no es un cilindro, sino un cable, o tiene la superficie grasosa, rayada, oxidada, etc., el radio medio externo debe ser multiplicado por el factor m , cuyo valor es el que se muestra en la tabla 1.2

TABLA 1.2
RANGOS DE RADIO MEDIO EXTERNO DE LOS CONDUCTORES.

C O N D U C T O R E S	RANGOS
Conductor arrastrado y polvoso.	0.72 - 0.75
Conductor nuevo sin lavar.	0.67 - 0.74
Conductor lavado sin grasa.	0.91 - 0.93
Conductor usado algún tiempo.	0.75 - 0.94
Conductor promedio para proyecto.	0.87 - 0.90

1.4.5 TIPOS DE CONDUCTORES.

Atendiendo al material que se emplea para fabricar los conductores de energía eléctrica, se tiene de cobre, aluminio, aluminio y acero, cobre y acero.

A continuación se presentarán algunos conductores más usados para líneas de transmisión, como lo son el conductor de cobre, aluminio, acero, copperweld, aluminio reforzado con acero, etc. También existen otras clasificaciones de los conductores, y estas se dan de acuerdo a las múltiples aplicaciones que en la actualidad se presentan, como pueden ser, el empleo de conductores submarinos, subterráneos, aéreos, etc. De ahí la importancia del conocimiento de estos.

Los conductores pueden ser forrados o desnudos, para el primer caso, generalmente la cubierta es de un material aislante llamado polietileno, y un ejemplo de este, lo es el tipo WP, cuyo uso se da en las líneas aéreas para distribución primaria y secundaria. De acuerdo a la construcción de los conductores, éstos pueden ser: Sólidos o trenzados. El primero se usa más en baja tensión, en instalaciones eléctricas residenciales e industriales, etc. El segundo puede ser usado para baja y alta tensión, teniendo en cuenta las especificaciones que los fabricantes proporcionan.

1.4.5.1 CONDUCTOR DE COBRE

El cobre es el conductor más usado y es el mejor después de la plata. Se utilizan tres clases de alambre de cobre, que son:

1. Cobre estirado.
2. Cobre estirado medio duro.
3. Cobre destemplado.

Este último también es conocido, como cobre suave. El alambre de cobre estirado duro sale así del dado estirado, el alambre de cobre o destemplado, proviene del alambre estirado duro el cuál se calienta al rojo vivo para suavizarlo.

Para transmisión en alta tensión y otros niveles más bajos, se ocupa el alambre de cobre estirado duro por su mayor resistencia. Al destemplantarlo o suavizarlo se reduce la fuerza de tensión de aproximadamente 35,000 a 55,000 lb./pul²

1.4.5.2 CONDUCTORES DE ALUMINIO.

El aluminio es mucho más usado como conductor para transmisión, particularmente en líneas de alta tensión. Su conductividad es sólo de las 2/3 partes de la del cobre. Comparando con el alambre de cobre de la misma medida física, el alambre de aluminio sólo tiene el 60% aproximadamente, de la conductividad, 45% de la fuerza de tensión y el 33% del peso.

Para alcanzar la misma conductividad el alambre de aluminio debe ser $100/60=1.66$ veces más grande que el alambre de cobre en sección transversal. Un alambre de aluminio de ésta medida tendrá 75% de la fuerza de tensión y 55% del peso equivalente al conductor de cobre.

La resistencia a la tensión del aluminio es solamente la mitad de la del cobre estirado duro, es decir 27,000 lb./pul² pero debido a que la sección transversal de un conductor de aluminio debe ser casi el doble de la del cobre para alcanzar la misma conductividad. La resistencia real de ruptura del conductor de aluminio viene a ser casi la misma que la del cobre, pese a que el aluminio se vuelve casi el doble de la sección. El peso por pie es sólo el 55% que el del cobre, por éste motivo los conductores de aluminio se prefieren en muchos casos, por su peso ligero que permite tramos más grandes y por lo tanto se reduce el número de estructuras a utilizar.

Otras de las ventajas es que debido a que posee una mayor sección el conductor de aluminio, ayuda a mantener baja la pérdida por efecto corona. En los conductores trenzados, la trenza de en medio generalmente es de acero, esto es para reforzar el cable y de esta manera resiste el peso del conductor. Por ejemplo el ACSR, que es aluminio reforzado con acero.

Las trenzas en el conductor trenzado generalmente se arreglan en capas concéntricas alrededor de un núcleo central.

El mínimo de alambres trenzados es de 3, siguen de 7, 19, 37, 91, 127, etc.

1.4.5.3 CONDUCTOR DE ACERO.

En la fabricación de algunos cables se utiliza el alambre de acero debido a la alta resistencia a la tensión, que es de 160,000 lb/pl², además se puede cubrir tramos relativamente grandes con pocos soportes o estructuras de soporte. Sin embargo

el alambre de acero desnudo se oxida rápidamente y tiene poca duración.

El porcentaje de conductividad del acero es de ± 10 a 15% comparado con el cobre.

1.4.5.4 CONDUCTOR DE ACERO COPPERWELD.

Las desventajas de la poca duración y baja conductividad del acero motivaron el desarrollo del conductor de acero copperweld. En este tipo de conductor se solda una capa de conductor, esta soldadura se hace en la parte exterior, de tal manera que recubra el acero en su totalidad. El cobre actúa como una capa protectora del alambre de acero, dándole la misma duración como la de un conductor de cobre; al mismo tiempo la capa de cobre incrementa la conductividad del conductor de acero. El arreglo y proporción de estos dos metales, el cobre pesado exterior permanentemente fundido a la robusta alma de acero da como resultado un conductor con las ventajas de cada uno de los metales y la calidad deseada de ambos.

El esfuerzo del conductor copperweld deriva de su robusta alma de acero. EL conductor copperweld de alto esfuerzo posee rango de tensión de 120,000 a 150,000 lb/pul², así también el conductor copperweld de extra alto esfuerzo posee rango de tensiones de 140,000 a 180,000 lb/pul². Estos esfuerzos permiten la selección de conductores apreciablemente más pequeños que otros conductores de potencia y por consiguiente el copperweld puede ser instalado con una menor catenaria que otros conductores de potencia.

Sin embargo, el conductor de acero copperweld se emplea generalmente para alambres de polarización a tierra en líneas aéreas. La conductividad en los conductores copperweld puede elevarse a cualquier porcentaje que se desee, dependiendo de la capa de cobre.

Entre las ventajas que ofrece el conductor de acero copperweld se tiene que es inoxidable, ya que todos los conductores de este tipo son ensayados o probados para el mínimo espesor de cobre, por consiguiente asegura una protección uniforme contra la oxidación.

Por otro lado en lo que a corrosión se refiere, el conductor copperweld posee una vida igual que la del cobre, además que el alma de acero es protegida contra la deterioración manteniendo permanente su original alto esfuerzo.

En cuanto a la estabilidad mecánica, este conductor es extremadamente robusto y tiene definidas propiedades elásticas, siendo su estabilidad mecánica similar a la del acero.

Si el conductor de acero copperweld se utiliza para transmitir energía eléctrica, ofrecerá este conductor un alto módulo de elasticidad y un bajo coeficiente de expansión, el cual tiende a minimizar los movimientos verticales del conductor bajo cambios en las condiciones de carga y temperatura.

1.4.5.5 CONDUCTOR DE ALUMINIO REFORZADO CON ACERO (ACSR).

En el campo de la potencia eléctrica el conductor ACSR es utilizado principalmente en tendidos de líneas aéreas para transmisión y distribución de energía eléctrica.

Los conductores ACSR se cablean concéntricamente y están compuestos por una o más capas de alambre de aluminio duro grado EC, con un núcleo de acero galvanizado de alta resistencia mecánica. El núcleo de acero puede estar formado por uno o varios hilos, dependiendo de su tamaño.

Variando las relaciones entre la fuerza de estiramiento, se obtendrá una variación en la capacidad de conducción de la corriente. Esto podrá obtenerse de dos maneras, una es aumentando o disminuyendo el área del conductor. La otra es variando las proporciones de acero y aluminio.

El aumento en la capacidad de conducción de corriente podrá ser obtenido también si se llena el espacio que hay entre el acero y el aluminio con papel por ejemplo, obteniéndose de esta forma un conductor de mayor diámetro, utilizándose así en las líneas de transmisión a alto voltaje. Este tipo de conductor es conocido como ACSR "expandido".

Aunque este conductor cuesta más por unidad de longitud que el conductor de aluminio completo, el ACSR generalmente permite más economía en la construcción de las líneas de transmisión. La conductividad del conductor es del 61% y tiene refuerzo de núcleo para aumentar su resistencia mecánica.

En los tamaños más utilizados del ACSR, aproximadamente el 86% de la sección del conductor es aluminio y el resto acero. Como se explicó anteriormente, este porcentaje puede variar, para poder seleccionar el conductor más económico para cada línea. De esta manera el aumento en la relación entre la resistencia mecánica y el peso permite construir líneas con tramos más largos.

En un conductor ACSR el núcleo de acero reduce la resistencia a la corrosión del cable. Esto no presenta problemas en atmósferas secas y no contaminadas, ni en atmósferas contaminadas donde la lluvia es frecuente y bien distribuida.

Para las atmósferas que pueden producir corrosión, se suministra el conductor con tratamiento especial de grasa, que evita la entrada del contaminante al núcleo. Por esta razón, este tipo de conductor generalmente es la solución más económica al diseñar en ambientes corrosivos.

Es muy importante que, al hacer los empalmes y atar las extremidades del conductor ACSR, cerciorarse que los cabos y núcleos queden bien sujetos para mantener la resistencia reglamentaria del conductor. Para los ACSR de múltiples capas, es necesario hacer empalmes separados para el aluminio y para el acero.

La alta relación entre la resistencia mecánica y el peso del ACSR y la diversidad de cableados en que se ofrece, permite diseñar la combinación más económica de conductor y de estructuras de soportes.

Este tipo de conductor se usa para todas las aplicaciones de líneas en alto, especialmente las que pueden tenderse con tramos muy largos.

Existe un tipo de conductor ACSR conocido como ALUMONELO ACSR, en el que el núcleo consiste de alambres de acero blindados con una cubierta de aluminio. La cubierta de aluminio representa el 25% de la sección transversal del núcleo.

Este conductor se diseñó para brindar todas las buenas propiedades de ACSR pero con mayor resistencia a la corrosión. Debido a que el núcleo es de material relativamente más costoso, este conductor es de precio más alto que los otros conductores mencionados.

Para mantener la relación de tamaño de cabos en los cables de tamaños equivalentes. Los resultados de los ensayos llevados a cabo por los abastecedores de alumonelo de una sola capa ACSR, la resistencia con corriente alterna y corriente continua así como las reactancias de los conductores con núcleo de un sólo alambre alumonelo son más bajas que las de los otros ACSR semejante con núcleo de un sólo alambre revestido de zinc.

El uso de tamaños normales de cabos elimina la necesidad de mantener existencias de accesorios separados para cada tamaño de ACSR.

Por su costo relativamente más alto el ACSR alumonelo es usado en aplicaciones especiales para líneas elevadas y desnudas donde la corrosión puede presentar dificultades y donde no es conveniente emplear conductores de aleación.

Para un buen desempeño en líneas de transmisión se recomienda utilizar el ACSR las siguientes precauciones acerca de la tracción las cuales ninguna debe excederse:

1. Tracción máxima con carga: 50% de la resistencia a la rotura de régimen del conductor.
2. Máxima tracción inicial sin carga a cero grados centígrados: 33 1/3 % de la resistencia a la rotura de régimen del conductor.
3. Máxima tracción final sin carga a cero grados centígrados: 25% de la resistencia a la rotura de régimen del conductor.
4. Tensión final sin carga a la temperatura normal: 20% de la resistencia a la rotura de régimen del conductor.

Donde hay evidencias de vibración en las líneas, deben protegerse con varillas amortiguadoras o de blindaje. Las conexiones eléctricas nunca deben hacerse retorciendo los alambres del cable.

Los conductores ACSR se fabrican de acuerdo a diferentes normas.

1.4.6 CALIBRE SE LOS CONDUCTORES.

Generalmente los calibres de los conductores se representan por medio de números. Sin embargo, existen diferentes métodos de numeración utilizados, los cuales son necesarios al momento de especificar la medida de un alambre. El calibre comúnmente utilizado en El Salvador es llamado "AWG", cuyo significado es "AMERICAN WIRE GAUGE". Para medir los calibres del AWG se hace uso de un dispositivo que prácticamente es una plancha graduada con agujeros de diferentes medidas a través de los cuales se inserta el conductor y se obtiene así una medida cuyos números aparecen en el lado opuesto de las ranuras de dicho dispositivo.

TABLA 1.3 CLASIFICACION DE LOS CONDUCTORES SEGUN LA NORMA ASTM

B 230 - 71	Alambre de aluminio duro para usos eléctricos.
B 232 - 72	Cables concéntricos de Al. reforzado con acero.
B 233 - 71	Alambrón de Al.(grado EC), para usos eléctrico.
B 498 - 71	Alambre de acero usado como nucleo en conductores de aluminio.

1.4.7 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCION DE CONDUCTORES.

Para la construcción de las líneas de distribución se emplean en su mayoría conductores desnudos. La calibración del grueso del conductor puede darse en relación a su diámetro o por el área de la sección.

Las normas más utilizadas en América son las AWG que expresan el

área de la sección de algunos conductores, en circular mil (CM). Un circular mil es el área de un círculo que tiene un diámetro de una milésima de pulgada. Las normas AWG clasifican también el calibre de los conductores en números llamados calibres. Entre los conductores de menor calibre están : 14, 12, 10, 8, 6, 4, 3, 2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0. De menor a mayor calibre. Los cables de mayor calibre se expresan en MCM y equivale a tener: 1 MCM = 1000 CM.

Los conductores empleados deben tener las siguientes características:

- 1-Poseer buena conductividad, es decir tener poca resistencia eléctrica para reducir la pérdida de energía en el paso de la corriente.
- 2-Poseer alta resistencia mecánica para soportar los esfuerzos de tensión.
- 3-Ofrecer seguridad y garantía de duración.

Siendo el aluminio un buen conductor pero con poca resistencia mecánica a la tracción se fabrican conductores de aluminio con núcleo de acero (ACSR). Este conductor cumple con las condiciones anteriores y disminuye el costo de la instalación por ser más barato y tener menor peso que un conductor de cobre.

Los conductores de aluminio puro son utilizados en líneas de distribución secundaria a distancias cortas, los conductores con aleación de acero se utilizan para distancias más largas aprovechando que tienen mayor resistencia mecánica.

Los cables con refuerzo de acero tienen una mayor rigidez que los demás conductores por lo que se utilizan en tendidos con distancias más largas, lo que hace que el tipo ACSR sea más empleado en líneas de distribución de energía. Cuando se hace un estudio para la selección del conductor se toma en consideración el factor económico evaluando los costos de pérdidas e inversión.

1.4.8 CONSIDERACIONES SOBRE LA CORROSION.

Los conductores están sometidos a agentes exteriores que los dañan tales como aire, agua, compuestos químicos, etc., y que pueden actuar de la siguiente manera:

- Uniforme : Cuando existe un daño constante en la línea.
- Cristalizada: Cuando se presenta en forma de picadura.
- Intercristalina: Cuando se presenta en la masa del conductor, es invisible pero disminuye la resistencia
- Mecánica.

La corrosión es un factor que depende del medio, del material y del contacto que éste tenga con el medio.

Las líneas construidas cerca del mar u océanos sufren problemas de corrosión salina.

Pero se ha podido disminuir este efecto usando una grasa especial que no permite pasar la humedad, siendo impermeable, de fácil aplicación, no daña al aluminio y tiene buena adherencia.

Hoy en día fabrican el ACSR anticorrosivo dando un revestimiento de pintura a las partes interiores y exteriores del conductor.

El problema de corrosión se ha solucionado usando cable con alma de acero tratado con un baño de aluminio llamado alumonelo.

Otra solución que se ha practicado para proyectos que se ubican en zonas costeras es el de emplear conductores del tipo aislado tanto para líneas primarias como para secundarias, pero presenta el inconveniente de elevar considerablemente el costo del proyecto.

Todos los conductores se fabrican de acuerdo a diferentes normas y especificaciones, como se muestran en las tablas A-1 a la A-3 del Anexo, las que sirven de guía técnica para la selección de los mismos con base a las aplicaciones.

En la tabla A-1 del Anexo se muestra las características físicas y eléctricas de los cables de aluminio reforzado con acero (ACSR).

En la tabla A-2 del Anexo se muestra las ampacidades de los cables de aluminio reforzado con acero (ACSR).

En la tabla A-3 del Anexo se muestra las características físicas de los conductores copperweld y cobre con cableado desnudo, para transmisión y distribución.

CONCLUSIONES DEL CAPITULO I

Todas las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica están constituidas por parámetros físicos y eléctricos que influyen en el cálculo del diseño eléctrico y mecánico de una Línea de distribución de energía eléctrica.

Para el diseño mecánico de los cables, se consideran las características físicas de los cables que el fabricante proporciona por medio de tablas, entre las que se mencionan: El tipo de conductor, Código mundial del cable (nombre del conductor), el calibre en AWG, El diámetro total, La tensión de ruptura, el peso del cable por unidad de longitud y la resistencia eléctrica por unidad de longitud; todas estas características son con base a una temperatura máxima de 75 grados centígrados y una temperatura ambiente de 25 grados centígrados.

Entre los conductores más utilizados a nivel de distribución se mencionan los siguientes: ACSR número 2 AWG SPARROW para fase y neutro Primario. ACSR número 3 AWG SWALLOW para neutro, ACSR número 2/0 AWG QUAIL, ACSR número 4 AWG TEAK para secundario. Las nuevas estructuras CEL/NRECA recomiendan la utilización de cables MULTIPLEX como el POLLUX, JADE entre otros.

BIBLIOGRAFIA DEL CAPITULO I:

1. STEVENSON, WILLIAM S. Análisis de Sistemas Eléctricos de potencia, McGraw Hill, 2a. edición, Mexico 1981.
2. CHECA, LUIS MARIA, Líneas de transporte de energía, 2a. edición, Marcombo Boixareu editores, Barcelona España, 1979.
3. SKILLING, HUGH HILDRETH, Electric transmission lines, 2a. edición, McGraw Hill Book Company, New York, 1951.
4. PLONUS, Martin A., Electromagnetismo aplicado, 2a. edición, McGraw Hill, New York, 1972.
5. CONELEC, 3a. edición, 1980.

CAPITULO II. SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.

INTRODUCCION:

Actualmente en el País la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa CEL, es la que Genera, Transmite y Distribuye la mayor parte de la energía eléctrica demandada por la sociedad Salvadoreña. Con base a este criterio el Sistema eléctrico Nacional, este capítulo se orienta a las características propias del Sistema CEL.

En este capítulo se hace un Estudio del Sistema de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica que conforman el Sistema Eléctrico Nacional.

En el Sistema de Generación se presentan tablas y gráficos que muestran la capacidad nominal y efectiva de la energía generada.

En el Sistema de transmisión, se hace una clasificación de los sistemas mas utilizados a este nivel y se describen los métodos de diseño para líneas eléctricas de transmisión.

En el Sistema de Distribución se efectúa una clasificación, atendiendo al nivel de voltaje, número de fases, tipo de conexión y el tipo de carga a suplir.

2.1 SISTEMA DE GENERACION.

En El Salvador, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), genera y transmite la mayor parte de la energía demandada por el País. El sistema de generación de CEL se desarrolla a través de ocho plantas generadoras, las cuales utilizan diferentes clases de energía para su accionamiento, como lo son la energía hidráulica, térmica y geotérmica, siendo estos algunos de los recursos naturales con los que el País cuenta, los cuales son tratados de ser explotados al máximo.

En la actualidad la generación de energía se produce con cuatro plantas hidráulicas localizadas a lo largo del Río Lempa, dos de diesel, una de bunker y una geotérmica, la cuál aprovecha algunos de los pozos geotérmicos que se encuentran en el País.

En la tabla 2.1 se muestra la distribución de la potencia instalada de cada planta generadora, basándose estos datos en la potencia nominal de generación de cada una de ellas.

TABLA 2.1
DISTRIBUCION DE LA POTENCIA INSTALADA EN EL SISTEMA CEL

TIPO DE GEN.	PLANTA GENERADORA	No. UNIDADES	POT. INSTALADA
HIDRAULICA	CERRON GRANDE	2	135.00 Mw
	5 DE NOVIEMBRE	5	82.00 Mw
	GUAJOYO	1	15.00 Mw
	15 DE SEPTIEMBRE	2	180.00 Mw
DIESEL	SOYAPANGO	3	58.00 Mw
	SAN MIGUEL	1	30.00 Mw
BUNKER	ACAJUTLA	2	63.00 Mw
GEOTERMICA	AHUACHAPAN	3	95.00 Mw
DIESEL	ACAJUTLA	1	6.60 Mw

La red de transmisión de sistema CEL consta de 18 subestaciones principales, interconectadas por 21 líneas a un nivel de voltaje de 115 KV y una línea a 230 KV que interconecta a El Salvador con Guatemala, partiendo de la subestación de Ahuachapán en El Salvador, hasta la subestación de Guate-Este en Guatemala.

Actualmente el sistema de transmisión se extiende por 750 Km. de líneas aproximadamente, siendo 1945 el número original de torres con que fue construida la red para el transporte de la energía; utilizando conductores ACSR 477 MCM del tipo Flicker, Hen y Hawk. También se emplean los conductores ACSR 4/0 tipo Penguin.

2.1.1 CAPACIDAD DISPONIBLE DE GENERACION.

La capacidad real de generación, principalmente para las centrales hidráulicas, está limitada por la disponibilidad de transmisión de la energía en las líneas de 115 KV que se interconectan con el resto del sistema, y por los niveles de agua de los embalses.

Las plantas térmicas (a base de combustible) operan en condiciones de emergencia, para minimizar en lo posible las interrupciones motivadas por diferentes causas. Según el tipo de generación, la capacidad disponible del sistema se totaliza como se muestra en la tabla 2.2

TABLA 2.2 PLANTAS DE GENERACION

TIPO DE GENERACION	CAPACIDAD INST. (MW)	DISP. (MW) TEORICA	DISP. (MW) REAL	MAX. DEMANDA/MES
HIDRAULICA	388.50	361	280	237.30
GEOTERMICA	95.00	44	38.5	37.1
TERMICA	167.40	114	102.0	0.0
I.N.D.E *	--	150	110.0	42.2
T O T A L	650.9	669	530.5	316.6

* I.N.D.E.: Es la empresa generadora de energía eléctrica de Guatemala, la capacidad instalada no aparece en la Tabla 4.2, ya que este valor depende de las necesidades que se tengan en El Salvador para hacer uso de la interconexión El Salvador-Guatemala.

En donde:

- Disponibilidad Teórica: Es la capacidad disponible de generación en la planta sin restricciones de transmisión en líneas de 115 KV.
- Disponibilidad Real: Es la capacidad de generación en la planta con las restricciones de transmisión en las líneas de 115 KV. y la de los bajos niveles en los embalses.

En la tabla 2.3, se observa la composición en términos porcentuales que corresponden a las plantas hidroeléctricas, térmicas y geotérmicas en base a su capacidad instalada.

**TABLA 2.3
COMPOSICION DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN TERMINOS PORCENTUALES.**

T I P O	MW	%
HIDRAULICA	388.50	59.68
TERMICA	167.40	25.72
GEOTERMICA	95.00	14.60
T O T A L	650.90	100.00

En las figuras 2.5, 2.6, 2.7 y 2.8 muestran el sistema de generación, transmisión y distribución de CEL en El Salvador. La figura 2.5 presenta la composición de la capacidad instalada en porcentajes, la figura 2.6 muestra la generación y transmisión del País, la figura 2.7 representa las 3 etapas en un diagrama unifilar y la figura 2.8 muestra las zonas de distribución de CEL en el País.

2.2 SISTEMAS DE TRANSMISION

Los sistemas modernos de corriente alterna constan generalmente de los siguientes elementos:

1. Centrales generadoras,
2. Estaciones transformadoras elevadoras,
3. Líneas de transmisión
4. Estaciones de maniobra,
5. Estaciones transformadoras reductoras
6. Líneas o redes primarias de distribución
7. Bancos transformadores de Servicio,
8. Líneas o redes secundarias.

Esencialmente los elementos 2, 3, 4 y 5 constituyen el Sistema de transmisión y los elementos 6, 7 y 8 constituyen el sistema de distribución. La Diferencia entre el sistema de transmisión y el de distribución radica en su función. La función del sistema de transmisión es el transporte de grandes potencias a los centros de carga y a los grandes consumidores industriales que sobrepasan los límites corrientes y económicos de las líneas primarias de distribución.

2.2.1 SISTEMAS DE USO CORRIENTE

Hoy en día para el transporte de grandes potencias se usan universalmente los sistemas de corriente alterna. Se ha llegado a ellos como consecuencia de la simplicidad de los grandes generadores y transformadores de corriente alterna. El voltaje de transmisión puede ser adaptado a las necesidades de servicio con mayor sencillez y economía que en caso de sistemas de corriente continua.

2.2.2 LOS SISTEMAS TRIFASICOS

Se emplean de modo casi exclusivo para la transmisión de energía, gracias a su simplicidad y al mayor rendimiento de los conductores respecto a los demás sistemas de corriente alterna.

2.2.3 CLASES DE SISTEMAS DE TRANSMISION

Existen muy pocos sistemas simples de transmisión, los cuales son principalmente pequeños sistemas aislados. Un sistema interconectado puede comprender todos los tipos posibles de sistemas individuales. Los tres grupos en que pueden clasificarse los sistemas de transmisión son:

- * Sistemas radiales
- * Sistemas en bucle o en anillo
- * Sistemas en red o malla.

El objeto o finalidad de todo sistema consiste en suministrar la calidad y continuidad de servicio requerido por las diferentes cargas o zonas de cargas. Para conseguir el resultado deseado a un costo mínimo, reviste una importancia primordial la determinación del sistema de conexiones más apropiado.

2.2.4 LOS SISTEMAS RADIALES.

Fueron la forma más sencilla y primitiva de sistema de transmisión, una comunidad tendría su central generadora y su sistema de distribución; de allí debieron tenderse líneas de transmisión para alimentar comunidades vecinas. El servicio por líneas radiales tenía poca seguridad, y algunas de las líneas debió ser reforzada con un circuito o varios en paralelo. Entonces, algunas de las comunidades de los extremos de las líneas radiales debieron interconectarse directamente, si no estaban muy alejadas, para conseguir mayor continuidad de servicio. Si bien este sistema, al desarrollarse, tiene las características de una red, puede aún considerarse como un sistema radial mientras la energía emane de un sólo manantial.

2.2.5 LOS SISTEMAS EN ANILLO O BUCLE.

Están en general restringidos a los grandes centros de población, y consisten en un anillo de transmisión que rodea la zona de carga, al cual están conectadas una o más centrales generadoras y una serie de estaciones transformadoras de reducción, desde las cuales se suministra la energía, por secciones, a las zonas de carga. El anillo puede ser de circuito sencillo o múltiple, o una combinación de trozos de circuito sencillo y de circuitos múltiple. Las subestaciones del anillo alimentan frecuentemente sistemas primarios de distribución los cuales interconectan las subestaciones del anillo por el lado de la baja tensión. El establecimiento de un anillo aéreo de alta tensión alrededor de una zona de carga existente, alimentada en red, para suplementar la alimentación en puntos determinados de la red primaria de distribución, puede tropezar con dificultades. Si la red primaria de distribución es a 11 KV o a tensiones mayores, servida por cables trifásicos directamente desde las barras generadoras y el anillo de alta tensión ha de alimentarse desde las mismas barras, el problema no es sencillo. Los cables tienen ángulos de potencia (ángulos de fase entre E_s y E_r) pequeños, por causa del reducido valor de X/R en los cables, mientras que los sistemas de alta tensión tienen ángulos de potencia elevados, aumentados todavía por

las impedancias de los transformadores, elevadores y reductores. Para que las nuevas subestaciones del anillo puedan absorber las cargas deseadas:

- 1- La tensión en el anillo debe ser mayor que la deseada.
- 2- Deben instalarse reactancias en los cables alimentados desde las centrales.
- 3- Deben utilizarse transformadores decaladores (para variar el ángulo de fase) en las subestaciones del anillo.
- 4- La red primaria debe deshacerse.

2.2.6 SISTEMAS EN RED O MALLA.

En general, los sistemas en red o malla son el resultado de ampliaciones y desarrollo de tipos que anteceden. Un ejemplo representativo es el desarrollo de dos sistemas radiales hasta que se encuentran y son interconectados por dos o tres puntos. Las subestaciones importantes en una red tendrán dos o más alimentaciones, de diferente procedencia, consiguiendo así un servicio seguro y de gran calidad. El sistema de transmisión en red es el más complicado de maniobra y el que requiere un estudio más cuidadoso de estabilidad transitoria.

2.2.7 LAS SUBESTACIONES TRANSFORMADORAS.

Están situadas generalmente en puntos de seccionamiento automático en anillos o redes. En algunos casos, una estación puede estar conectada a dos circuitos paralelos, mediante interruptores automáticos en aceite, sin seccionar las líneas.

Esto complica el sistema de relevadores, pero, en general es una disposición satisfactoria cuando debe atenderse principalmente a la economía. Lo más económico es que las estaciones transformadoras reduzcan directamente la tensión al valor adoptado para la red primaria de distribución de la zona, o al de la tensión de utilización de grandes abonados industriales. Pero si la tensión del circuito principal de transmisión es elevada (115 KV ó más) esto no siempre es posible, por dificultades de permisos de paso, y es necesario habilitar estaciones reductoras que transformen a tensiones secundarias de transmisión. Con frecuencia se recurre a tres tensiones secundarias de transmisión, a saber: 115 KV para la transmisión principal; 46KV, para tensiones secundarias de transmisión, rebajando desde 115 KV a unas de las tensiones más bajas, sea directamente, o pasando por la serie completa de transformaciones. Las subestaciones transformadoras son los emplazamientos preferidos para instalar condensadores síncronos y reguladores de tensión por tomas, para la regulación de las tensiones de transmisión.

2.2.8 CONTROL DE LA FRECUENCIA

En general, el equipo eléctrico de un sistema, principalmente los generadores transformadores, están diseñados para funcionar a una frecuencia determinada y lo mismo puede decirse de los aparatos electrodomésticos, etc., el diseñarlos para poder funcionar en el rango de frecuencias mayores, por ejemplo a 50 y 60 HZ., aumenta su costo.

El rango de las variaciones de frecuencia que puede tolerarse en un sistema, depende tanto de las características de los aparatos, como del funcionamiento del sistema mismo. Las cargas resistivas, evidentemente, insensibles a las variaciones de frecuencia, en cambio como motores eléctricos que mueven distintos tipos de maquinas giratorias son afectadas, en mayor o menor grado por las variaciones de frecuencia. En primer lugar las variaciones de la frecuencia causa una variación del mismo signo de la potencia consumida; en algunos casos puede significar una variación del 3 al 10 % la potencia consumida.

Para una variación de la frecuencia del 1% con respecto a su valor nominal. Para el conjunto de la carga de un sistema eléctrico un 1% de disminución de frecuencia causa una disminución del orden de 1.5 a 2% de la carga. Desde el punto de vista del funcionamiento del sistema, debe considerarse que si los generadores conectados al sistema están girando a una velocidad correspondiente a su frecuencia nominal, esto implica que existe un equilibrio entre la potencia real producida por los generadores y la potencia real absorbida por la carga más las pérdidas del sistemas

Cuando se produce una variación de la carga conectada al sistema, se produce un desequilibrio que repercute en la variación de la velocidad de rotación de las máquinas y en consecuencia de la frecuencia. Los reguladores de velocidad o gobernadores de cada turbina registran ésta variación y actúan sobre las válvulas de admisión del fluido utilizado para la generación a la turbina, llegándose a un nuevo estado de equilibrio. Vale la pena mencionar que este nuevo estado, se da un valor de frecuencia ligeramente distinta a la nominal; debido a las características de operación de los reguladores de velocidad, que son necesarios para lograr que la operación de varias unidades generadoras en paralelo sea estable. De manera, pues, que al analizar las condiciones que se dan en las unidades generadoras, se hace necesario un sistema de control adicional que restablezca la frecuencia a su valor nominal y reparta la generación entre las distintas unidades en la forma adecuada.

El lograr esto, requiere un control de la frecuencia mucho más preciso que el que sería necesario de acuerdo con las características de las cargas, del orden de ± 0.05 Hz.

2.2.9 METODO DE DISEÑO PARA LINEAS ELECTRICAS DE TRANSMISION.

Para diseñar la línea se toman varias rutas alternativas, usualmente se hacen desde un helicóptero. La selección de la ruta es primordial para el diseño de la línea de transmisión.

Los diseños se ven afectados por diversas razones como lo es el crecimiento poblacional.

En el diseño de Líneas de transmisión actualmente no se utilizan las plantillas (método tradicional), sino que a través de Computadora por medio del software Autocad desarrollando un programa que requiere como datos de entrada:

- * el tipo de estructura.
- * Nivel de Voltaje.
- * precio/por Km.
- * ubicación de los puntos críticos de libramiento.
- * ubicación de los ángulos entre estructuras.
- * tipo de conductores.
- * definir la silueta de la ruta deseada para introducirla en el Software.

Obteniendo como salida del programa el Vano máximo y los Costos por kilometro de línea.

El tipo de estructura es determinado por el nivel de voltaje y el Vano máximo. En el diseño de la línea se pretende utilizar mas estructuras tangenciales y evitar la mayor cantidad de cruces (estructuras angulares) para efectos de disminuir costos en la construcción de la línea. El Voltaje de transmisión en CEL es de 115KV, la configuración del Sistema es radial y la configuración de los conductores es triangular. Usualmente se utilizan torres para sostener las líneas en donde el Vano máximo promedio es aproximadamente de 900 metros y para postes de concreto el Vano promedio es de 400 metros y para postes de madera el Vano promedio es de 200 metros.

Un factor crítico para el diseño de línea de transmisión es el derecho de vía; ya que la norma especifica: 19 metros a cada lado de la Línea dando un total de 38 metros, siendo considerable para los dueños del lugar por donde pasara dicha línea.

2.3 SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

Por lo general la energía eléctrica no es producida en el lugar de consumo, por lo que se necesita transportarla desde el lugar donde es generada hasta el lugar donde será utilizada o centro de consumo.

En nuestro país se tienen tres clases de fuentes generadoras, las centrales hidroeléctricas, centrales geotérmicas y las plantas de gas. Ya que en nuestro medio el mayor porcentaje de energía se obtiene de las centrales hidroeléctricas (65 %) y éstas

centrales distan muchos kilómetros de los centros de consumo, se origina la necesidad de sistemas de transporte de energía eléctrica pasando a través de varios rangos de voltaje.

La razón por la cual se transporta la energía a tensiones elevadas es por ser más económico, ya que al elevar la tensión, la corriente disminuye y al disminuir esta, disminuyen las pérdidas en la línea (proporcionales a I^2R), y disminuye también el diámetro del conductor. Los sistemas primarios son aquellos que llevan la potencia eléctrica hasta el consumidor haciendo la transferencia desde los sistemas de subtransmisión.

RANGOS DE VOLTAJES USADOS EN NUESTRO PAIS.

1- Central generadora a	13.8 KV
2- Subestación elevadora	13.8 KV / 115-230 KV
3- Líneas de transmisión	115 KV - 230 KV
4- Estaciones de subtransmisión	115-230 KV / 69-46 KV
5- Líneas de subtransmisión	69-46 KV
6- Subestaciones reductoras	69-46 KV / 34.5-13.2 KV
7- Líneas de distribución primaria	34.5-13.2 KV
8- Subestaciones de distribución	34.5-13.2 KV / 600-120 V

Existen varios criterios para clasificar los sistemas de distribución entre los cuales están:

- a) Según la disposición constructiva: en aéreos (que son los más generalizados en nuestro medio) y subterráneos.
- b) Según la tensión de distribución.
- c) Según el número de conductores: por lo general tenemos sistemas de 2, 3 y 4 hilos.
- d) Según el tipo de conexión: radial, de anillo, enmallado, serie.

Un buen sistema de distribución dependerá en gran medida de una adecuada planificación para poder cumplir con sus principales objetivos que se pueden resumir de la siguiente manera.

1. Mantener una tensión de suministro de la energía dentro de los límites de 5% de regulación.
2. Una buena seguridad en el suministro de la energía y una continuidad en el servicio.
3. dimensionamiento adecuado de la instalación para cubrir demandas futuras a un costo mínimo.

Para poder cumplir con este último objetivo es necesario conocer bien las cargas que deberán alimentarse y su evolución en el tiempo.

Además hay que evaluar la vida útil que tendrá el equipo que por lo general es veinte años.

Conocer una carga implica el tener una información de los componentes activa y reactiva, de su diagrama de flujo de carga en un período determinado (un día, una semana, un mes, un año, etc.), o sea que no basta con conocer su valor en un período de tiempo considerado, sino también su evolución durante dicho período o varios períodos.

2.3.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCION PRIMARIA.

El nivel de voltaje está dado por los diferentes tipos de conexiones existentes, cada una de ellas con distintas características, ventajas y desventajas. Los sistemas de distribución pueden ser de una, dos, tres fases y hasta cuatro hilos, es decir tres fases y el neutro. Pueden clasificarse según el neutro del sistema, si es aterrizado o aislado.

2.3.1.1 SISTEMAS TRIFASICOS DE TRES CONDUCTORES.

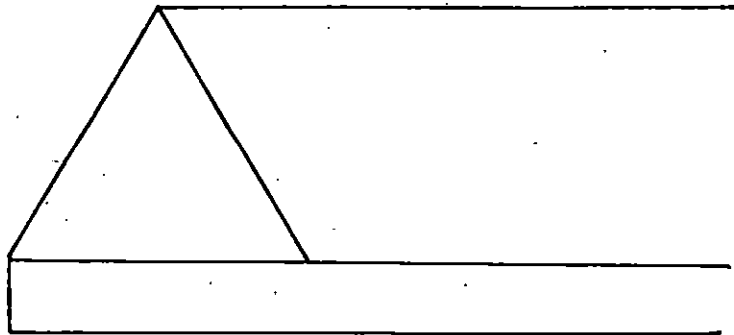
Existen tres tipos de conexiones empleadas en los sistemas trifásicos y éstas pueden ser :

2.3.1.1.1 CONEXION DELTA.

Es el tipo de tres hilos o fases sin neutro, esto implica que para un servicio monofásico, la carga es conectada entre línea y línea.

La ventaja de éste sistema es que no se dan las terceras armónicas. También los desequilibrios motivados por las cargas en el secundario se reparten igualmente entre las fases del primario evitando los desequilibrios de flujos magnéticos. Una desventaja es que no dispone de salida para el neutro. Ver Fig. 2.5

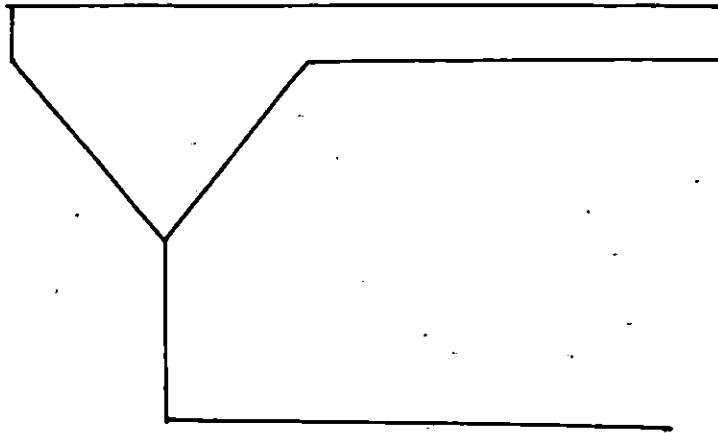
FIG. 2.1 CONEXION DELTA



2.3.1.1.2 CONEXION ESTRELLA NO ATERRIZADA.

Es del tipo de tres fases sin neutro, una de las desventajas de éste sistema es que las corrientes de falla producen más daños en una fase específica. Al igual que la conexión delta la carga monofásica es necesario conectarla entre fases. Ver figura 2.2

FIGURA 2.2 CONEXION ESTRELLA NO ATERRIZADA.

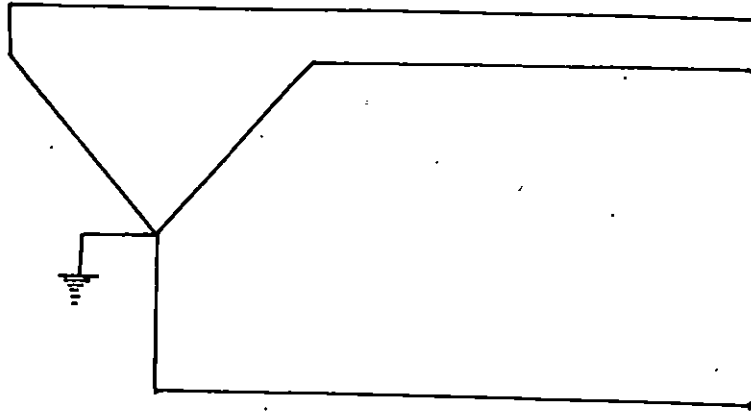


El comportamiento de éste sistema es similar al delta aislado, pudiendo interconectarse sistemas aislados delta con estrella del mismo nivel de voltaje.

2.3.1.1.3 CONEXION ESTRELLA CON NEUTRO ATERRIZADO.

Este sistema está comprendido por tres fases y un neutro sólidamente aterrizado al principio de la línea, es decir a lo largo de la línea sólo van tres hilos. Este sistema presenta la ventaja de tener un voltaje con respecto a tierra, también puede suplir carga monofásica con una sola fase. Ver figura 2.7

FIGURA 2.3 CONEXION ESTRELLA CON NEUTRO ATERRIZADO



2.3.1.2 SISTEMAS TRIFASICOS DE CUATRO CONDUCTORES.

Existen dos tipos de conexiones más empleadas en los sistemas trifásicos de cuatro conductores, éstos son:

2.3.1.2.1 CONEXION ESTRELLA CON NEUTRO CORRIDO.

En éste sistema, se polariza el neutro en la subestación y se lleva a lo largo de la trayectoria de las fases y por eso se llama neutro corrido. Del sistema se obtienen dos voltajes diferentes, uno se obtiene entre dos fases cualquiera y el otro entre alguna de las fases y el conductor neutro. Como ventajas podemos tener el no implementar redes de tierra cuando se utiliza el neutro. Otra ventaja es la posibilidad de poder utilizar transformadores autoprotejidos por lo que no requerirá de protecciones contra sobrevoltajes y por lo tanto necesitará de un menor mantenimiento.

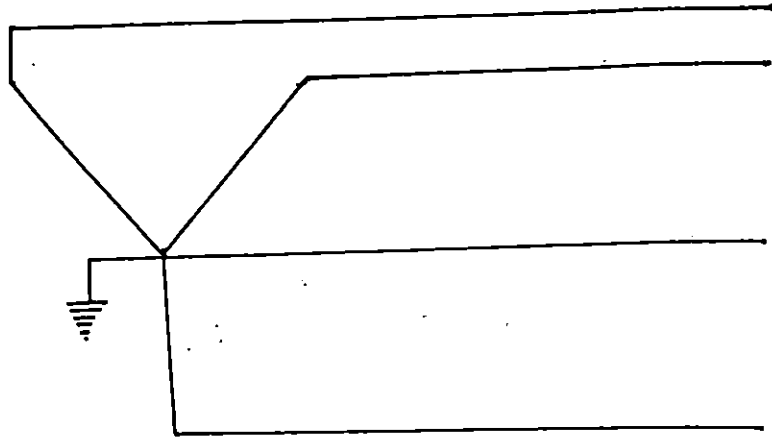


FIGURA 2.4 CONEXION ESTRELLA CON NEUTRO CORRIDO MULTIPOLARIZADO.

2.3.1.2.2 CONEXION ESTRELLA CON NEUTRO CORRIDO MULTIPOLARIZADO.

Este sistema es igual al neutro corrido, con la diferencia de que el neutro se polariza cada cierto tramo, es decir que se multipolariza la línea a través de toda la red. Este es el sistema más empleado en nuestro País por presentar mejores condiciones de estabilidad del voltaje, además de proporcionar varias trayectorias a tierra para el drenaje de sobrecargas o fallas en el sistema. También presenta la ventaja que podemos utilizar neutros de menor calibre que el de las fases ya que por estar multipolarizado es conectado en paralelo con la tierra y el neutro.

2.3.2 SISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA.

Los sistemas de distribución secundaria están comprendidos en baja tensión a voltajes menores de 600 voltios y estos están divididos de la siguiente forma :

- 1) Sistema monofásico: (Sistema bifilar y trifilar)
- 2) Sistema Trifásico.

2.3.2.1 SISTEMA MONOFASICO.

Esta comprendido por dos a tres hilos y puede ser bifilar o trifilar.

- 1-Sistema Bifilar

Esta formado por dos conductores; una línea viva (conductor forrado) y el neutro (conductor desnudo).

2-Sistema Trifilar.

Esta formado por dos líneas vivas y un neutro. Los niveles de voltaje de la línea son 120 / 240 V, y éste es el más usado en nuestro medio.

2.3.2.2 SISTEMA TRIFASICO.

Los niveles de distribución trifásica a tres hilos o conductores son de 208 a 240 voltios. Cuando existen cuatro conductores es que se tienen tres fases y un neutro. En éste sistema se dispone de un nivel de tensión para fuerza, luces y tomas. Su uso es más frecuente en la industria.

2.3.3 TENSION ELECTRICA DE DISTRIBUCION.

Las tensiones y número de conductores más recomendables para distribución primaria son :

Sistemas	Núm. Conductores	Tensiones
Trifásico	4 hilos	2400 / 4160 voltios
Monofásico *	2 hilos	7620 voltios
Trifásico	4 hilos	7620 / 13200 voltios
Monofásico *	2 hilos	14400 voltios
Trifásicos	4 hilos	14400 / 24490 voltios
Monofásico *	2 hilos	19990 voltios
Trifásicos	4 hilos	19920 / 34500 voltios

* Voltajes entre fase y neutro, los restantes son voltajes entre fase y fase.

2.3.4 TENSIONES ELECTRICAS DE DISTRIBUCION SECUNDARIA.

Para los sistemas de distribución secundaria los niveles de voltajes usuales son :

Sistemas	Núm. Conductores	Tensiones
Trifásico	4 hilos	120/208 voltios.
Monofásicos	3 hilos	120/240 voltios
Trifásico	3 ó 4 hilos	240 voltios

Capacidad instalada del Sistema CEL

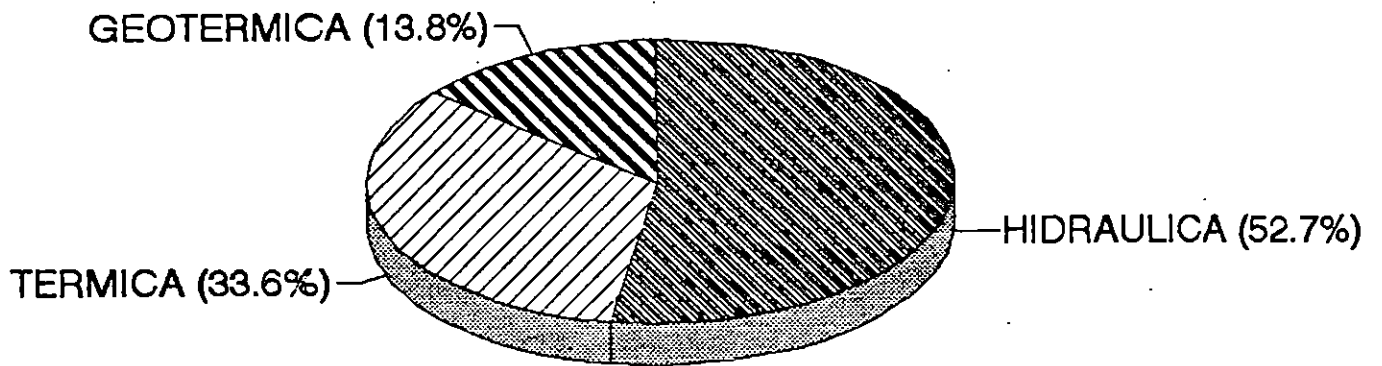


FIGURA 2.5

FIG. 2.6 SISTEMA DE GENERACION Y TRANSMISION

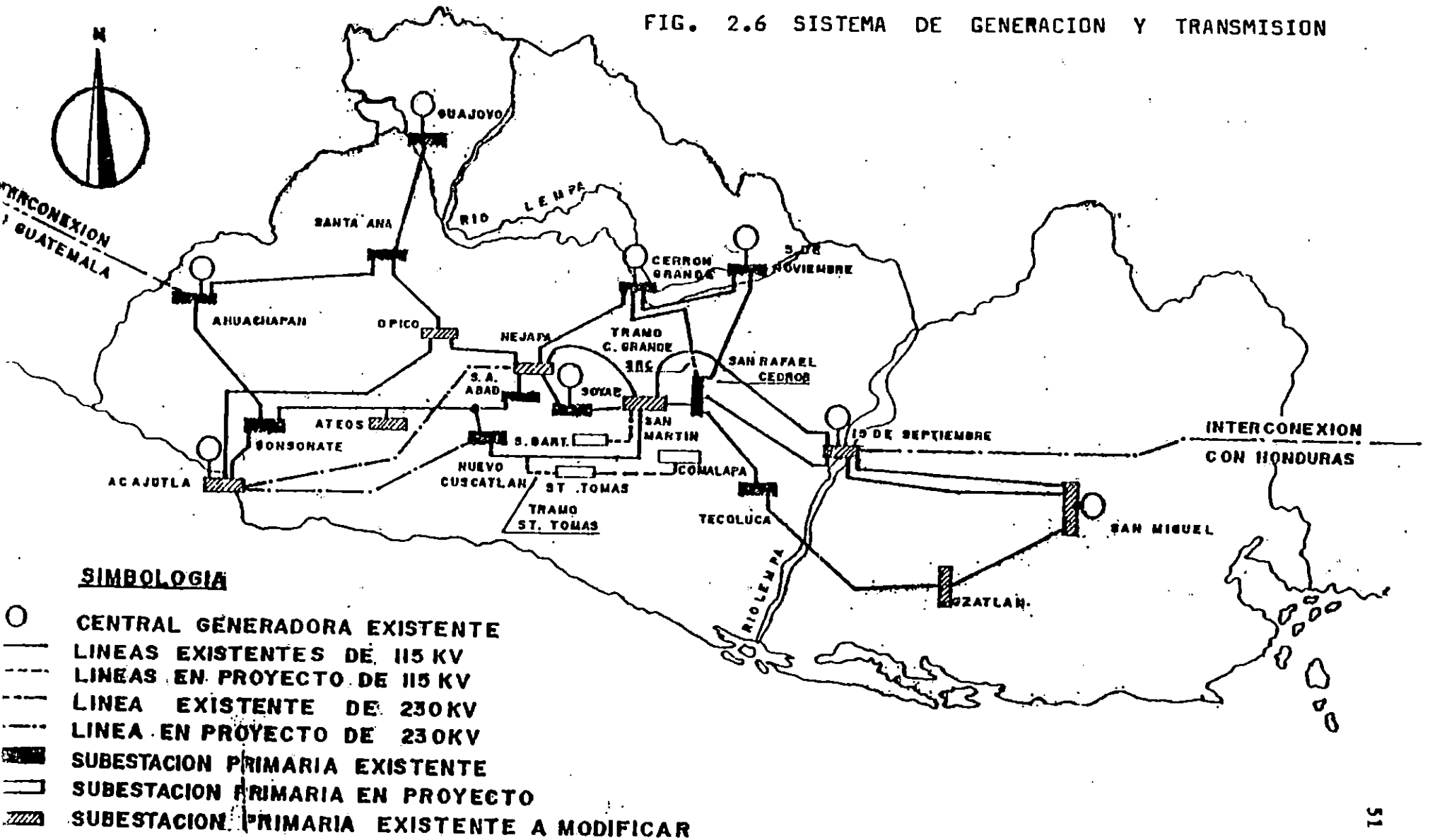


FIGURA 2.7
SISTEMA DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE LA ENERGIA
ELECTRICA EN EL SALVADOR (SISTEMA CEL)

GENERACION

SISTEMA DE TRANSMISION

SISTEMA DE DISTRIBUCION.

- * Estaciones Transformadoras Elevadoras.
- * Lineas de Transmisi3n.
- * Estaciones de Maniobra.
- * Estaciones Transformadoras Reductoras.

- * Lineas Primarias de Distrib.
- * Transformadores de Servicio.
- * Redes Secundarias.

52

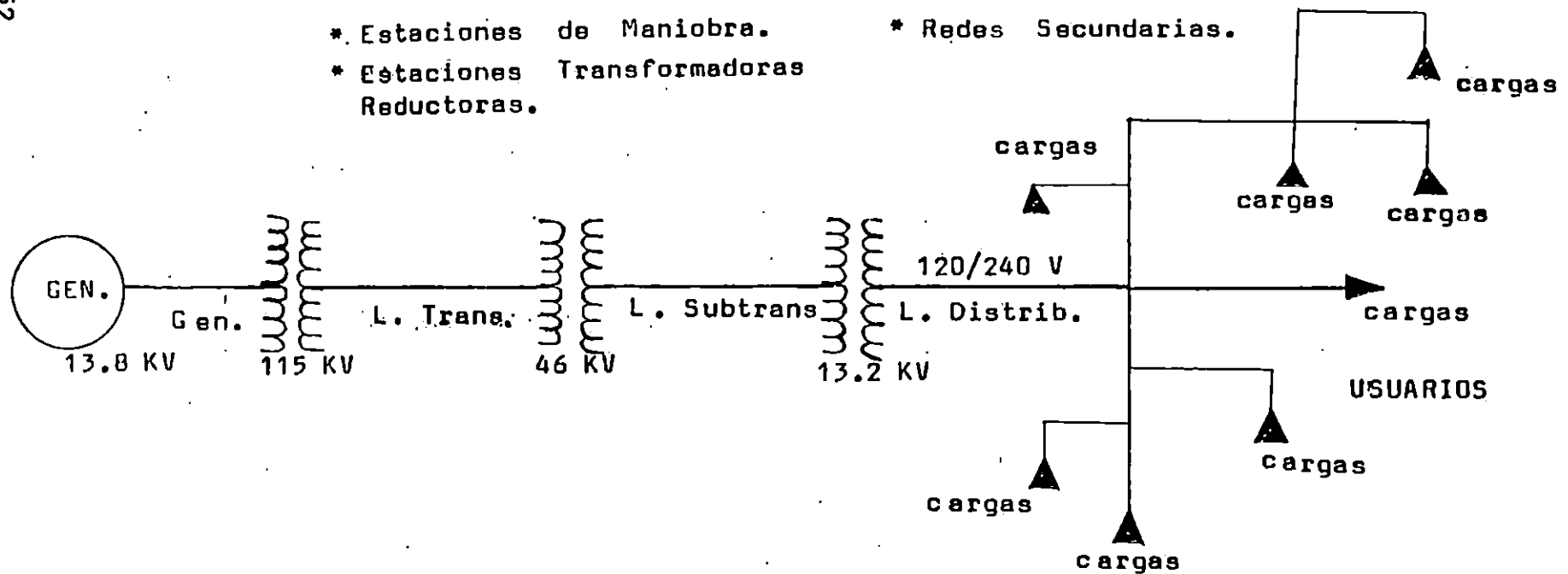
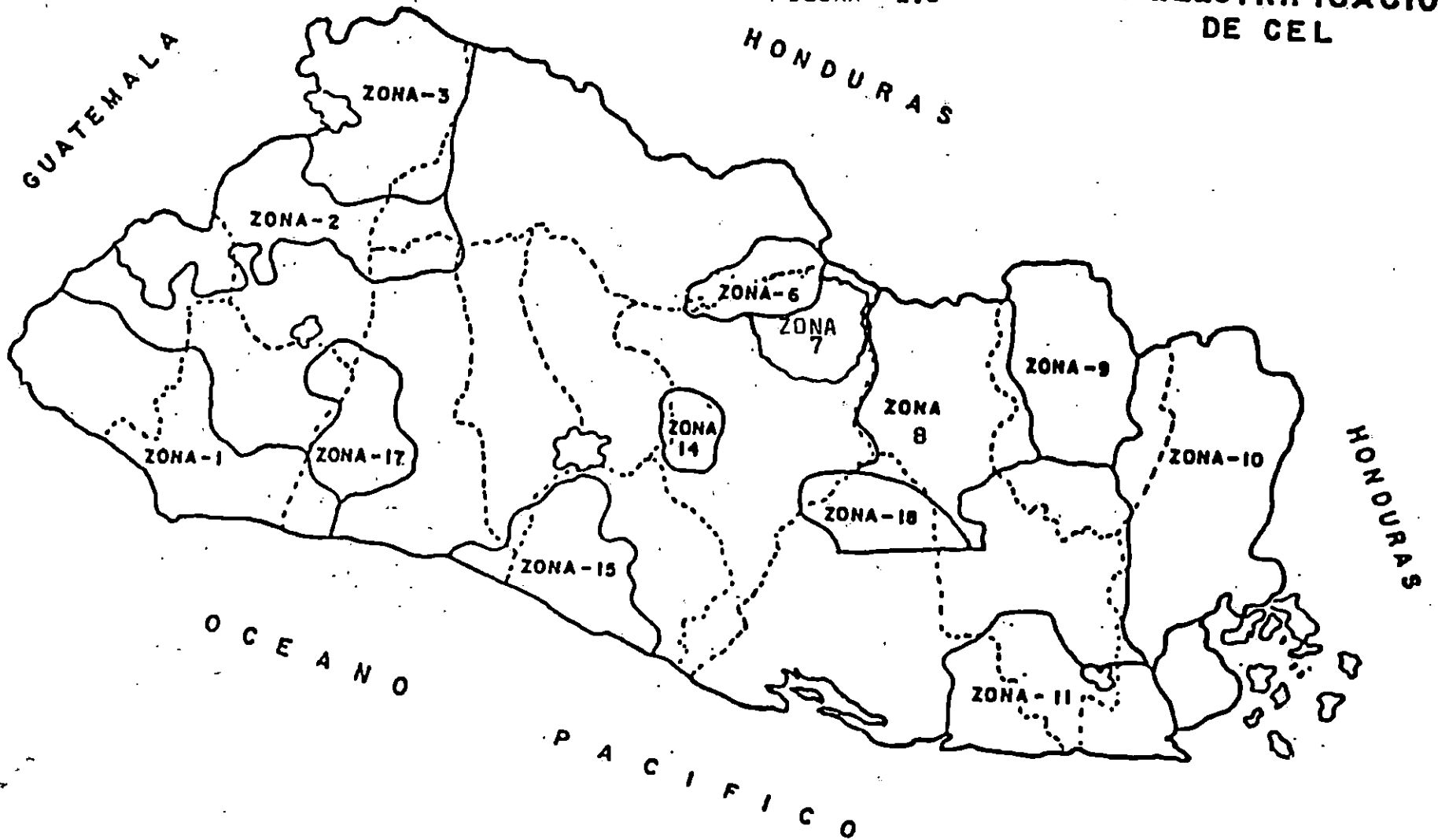


FIGURA 2.8 ZONAS DE ELECTRIFICACION DE CEL



CONCLUSIONES DEL CAPITULO II.

En el Salvador el Sistema eléctrico Nacional está conformado por los Sistemas siguiente:

- * Sistema de Generación: 13.8 KV
- * Líneas de Transmisión: 115 KV
- * Líneas de Subtransmisión: 46 KV
- * Líneas de Distribución: 13.2 KV

El Sistema de Generación de energía eléctrica del País esta constituido por el 52.7% de recurso Hidrológico, el 33.6% de recurso Térmico y el 13.8% por recurso Geotérmico.

La empresa distribuidora de energía eléctrica más importante en el País es la CEL. La Distribución está constituida por 18 zonas de electrificación rural que cubre todo el País.

BIBLIOGRAFIA:

1. Manual de Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Distribución primaria, Departamento de Estudios de Distribución, 1990 CEL.
2. Conelec, tercera edición, 1980.
3. Stevenson, William S., Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, McGraw Hill, Segunda edición, Mexico, 1981.

CAPITULO III ANALISIS MECANICO DE ESTRUCTURAS Y CABLES

INTRODUCCION:

El primer paso en el proceso de diseño de una línea aérea de distribución eléctrica es la definición de los criterios técnicos de sistema, de diseño y de seguridad; porque en esta etapa se definen los criterios de diseño concerniente a alturas y clases del poste, tensiones y flechas en el conductor entre otros, que afectan la resistencia mecánica de las estructuras de soporte y las tensiones de diseño de los conductores.

En este capítulo se establece una clasificación de los tipos de apoyos y herrajes mas usados en la distribución de energía eléctrica como son: postes de madera, postes de concreto y cruceros con base a normas y características de diseño para su respectiva construcción según el Comité regional de Normas Eléctricas del Istmo Centroamericano.

En este mismo orden se desarrolla en este capítulo el procedimiento analítico para determinar la resistencia estructural de la línea eléctrica, considerando todas las fuerzas que actúan sobre los postes y conductores como: peso de los conductores y demás dispositivos de sujeción, presión del viento, tensión de los conductores debido al cambio de dirección de la línea y cambios de temperatura.

3.1 TIPOS DE APOYOS USADOS EN DISTRIBUCION

El empleo de apoyos elevados para una línea de transmisión con conductores desnudos, es de necesidad evidente. La altura de los apoyos debe ser la suma de la distancia mínima al suelo de los conductores, y la flecha máxima de éstos al quedar suspendidos. La distancia mínima depende del voltaje nominal y de la clase de tránsito que exista debajo o cerca de la línea. Aún en terreno propio o alquilado, lo que pertenece al derecho de vía, debe tomarse en cuenta al paso de carros cargados, máquinas agrícolas y de caminos, etc., y dejar un margen amplio para evitar un arco, pues a pesar de que el terreno sea exclusivo para la transmisión no siempre se puede evitar el tránsito mencionado.

El cálculo de la flecha dependerá de varios factores, entre los cuales se tiene: el vano entre apoyos, el peso y temperatura del conductor, etc., de manera que, a medida que se aumente la distancia interpostal, los apoyos deben ser más altos, aunque menos numerosos.

Para la construcción de postes se emplean tres clases de materiales, los cuales son: madera, concreto y acero.

3.1.1 Postes de madera

Los apoyos de madera, generalmente son troncos de árbol, como por ejemplo de ciprés, cedro, castaño y pinos diversos, los cuales reciben cierto tipo de tratamiento, comenzando por ser descortezados, desflemados, etc., a la vez que son tratados químicamente para quitarles los focos de hongos, esporas, bacterias y gérmenes de toda especie que existen en la corteza; además de la savia que se fermenta y corrompe. Debido a estos factores que dañan seriamente los árboles, se emplean métodos en los cuales les inyectan sustancias que previenen el desarrollo de larvas y la putrefacción de la madera.

La sustancia más empleada es la creosota de hulla, y la impregnación puede hacerse en grandes tanques cerrados, a presión, o por sumersión de la base del poste en creosota caliente, aunque este último método es inferior al otro.

Un poste a presión tiene una duración tan larga, que compensa el aumento de costo de la impregnación.

Los postes de madera son de forma regularmente cónica, y la conicidad determina un aumento gradual en la resistencia a la flexión. Se ha demostrado que la sección más fatigada del poste es aquella que tiene un diámetro 50% mayor que el lugar donde está aplicada la fuerza que produce flexión. En consecuencia, la carga de ruptura puede ser calculada tomando como base el diámetro del poste en el crucero, determinando la distancia a la sección más fatigada por medio de la conicidad, y empleando como momento flexor el producto de la fuerza aplicada por esa distancia, sin que intervenga la longitud del poste.

La madera tiene tres propiedades características, las cuales son: ligereza, flexibilidad y aislamiento. Cuando la "bajada" del cable de guarda a tierra se hace del lado opuesto al crucero y algo alejada del poste en ese sitio, el aislamiento de la madera se suma al de los aisladores, y se obtiene un incremento considerable en la tensión del flameo con impulso de la línea.

También es posible que la transmisión continúe, a pesar de la falla de un aislador, o de la caída del conductor sobre el crucero más aún si ésta es de madera.

En consecuencia, los postes de madera provistos de uno o dos cables de guarda conectados a tierra en cada apoyo, se acercan al ideal de seguridad contra rayos directos y esto explica, en parte, el éxito de las líneas de 115 KV. con postes de madera.

Generalmente los postes de madera se clasifican por la longitud, por la circunferencia de la punta y por la circunferencia tomada a 6 pies del tope.

La longitud varía en escalones de 5 pies, y la circunferencia de la punta varía en escalones de 2". De esta forma se tienen longitudes de 25', 30', 35' y 40' que se utilizan para trabajos de distribución. Los de 30' de largo se usan en

territorios suburbanos de población esparcida; los de 35' en ciudades donde es necesario que lleven uno o dos crucesos y los de 40' de largo para tres o cuatro crucesos. Usualmente, los postes de 40' a 90' de largo se usan para soportar líneas de transmisión; y su escogitación en cuanto a la medida del poste dependerá de los vanos que deben mantenerse, de los voltajes y del número de crucesos que debe llevar el poste.

3.1.1.1 Normas para postes de madera

- a) Todos los postes de madera deberán proceder de árbol vivo. Los postes de pino amarillo del sur de los Estados Unidos de Norteamérica (SYP) deberán cumplir con las especificaciones de la Tabla 3.1. En caso de utilizarse otras maderas, se deberá determinar su resistencia de fibra y su carga de ruptura, de acuerdo con las normas ASTM correspondientes, en un laboratorio competente, a efecto de clasificar los postes. En ningún caso la resistencia de la fibra será menor de 255 Kg/cm² (3,600 lbs./in²).
- b) Las cortezas exterior e interior deberán ser totalmente removidas de la superficie del poste.
- c) Todos los postes deberán ser aserrados en la base en un plano perpendicular al eje del poste. En la punta deberán tener un biselamiento simple a 15 grados.
- d) Todos los nudos que sobresalgan más de 2 cm. de la superficie del poste deberán ser cepillados.
- e) El almacenamiento de los postes deberá efectuarse en pilas o camas apoyadas sobre travesaños de madera tratada que no presenten señales de podredumbre. Los apoyos deberán ser convenientemente colocados para evitar cualquier distorsión notable en los postes. La distancia que deberá existir entre la superficie de los postes y el piso deberá ser mayor de 30 cm. El sitio donde se coloquen los postes deberá estar libre de vegetación en crecimiento y de humedad.
- f) A una distancia de 3.0 metros (10 pies) de la base el proveedor deberá grabar clara e indeleblemente, con letras y números de 10 cm. de altura aproximadamente, las siguientes marcas de identificación:
 - i) Altura y clase del poste según la clasificación especificada más adelante.
 - ii) Especie de madera y tipo de preservante usado.

3.1.1.2 Dimensiones

- a) Se admiten postes no menores de 10 m. ni mayores de 20 m.

de la longitud nominal. La longitud debe medirse entre los extremos del poste.

- b) El perímetro mínimo a 1.80 m (6 pies) de la base y en la punta, para cada clase y longitud de poste (SYP) se encuentra en la Tabla 5.2. El requisito dimensional en la punta se aplicará en el punto correspondiente a la longitud mínima permitida en el poste.

3.1.1.3 Defectos inadmisibles

No se admite ninguno de los defectos indicados a continuación:

- a) Quiebres o grietas transversales a la fibra de la madera;
- b) Orificios huecos o taponados no especificados por el comprador;
- c) Bases o puntas huecas;
- d) Destrucción por barrenillo marino;
- e) Cuarteaduras o grietas longitudinales en la punta;
- f) Degeneración o desintegración de la madera;
- g) Clavos o tornillos que no estén especificados por el comprador;
- h) Orificios de pájaros.

3.1.1.4 Defectos admisibles

- a) Se admite una sola veta en espiral (alrededor del eje del poste) siempre que la vuelta completa esté comprendida en un tramo mayor de 5m.
- b) Se admiten grietas radiales que procedan de la base del poste, siempre que estas grietas se extiendan en una longitud menor de 60 cm. a lo largo del poste. (véase Figura 3.4)
- c) Se admiten grietas circulares en la base del poste siempre que éstas abarquen un arco menor de 90°.
 - i) Se admiten grietas circulares en la base del poste que se extiendan en un arco mayor de 90° siempre que éstas sean concéntricas al corazón y tengan aproximadamente un diámetro menor que la mitad del diámetro de la base del poste (Véase Figura 3.1).
 - ii) Se admiten grietas circulares en la punta del poste, siempre que éstas tengan una anchura menor de 2 mm. y de un diámetro menor que la mitad del diámetro de la punta.
- d) Se admiten daños causados por insectos siempre que las huellas dejadas sean superficiales y tengan una anchura menor de 2 mm.
- e) Se admiten cicatrices y huellas de trementina únicamente

fuera de la sección comprendida medio metro arriba y abajo de la línea de tierra. Línea de tierra es un referencia que sirve para aplicar las especificaciones relativas a cicatrices, combaduras, etc., y que anticipadamente se sitúa dentro de la región de empotramiento cuando el poste está montado. Las distancias de la base a la línea de tierra están dadas en la Tabla 5.1.

Las cicatrices o huellas de trementina "sanas" son aquellas que carezcan de ataque de hongos o insectos. Como frecuentemente estos ataques no se pueden apreciar fácilmente, es necesario cepillar todas las cicatrices.

El desbaste que se produzca al cepillar las cicatrices debe satisfacer las siguientes limitaciones:

- i) La profundidad máxima del desbaste deberá ser menor de un décimo del diámetro de la región en que se encuentre;
 - ii) El perímetro del poste en el lugar de la cicatriz desbastada abajo de la línea de tierra deberá ser mayor que el perímetro medido a 1.80 m a partir de la base.
- f) Se conoce con el nombre de venas muertas a las concavidades laterales que partiendo de la base se extiendan a lo largo del poste en forma de canal estrechándose progresivamente. Esta deformación es característica porque interrumpe la continuidad de los anillos de crecimiento exteriores y por consiguiente la vida en esa región ha desaparecido. Se admiten venas muertas cuya anchura mayor abarque un arco menor de 90° (Véase la figura 3.5)
- g) Madera comprimida es una madera anormal que se forma en las partes inferiores de las ramas o en los troncos inclinados y se caracteriza por la presencia de anillos anuales de crecimiento relativamente anchos y excéntricos. Se admiten postes con madera comprimida siempre que ésta no aparezca en 3 cm. de espesor a lo largo de la superficie del poste.
- h) Se admiten defectos en las bases de los postes que frecuentemente se producen al cortarlos y manejarlos astillándose, siempre que la huella sea menor del 10 por ciento del área de la base.
- i) Se admiten manchas de savia o decoloramiento de la madera siempre que éstas no hayan producido reblandecimiento o desintegración de la madera.
- j) Se admiten postes con corazón rojo siempre que éste no haya producido reblandecimiento o desintegración de la madera. El corazón rojo es causado por un hongo que aparece en el árbol vivo, que se caracteriza por un color rojizo en el corazón de la madera durante la primera etapa de la infección.
- k) En el centro del corazón de un tronco o rama de árbol existe un tejido suelto y esponjoso que se llama médula; al

cortar el árbol esa médula suele desprenderse apareciendo entonces lo que se llama centro de médula hueca. Se admiten centros de médula hueca en las bases y en los nudos siempre que los postes en cuestión vayan a recibir tratamiento integral. Postes que vayan a recibir tratamiento parcial, como el procedimiento cobra o cualquier otro con sales químicas, que tengan centros de médula hueca, deben ser rechazados.

- l) Se admiten nudos bajo las siguientes condiciones:
 - i) Que sean menores de 8 cm. de diámetro;
 - ii) Que la suma de los diámetros de los nudos que existan en una sección de medio metro de longitud sea menor de 25 cm. Para esta última condición no se toman en cuenta aquellos nudos cuyo diámetro sea menor de 1 cm.
- m) Se admiten nudos muertos siempre que éstos no presenten corazón podrido. Nudo muerto es el nudo que deja una rama al morir antes de que el árbol sea cortado, y generalmente contiene cierto reblandecimiento que no se extiende más allá de 3 ó 5 cm. hacia adentro del poste.
- n) Se admiten combaduras siempre que sean menores a los valores dados en la Tabla 3.1. y haciendo la medición conforme a la figura 3.2.
Se admiten curvaturas en dos planos (doble curvatura) o en dos direcciones en un plano, siempre que al unir con una línea recta el punto medio de la línea de tierra con el punto medio de la punta no se salga de la superficie del poste (Véase la figura 3.3)

3.1.1.5 Muestreo

El proveedor deberá proporcionar sin costo alguno para la empresa las muestras necesarias de postes, escogidas por los inspectores de la empresa para efectuar pruebas mecánicas de resistencia de la fibra.

3.1.1.6 Diseño

Todos los postes deberán ser curados, taladrados y con los agujeros y cortes especificados por el comprador hechos antes del tratamiento. Deberán estar de acuerdo con la figura 5.6. El uso de los agujeros indicados en esta figura es el siguiente:

- a) Espiga punta de poste;
- b) Conductor en estructuras de remate monofásicos y cruceta en remates bi y trifásicos;
- c) Espiga punta de poste, crucetas, voladas y crucetas en estructuras trifásicas de soporte;
- d) Conductor en derivación monofásica y crucetas en ciertas estructuras de soporte y remates;
- f) Neutro en las estructuras monofásicas de soporte.

3.1.1.7 Normas Aplicables

En todo lo que no esté expresamente indicado en estas especificaciones, rigen los últimos requisitos de las normas ANSI y ASTM correspondientes.

Tabla 3.1

ESPECIFICACIONES PARA POSTES DE MADERA

<u>LONGITUD DEL POSTE</u>		<u>LÍNEA DE TIERRA</u>		<u>COMBADURA MÁXIMA EN</u>		
<u>Pies</u>	<u>Metros</u>	<u>DISTANCIA DE LA BASE EN</u>	<u>Pulgadas</u>	<u>Centímetros</u>	<u>Pulgadas</u>	<u>Centímetros</u>
20	6.0	48	122	2 3/4	7	
25	8.0	60	153	3 1/2	9	
30	9.0	66	168	4 1/3	11	
35	11.0	72	183	5	13	
40	12.0	72	183	6	15	
45	14.0	78	198	6 3/4	17	

TABLA 3-2

DIMENSIONES DE LOS POSTES DE PINO AMARILLO DEL SUR DE ESTADOS UNIDOS (SYP)
 Resistencia de la fibra: 7 400 lb/in² (525 kg/cm²)

Clase	1	2	3	4	5	6	7
Carga de ruptura según ASA							
Libras	4 500	3 700	3 000	2 400	1 900	1 500	1 200
Kilos	2 050	1 680	1 360	1 090	865	680	545
Longitud mínima de la circunferencia en el tope							
Pulgadas	27	25	23	21	19	17	15
Centímetros	68	63	58	53	48	43	38

LONGITUD MINIMA DE CIRCUNFERENCIA A 6 PIES (1.80 m) DE LA BASE

Longitud de poste		1		2		3		4		5		6		7	
Pies	Metros	Pulg.	Cm	Pulg.	Cm	Pulg.	Cm	Pulg.	Cm	Pulg.	Cm	Pulg.	Cm	Pulg.	Cm
20	6.00	31.5	80	29.5	75	27.5	70	25.5	65	23.5	60	22.0	55	20.0	50
25	8.00	34.5	88	32.5	83	30.0	76	28.0	71	26.0	66	24.0	61	22.0	55
30	9.00	37.5	95	35.0	89	32.5	83	30.0	76	28.0	71	26.0	66	24.0	61
35	11.00	40.0	102	37.5	95	35.0	89	32.0	81	30.0	76	27.5	70	25.5	65
40	12.00	42.0	106	39.5	100	37.0	94	34.0	86	31.5	80	29.0	73	27.0	68
45	14.00	44.0	112	41.5	105	38.5	98	36.0	91	33.0	84	30.5	77	28.5	72

ESPECIFICACIONES PARA POSTES DE MADERA

DEFECTOS ADMISIBLES

Fig. 3-1 : Grietas radiales.

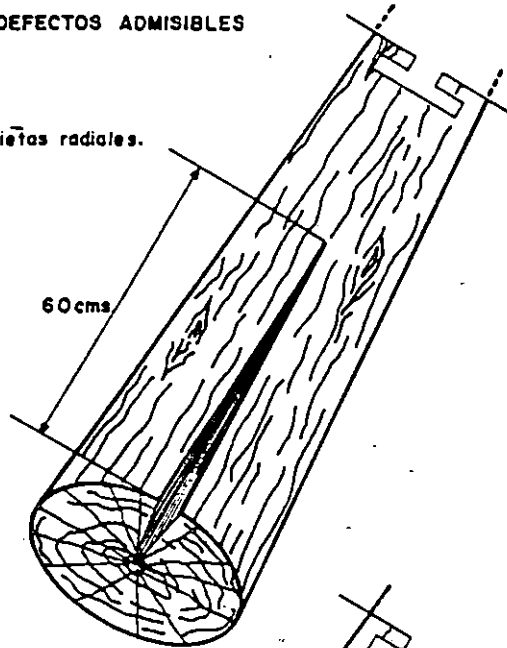
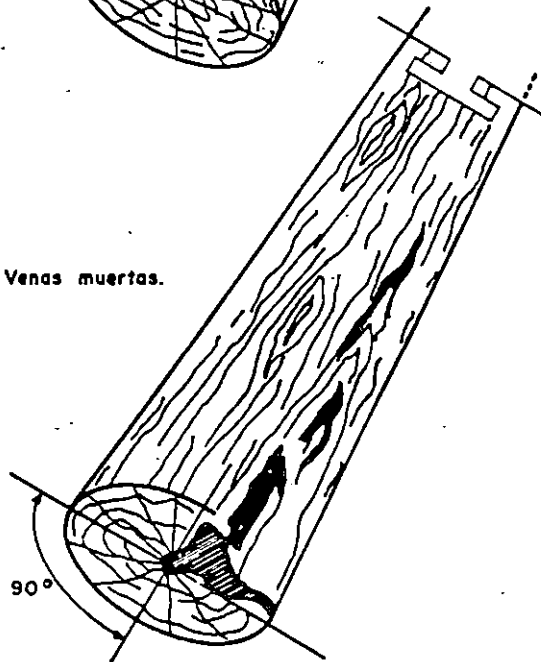


Fig. 3.2 Venas muertas.



ESPECIFICACIONES PARA POSTES DE MADERA

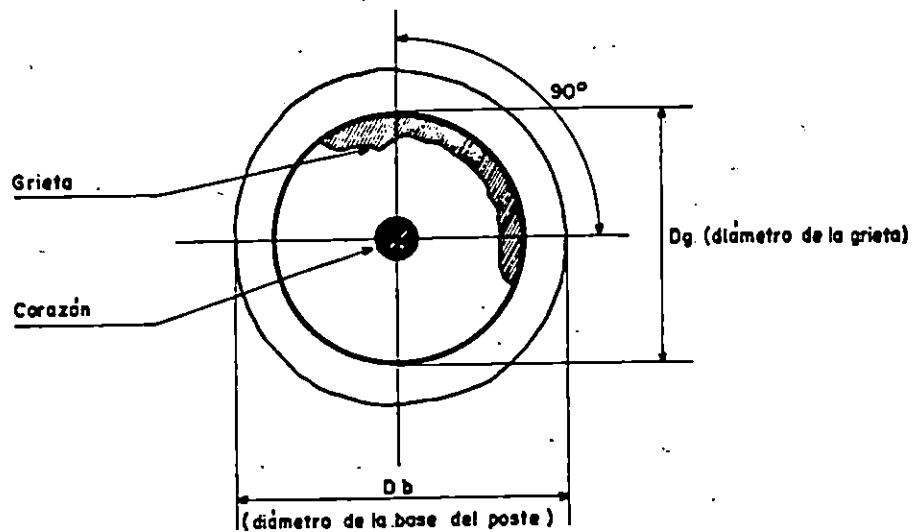


FIGURA 3.3 Límite de grietas circulares

$$D_g \text{ igual ó menor que } \frac{D_b}{2}$$

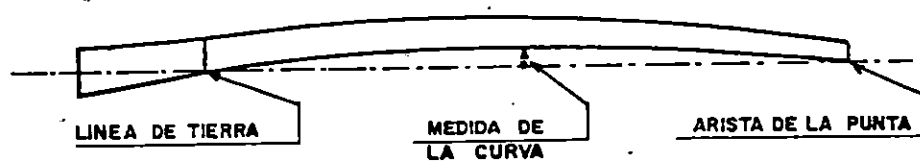


FIGURA 3.4 Medida de la curva en un plano y en una dirección

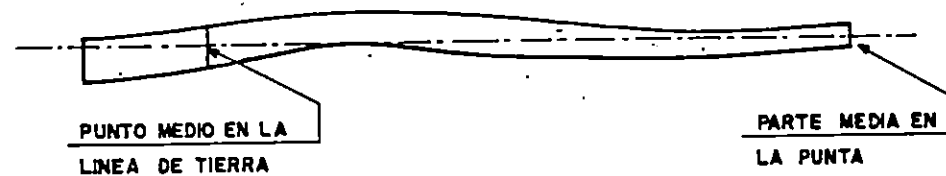
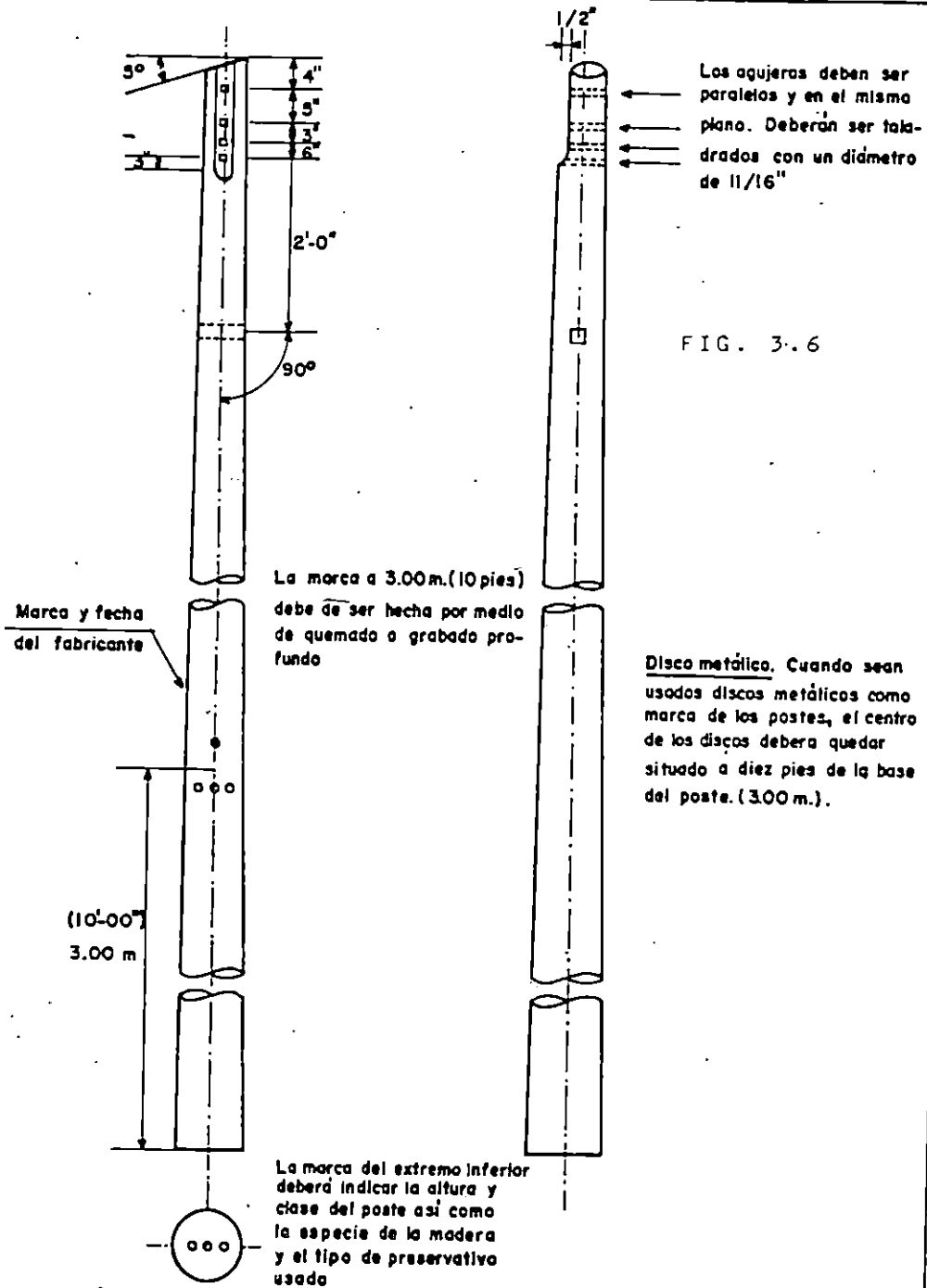


FIGURA 3.5 : Medida de la curva en 2 planos (curva doble) o en dos direcciones en un plano (curva inversa)

ESPECIFICACIONES GENERALES PARA POSTES DE MADERA



3.1.2 Postes de concreto

Los postes de concreto pueden ser macizos o huecos, redondos, octagonales o cuadrados. Debido al enorme peso y relativa fragilidad del concreto se considera que los postes pequeños deben ser hechos en un taller central pero que los de gran tamaño deben ser colocados en el lugar mismo donde serán utilizados, y si es económico, en la posición definitiva.

Sea de un modo u otro, los postes grandes no podrán ser usados antes de tres semanas, y los colados verticalmente deberán conservar "retenidas" que impidan cualquier movimiento, durante varios días.

Entre las características del concreto se tienen: Peso elevado, poca flexibilidad, gran duración, incombustibilidad; siendo su uso principal en las ciudades.

Los postes de concreto son de forma tronco - cónica, fabricados por el proceso centrifugado pretensado.

El acabado sera de color natural del concreto estando libre de imperfecciones originadas por deficiencias en la fabricación como grietas capilares, burbujas originadas por el mal proceso de compactación de los materiales, heterogeneidad de la superficie exterior y cualquier otro defecto que ocasiona una falla mecánica.

Los postes tienen que tener las siguientes marcas imborrables a 4 m. de la base; esto dependera de la compañía que lo solicite.

- Año de fabricación.
- Iniciales de fabricación
- Largo total
- Resistencia de diseño o clase.

Los postes deben tener unos agujeros según se especifique, para la colocación de pernos.

Se entiende por clase o resistencia de diseño, a la fuerza en libras que se pueda aplicar a 30 cm. de la punta del poste, como carga de trabajo.

3.1.2.1 **NORMAS Y CARACTERISTICAS DE DISEÑO PARA POSTES DE CONCRETO CENTRIFUGADOS Y PRETENSADOS.**

Los postes que emplea CEL para los sistemas de distribución tienen las siguientes dimensiones:

Tabla 3.3
Altura de Postes tipo CEL

Longitud		Diametro ext.		Factor	
mts.	pies	Cuspide cms.	Base cms.	clase	seguridad
7.92	(25')	16.5	28.0	500	2/1
9.00	(30')	16.5	30.0	500	2/1
12.00	(40')	16.5	32.0	500	2/1
13.72	(45')	16.5	34.0	750	2/1

Los postes tipo CEL tienen un alambre conductor embebido al lado exterior del refuerzo de hierro. Este alambre será de hierro galvanizado número 4 AWG. Los materiales que componen al poste tienen las siguientes especificaciones:

- Acero de refuerzo según normas del Istmo C.A.
- El concreto debe tener una resistencia de diseño igual a 300 Kg/cm², a la compresión de 28 días de curado.
- Construido con cemento Portland tipo I, con arena de río y grava número 1.

Los postes deben de tener un control de calidad en su fabricación, para garantizar que cumplan con los esfuerzos posibles, según el caso. Para esto se debe realizar las siguientes pruebas: pruebas de trabajo y ruptura.

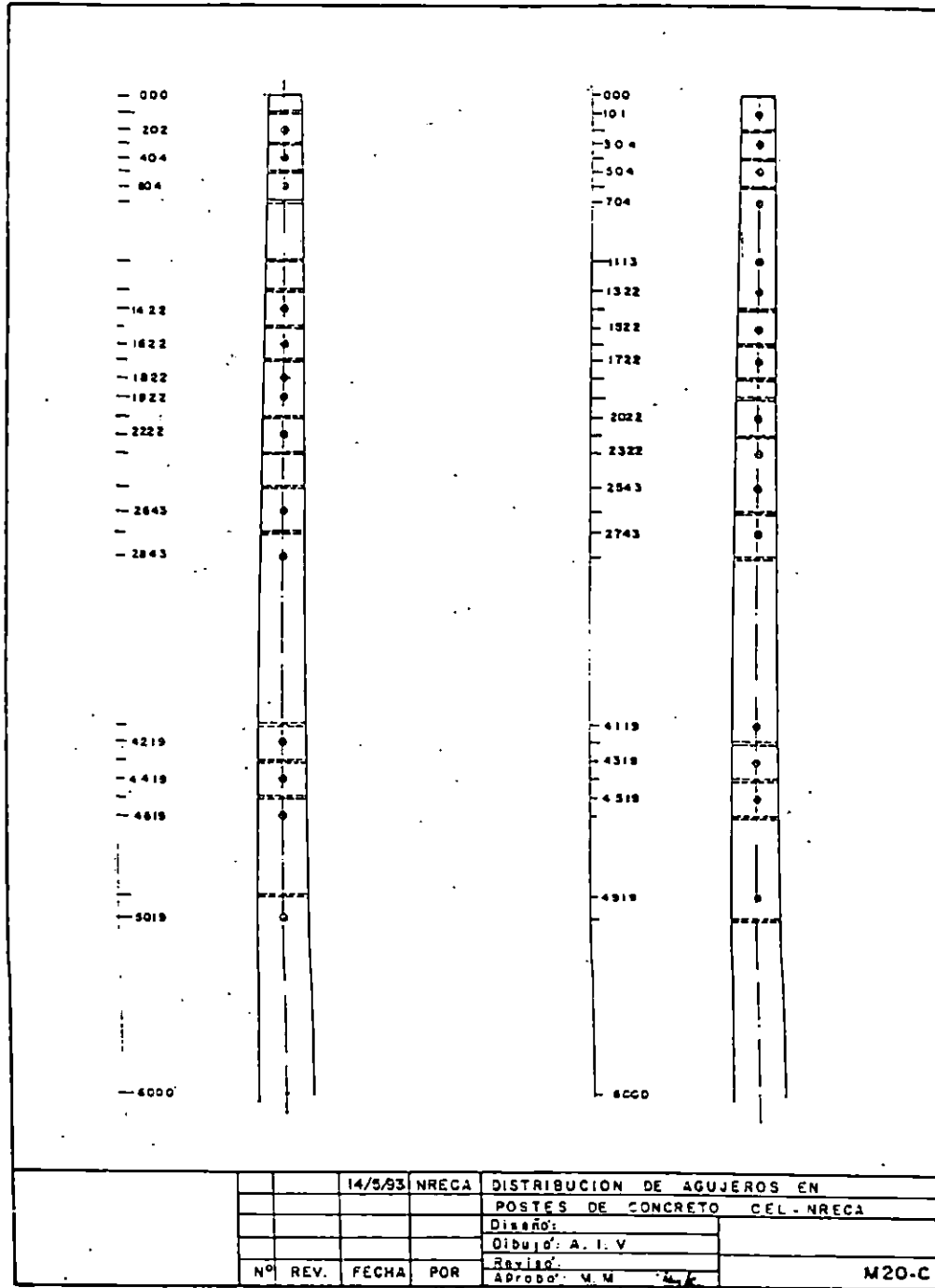
Los postes de concreto tienen mayor aplicación en líneas eléctricas. Se emplean tanto en áreas urbanas, como en zonas rurales, en líneas de alta y baja tensión, alumbrado público, para mallas de protección, en cruces de ferrocarriles y líneas de comunicación, entre otros.

Las figuras números 3.7 y 3.8 especifican las dimensiones para los postes de concreto normales de 9m. (30'), 11m. (35'), 12m. (40') y 14m. (45').

El uso de los agujeros indicados en la figura 3.7 es el siguiente:

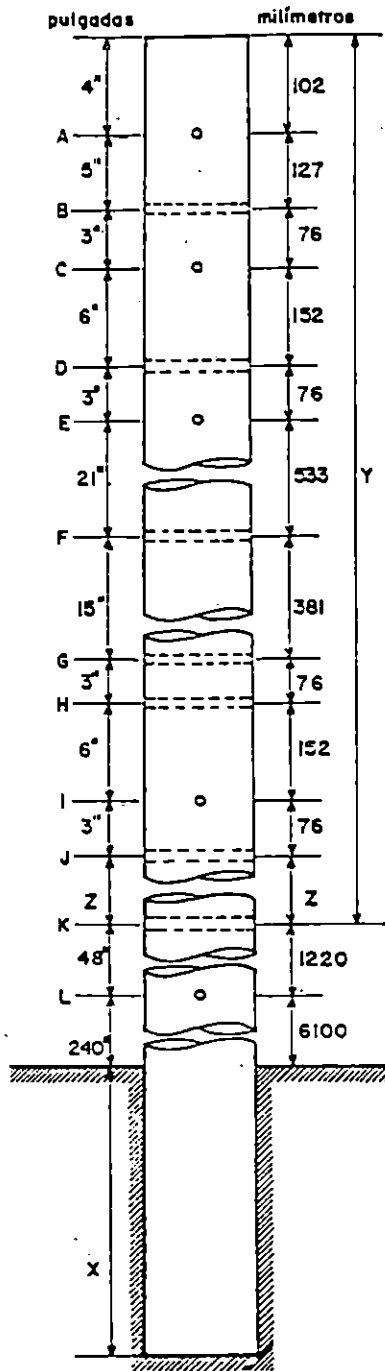
- a) Espiga punta de poste;
- b) Conductor en estructuras de remate monofásicas y cruceta en remates bi y trifásicos;
- c) Espiga punta de poste, crucetas voladas y crucetas en estructuras trifásicas de soporte;
- d) Conductor en derivación monofásica y crucetas en ciertas estructuras de soporte y remates;
- e) Cruceta en estructuras trifásicas de soporte doble para construcción triangular;
- f) Neutro en las estructuras monofásicas de soporte;
- g) Neutro en las estructuras de remate;
- h) Neutro en las estructuras trifásicas de crucetas voladas y de soporte;

- i) Neutro en ciertas estructuras de soporte y remate;
- j) Neutro en derivación monofásica y estructuras trifásicas de soporte doble en construcción triangular;
- k) Primer agujero para bastidores secundarios;
- l) Ultimo agujero para bastidores secundarios.



DIMENSIONES PARA POSTES DE CONCRETO

POSTES NORMALES DE 11.00 METROS (35 pies), 12.00 METROS (40 pies) y 14.00 METROS (45 pies)



ALTURA DEL POSTE	D I M E N S I O N E S		
	X	Y	Z
metros	m i l l i m e t r o s		
11.00	1600	2080	329
12.00	1700	2980	1229
14.00	1900	4780	3029
pies	p u l g a d a s		
35	62	70	1
40	68	124	55
45	74	178	109

Aplicación: Todas las estructuras normales según la norma de trabajo CRNE-12 "Construcción de redes de distribución de energía eléctrica, excepto las siguientes:

- 1) Monofásicas: Remate doble (pernos de la espiga punta de poste) y construcción de 60 a 90°
- 2) Bi y trifásicas: Remates verticales, --- construcciones de 60 a 90° y derivaciones.

FIGURA 3.7

3.1.3 Postes de acero

Los postes de acero pueden ser tubulares, telescópicos, ornamentales, de celosía, tripartidos, con perfiles estructurales, etc.

Los más empleados son los telescópicos, reforzados al nivel del suelo por un tubo corto de hierro, o un revestimiento de concreto que sobresale unos 50 cm. para soportar la corrosión intensa en ese lugar. En condiciones favorables de humedad, el contacto del poste con el subsuelo puede ser suficiente para los fines de protección; pero si el poste está cimentado y rodeado de concreto, es posible que haya necesidad de construir una "tierra especial".

Los postes son colocados en agujeros del diámetro necesario para que haya un espacio libre, de 20 cm. entre el poste y el terreno, y se pueda hechar piedra grande y apisonarla con tierra. En terrenos cenagosos, será necesario fijar crucetas a la base del poste para aumentar su estabilidad, y usar retenidas bien ancladas. La profundidad del agujero, en subsuelo mediano, debe ser de 1.80 m. (6') para postes de longitud total hasta 9 m. (30') y aumentando 10 cm. (0.33') por cada metro en exceso sobre 9 m.

Cuando los postes están sometidos a esfuerzos horizontales por cambio de más de 5 grados en la dirección de la línea; o por remate de conductores o cambio de calibre en ellos, se les sujeta al nivel de los cruceros por medio de cables de acero galvanizado que se fijan a otros postes o anclajes colocados en la posición necesaria. Estos cables o retenidas no deben obstruir el paso ni quedar al alcance de transeúntes, y deben estar provistos de uno o dos aisladores en serie, para evitar el paso de potencial a la retenida si se desprende algún conductor de la línea y toque a aquélla. Dichos aisladores no son necesarios si la retenida esta efectivamente conectada a tierra en donde se sujeta el poste.

Los postes de acero están diseñados con un factor de seguridad de 2.5 máximos y se utilizan tanto para distribución de energía eléctrica como para iluminación en sectores urbanos.

3.1.4 **EMPOTRAMIENTO DE LOS POSTES.**

El cálculo de empotramiento de los postes esta basado en las fuerzas exteriores en que actúan en los apoyos.

Los postes deben enterrarse a una profundidad suficiente para que puedan resistir las tensiones longitudinal y lateral. La tensión longitudinal es la debida a la desigualdad de los vanos en que estan colocados.

La tensión lateral es la que produce la acción del viento. Una forma empirica de calcular la profundidad de empotramiento es obtener el 10% de la longitud del poste en pies y a este resultado se le suma 2 pies.

Profundidad(pies) = 10% Longitud + 2 pies.
 Profundidad(mts) = 10% Longitud + 0.70 mts.

La siguiente tabla muestra las profundidades de empotramiento de los postes según la clase del terreno.

Tabla 3.4
 Profundidades de Empotramiento de los Postes.

LONGITUD		EMPOTRAMIENTO		
pies	mts.	roca	talpetate	tierra
25	7.62	1.20	1.30	1.50
30	9.14	1.20	1.30	1.50
35	10.67	1.20	1.30	1.50
40	12.19	1.50	1.60	1.80
45	13.71	1.70	1.80	2.00
50	15.74	1.70	1.80	2.00

3.2 CRUCEROS

Son accesorios que se montan en la parte superior de los postes, estos pueden ser de madera o metal y sirven para distanciar los conductores entre sí.

En los cruceros de madera la propiedad aisladora es importante ya que disminuye el arqueado en el caso de corrientes de fuga, además de proporcionar seguridad cuando se corrija una falla. Por razones de resistencia se utilizan cruceros de piezas de ángulo de hierro donde la fijación de ambos cruceros se hace por medio de pernos de máquina de 5/8" y puntales de platina y diagonales de hierro.

Los esfuerzos que actúan sobre los cruceros pueden ser:

ESFUERZOS VERTICALES: Son debidos al peso del conductor, que soportan los aisladores.

ESFUERZOS TRANSVERSALES: es debida a la acción resultante de las tracciones de los conductores cuando éstos no estan instalados paralelamente, es decir que forman un ángulo.

ESFUERZOS LONGITUDINALES: son los provocados en los apoyos de fin de línea, por la tracción longitudinal de los conductores. Ya que el crucero estará sometido a esfuerzos flexionantes en sus extremos, se utilizan diagonales para contrarrestar dichos esfuerzos por acción y reacción.

Con los cruceros se puede formar diferentes tipos de estructuras según el caso a utilizar, para poder soportar el esfuerzo, las estructuras pueden ser:

* sencillas, angulares, cantilibras, marcos, etc.

3.2.1 DOBLE CRUCERO

Los cruces dobles son usados cuando exista un esfuerzo mayor que lo normal y se necesita una construcción más rígida. Estos esfuerzos se dan cuando existan ángulos, curvas, cruces, etc. El objetivo principal de esta estructura es dividir el esfuerzo en los dos cruces, dos pines, dos aisladores y los alambres de amarre.

3.2.2 CRUCERO CANTILIBRE

En este tipo de estructura el cruce es colocado a un lado del poste. Puede ocupar doble cruce según el esfuerzo a que este sometido, también se utiliza para desviar ligeramente la línea, evitando cualquier tipo de obstáculo o evitar la poda de árboles.

3.3 FUERZAS QUE ACTUAN SOBRE LOS CONDUCTORES Y APOYOS

Al estudiar los esfuerzos mecánicos a los que se encuentran sometidos los apoyos y los conductores de la línea eléctrica, es de vital importancia conocer las fuerzas producidas por: el viento, el peso de los conductores, peso del poste, peso de herrajes y soportes, peso del hielo y variaciones de temperatura durante el día.

En este estudio se considerará como cargas que actúan sobre los conductores al peso propio y al esfuerzo producido por la acción del viento, ya que en otros países que poseen clima frío, se considerará también como carga que actúa sobre los conductores, a la nieve y al hielo.

Estas fuerzas influyen en la resistencia mecánica de los conductores, y por ello es necesario que las secciones que se adopten puedan soportar, dentro de los límites de seguridad permitidos, los esfuerzos a que se hallen sometidos.

En cuanto a los apoyos, es preciso que resistan los esfuerzos que sobre ellos ejercen los conductores, además de la presión del viento en la superficie del apoyo expuesto a dicha acción.

Los postes están sometidos a esfuerzos verticales y horizontales, de los cuales unos son continuos y otros aparecen solamente en circunstancias anormales. Las cargas verticales normales son debidas al peso de los conductores y son casi siempre inferiores a las fuerzas horizontales normales.

Las fuerzas normales que actúan sobre un poste en sentido horizontal, son la resultante de la tensión desequilibrada de los conductores en los ángulos y la tensión lateral de las derivaciones.

Los esfuerzos horizontales extraordinarios proceden de la acción del viento, de la rotura de los conductores, lo que da

lugar a un fuerte desequilibrio de tracciones a uno y otro lado del punto de ruptura, y de la falla de los anclajes.

3.3.1 Peso del Conductor

Es el peso del mismo, expresado en kilogramos por metro. Debe tomarse según catálogo del fabricante para tener así en cuenta el efecto del cableado. Debido al peso del conductor éste toma una forma curva, llamada catenaria que se explicará en la sección 3.3.1.

Para calcular la tensión mecánica de los conductores, se considerará como la carga total, la resultante del peso del conductor y de la fuerza producida por el viento, actuando horizontalmente y en ángulo recto con la dirección de la línea, a la temperatura mínima.

3.3.2 Velocidad del Viento

La carga debida a la presión del viento modifica las cargas sobre el conductor y resulta ser un factor importante en el cálculo de postes y estructuras. Estas fuerzas son más apreciables en las líneas aéreas cuando la dirección del viento es perpendicular a la de la línea, tanto porque la sección expuesta es mayor como porque los esfuerzos han de ser contrarrestados por los postes mismos.

El cálculo de las líneas de postes para resistir la presión del viento debe efectuarse siempre que la línea atraviese por zonas descubiertas.

El viento ejerce una fuerza sobre el conductor y la fuerza será mayor cuanto mayor sea el área expuesta al viento.

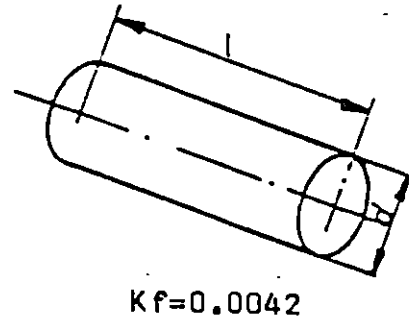
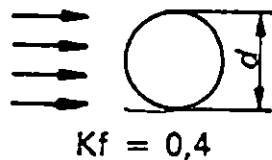
Matemáticamente, se puede decir que la fuerza ejercida por el viento es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad del viento y la superficie expuesta al viento. La constante de proporcionalidad K depende de la forma geométrica del obstáculo y de la posición relativa del obstáculo respecto a la dirección de viento.

$$F_v = K \times V^2 \times S$$

F _v	=	Fuerza de la presión de viento ejercida sobre un cuerpo (Kgf)
K	=	Constante de proporcionalidad (depende de la forma geométrica del cuerpo, en nuestro caso, ver fig. 3.9)
V	=	Velocidad del viento (km/h)
S	=	Superficie normal a la dirección del viento (m ²)

¹ Fuente: José Luis Ruiz, Instalaciones y Líneas Eléctricas

FIGURA 3.8
Constante geométrica para Conductores Cilíndricos.



Sabemos que la fuerza es igual a la presión por área, dicha fuerza es horizontal para nuestro caso en particular.

$$F_v = K \times V^2 \times S = PV \times S$$

$$PV = K \times V^2 \quad (3.1)$$

Donde:

PV = es la presión ejercida por el viento [Kg_f/m^2]

Pero lo que queremos es una expresión de presión por unidad de longitud (pv).

Sabiendo que:

$$S = l \times d$$

$$P_w = \frac{F_v}{1} = \frac{PV \times S}{1} = \frac{PV \times d \times l}{1} = PV \times d \quad (3.2)$$

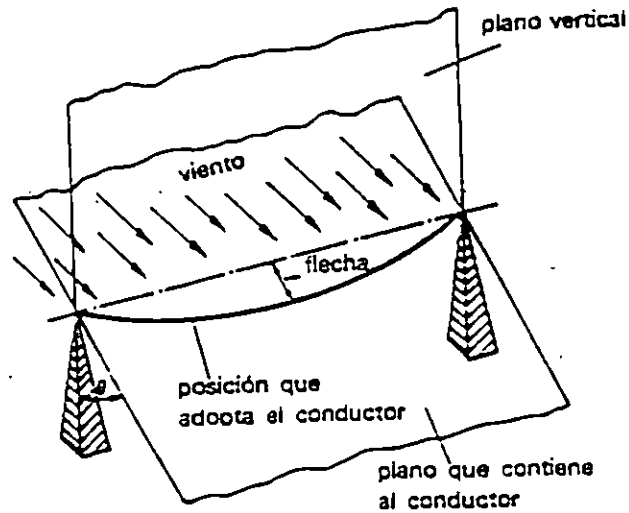
Donde:

Pw = es la fuerza ejercida por el viento por unidad de longitud (Kg_f/m)

d = diametro del conductor en mts.

Ahora si se piensa como quedaría el conductor sometido a la fuerza del propio peso y a la del viento, se comprueba que dicha fuerza modifica la dirección de la carga final que actúa sobre el conductor (ver fig. 3.9)

FIGURA 3.9
Posición relativa del Conductor sometido a la Presión del viento



Pero para efectos prácticos se considera un viento horizontal de 100 Km/h que actúa perpendicularmente sobre el cable. En la tabla 3.4 se muestra el valor de PV. Es importante decir que estos valores de PV son válidos para alturas iguales o inferiores a 40 m.; este valor de PV debe calcularse para todos los conductores, aunque uno tape al otro.

Tabla 3.5
Presiones del Viento

Sobre conductores y cable de tierra diámetro (mm)	PV (Kg/m ²)
< = 16	60
> = 16	50

3.3.3 Temperatura

Las acciones originadas por la temperatura modifican las características del conductor, por lo que los efectos de la temperatura son de importante consideración; porque al tener sujetado un conductor entre sus apoyos, dicho conductor no puede

desplazarse linealmente, debido a que sus apoyos se oponen a tal movimiento y como sabemos que al calentarse un cuerpo este se dilata, aumentará su longitud y por el contrario al enfriarlo, disminuirá su longitud provocando de esta manera fuerzas de compresión y de tensión respectivamente.

Según el manual de normas eléctricas para el istmo centroamericano, Vol II, se supondrá que los conductores estarán sometidos a una temperatura mínima de 10°C y una temperatura máxima de 50°C .

3.4 CARGAS EN POSTES O ESTRUCTURAS DE SOPORTES

Los esfuerzos aplicados a los apoyos pueden ser verticales, horizontales longitudinales, horizontales transversales, de torsión y flexión.

3.4.1 Cargas Verticales

Los esfuerzos verticales provienen del peso de los conductores, aisladores, mordazas, y en algunos países de clima frío se considera también el peso de la nieve que se acumula en ellos. Además del peso de árboles u otros cuerpos caídos sobre la línea; y de operarios que trabajan suspendidos de los conductores.

Aunque el viento puede soplar diagonalmente en algunas barrancas, no se considera como efecto vertical. El peso de los cruceros o puentes intervienen también en los cálculos de los esfuerzos verticales.

La carga vertical sobre postes, cruceros, espigas, aisladores y dispositivos de sujeción, se considerará como su propio peso más el de todos los conductores, cables y equipo que soporten, teniendo en cuenta los efectos que pueden resultar de diferencia de elevación entre soportes de estructuras inmediatas. Cuando el poste o estructura de soporte esté anclado, se tomará en cuenta la componente vertical de la tensión a que esté sometido el anclaje.

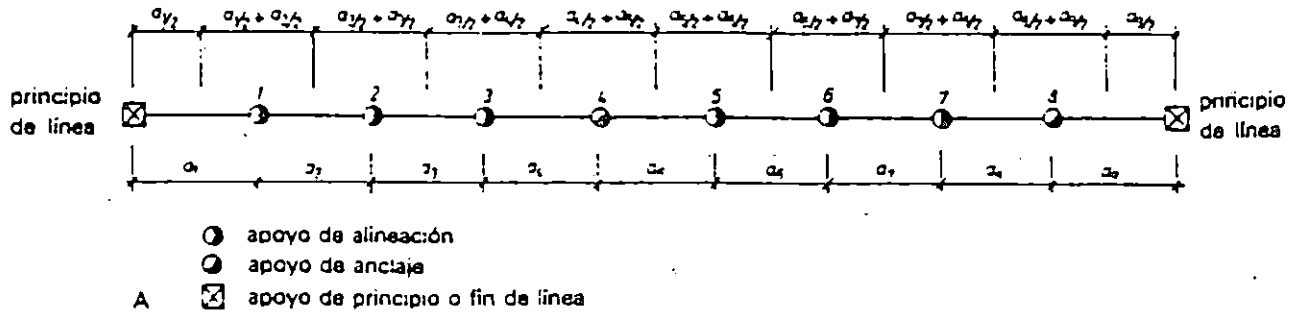
3.4.1.1 Fuerzas debidas a los conductores

Se consideran: las acciones debidas a los cruceros y a los cambios de alineación.

Hay que considerar ciertos factores tales como:

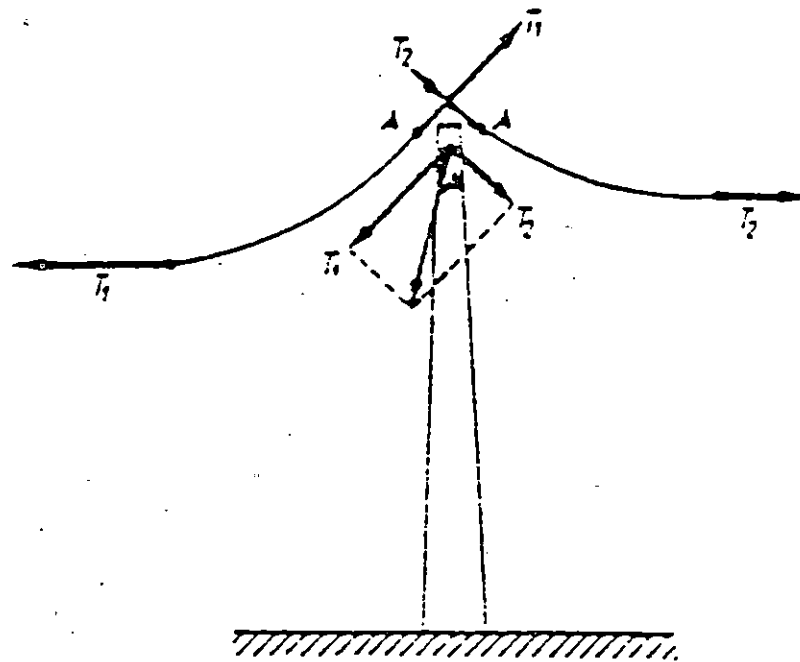
Cada apoyo sólo soporta la mitad de las acciones que se producen en un vano y cada apoyo soporta dos medios vanos sólo a condiciones de un mismo nivel (fig 3.10)

FIGURA 3.10



Cuando se considera la tensión del cable en su forma vectorial sólo se considera las tensiones a ambos lados del apoyo (figura 3.11)

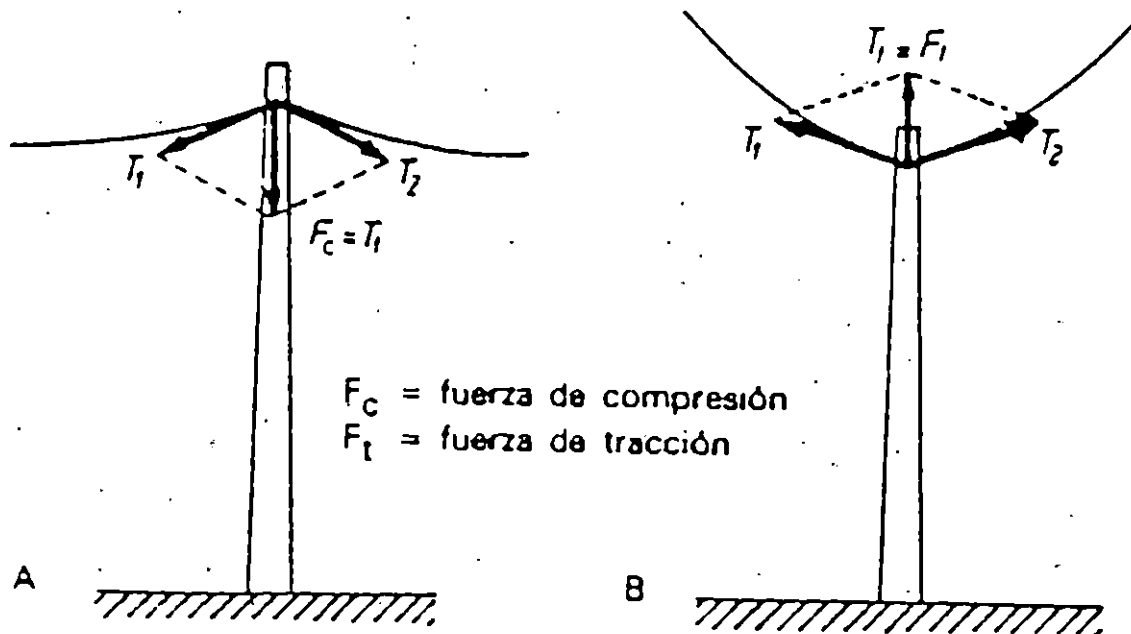
Fig. 3.11 Tensiones debidas a los cables.



Fuerzas vectoriales en los apoyos debidas a tensiones simétricas respecto al eje del mismo (figura 3.12)



Fig. 3.12 Fuerzas verticales en los apoyos



Los postes con levantamiento se encuentran al fondo de las vaguadas (figura 3.13), estos casos se recomienda evitarlos y una forma puede ser suprimiendo el apoyo más bajo, sustituyéndolo por dos apoyos a ambos lados, ya que de quedar en la posición que muestra la Fig. 3.13, cuando el cable se enfríe, tirará del poste sometiendo el cable a una tensión mayor, dando como resultado rotura del cable o levantamiento del apoyo.

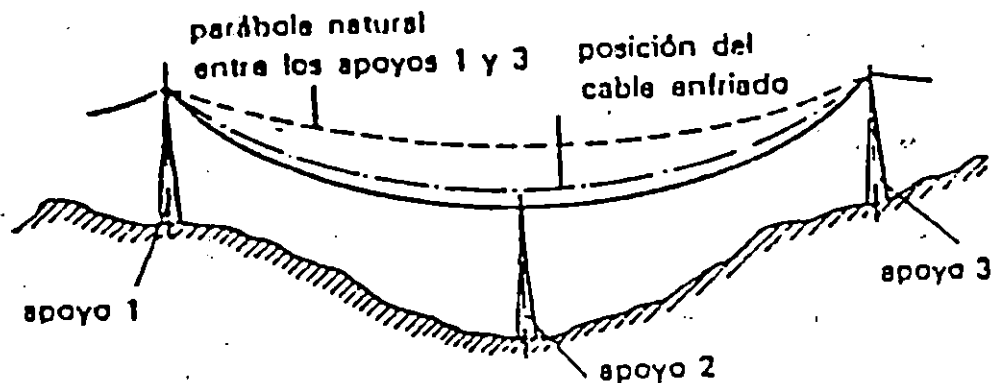
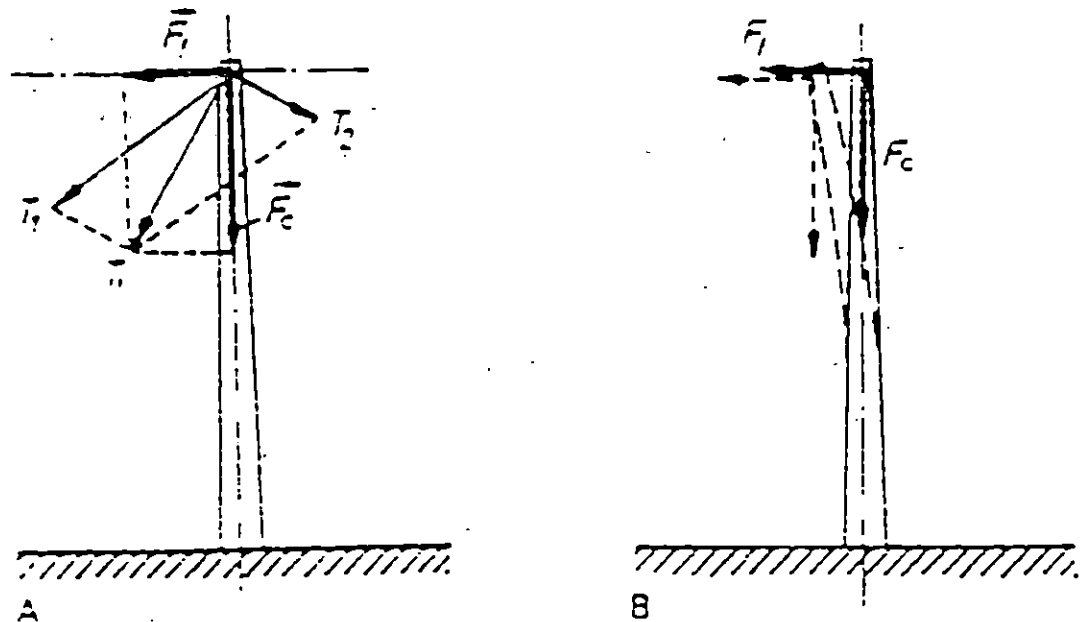


Fig. 3.13 Postes con levantamiento

3.4.1.2. Efectos transmitidos por Tensiones Asimétricas

Fig. 3.14 A. Reacciones de tensiones transmitidas por el conductor, B. Momento Flexionante.



Por lo general, las tensiones en los vanos contiguos no serán iguales debido a la desigualdad geométrica de los vanos (tanto en longitud como del nivel). También influirá en esta desigualdad las condiciones atmosféricas.

En la fig. 3.14, se muestran los efectos que produce una asimetría de tensiones. La suma vectorial de las reacciones de las tensiones de los cables T1 y T2 dan la tensión total que actúa sobre el poste (Tt). Ver fig. 3.14 A.

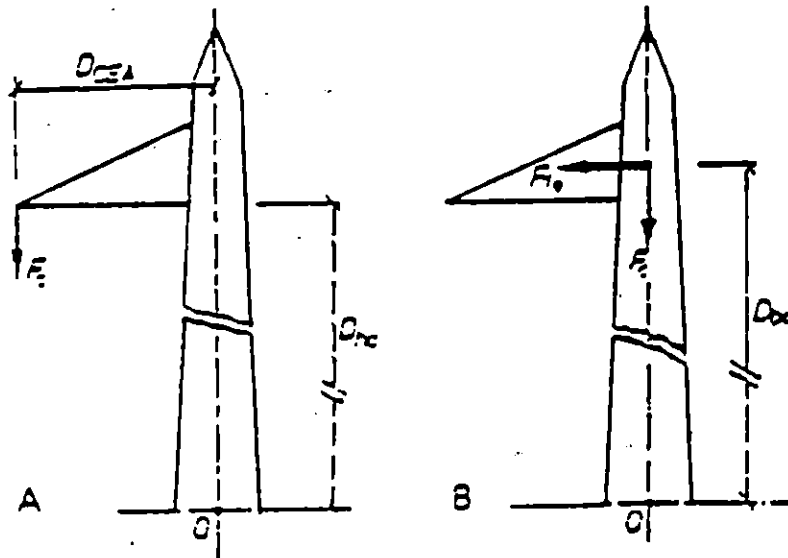
Obteniendo las componentes de Tt para "X" y "Y" se obtendrán las fuerzas de compresión (Fc) y la fuerza de flexión (Ff) que producirán un momento el cual flexionará el poste (fig. 3.14 B).

3.4.1.3 Acciones debidas a los Cruceros

Los conductores deben estar situados a cierta distancia entre si, de los apoyos. Entonces las fuerzas simétricas con respecto al eje del apoyo, producirán, la flexión de los cruceros y también del poste. Si estudiamos estas acciones, tomaremos momento con respecto al punto O, se tendrá que:

$$\begin{aligned} M_o &= F_c * D_{cea} \\ \text{donde: } F_c &= \text{Fuerza de compresión} \\ F_{fe} &= \text{Fuerza de flexión} \\ D_{hc} &= \text{Altura} \\ D_{cea} &= \text{Longitud del brazo} \end{aligned}$$

Esto se muestra en la figura 3.15



Equivale a tener una F_c y otra F_{fe} situada a una altura D_{hc}

$$M_o = F_{fe} \cdot D_{hc} + F_c \cdot D_{cea}$$

$$F_{fe} = \frac{M_o - F_c \cdot D_{cea}}{D_{hc}}$$

Si la situación de los conductores es simétrica con respecto al eje del apoyo, este efecto no se produce, por anularse los momentos, quedando sólo los efectos de compresión como en la figura 3.16.

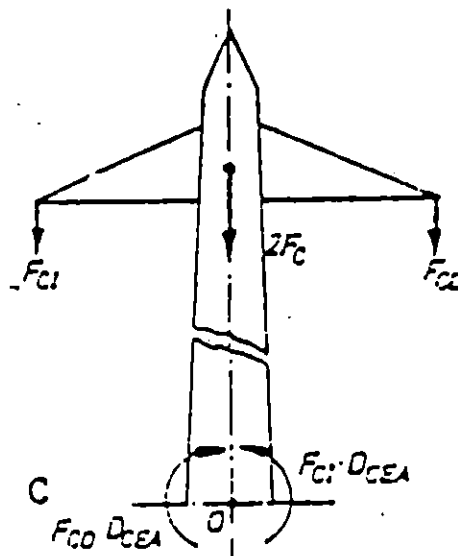


Fig. 5.16

En el caso en que exista asimetría de tensiones, las acciones a que está sometido el crucero será de doble flexión; respecto al eje del apoyo, (este último momento flector) trasmitiéndole el apoyo una torsión (fig 3.17). Cuando exista simetría en los conductores, la flexión con respecto al eje de la línea de torsión del apoyo, se anula.

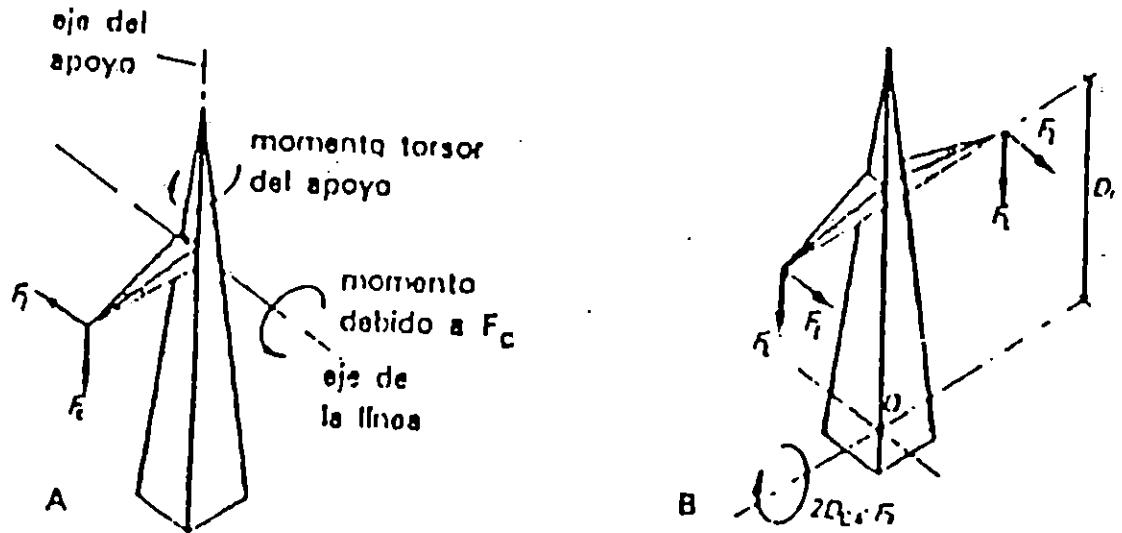


Fig. 3.17 Efectos transmitidos por los cruceros.

3.4.1.3.1 Apoyo de Alineación

Estos apoyos son aquellos en que el conductor es tangente al apoyo, esto quiere decir que no existe momento flector, por lo tanto, en el apoyo sólo existe la fuerza de compresión que es la fuerza ejercida por el peso del cable.

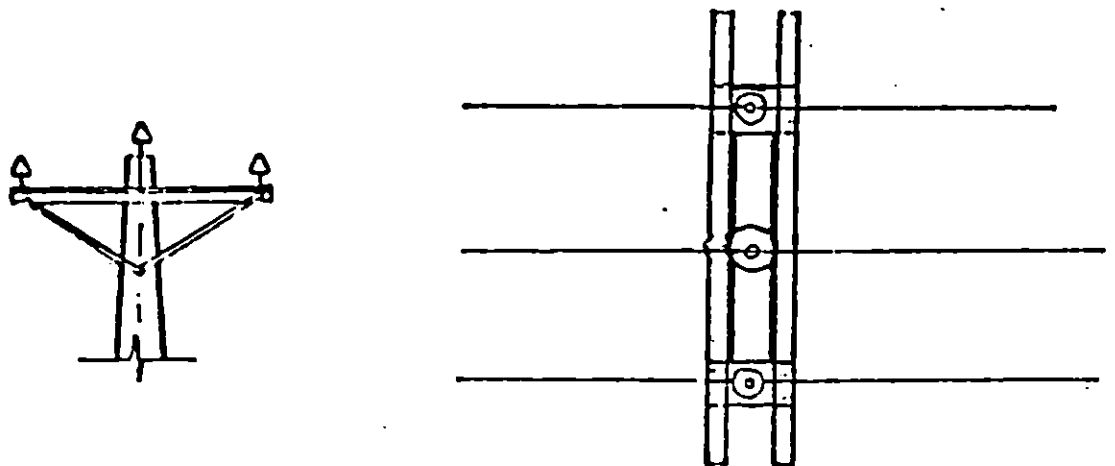


Fig. 3.18 Apoyo de Alineación

3.4.1.3.2 Apoyo de Angulo

En estos apoyos además de las tensiones longitudinales en el sentido de la línea, deben soportar el efecto flector que es producido por la resultante de la composición de las tensiones a ambos lados del apoyo.

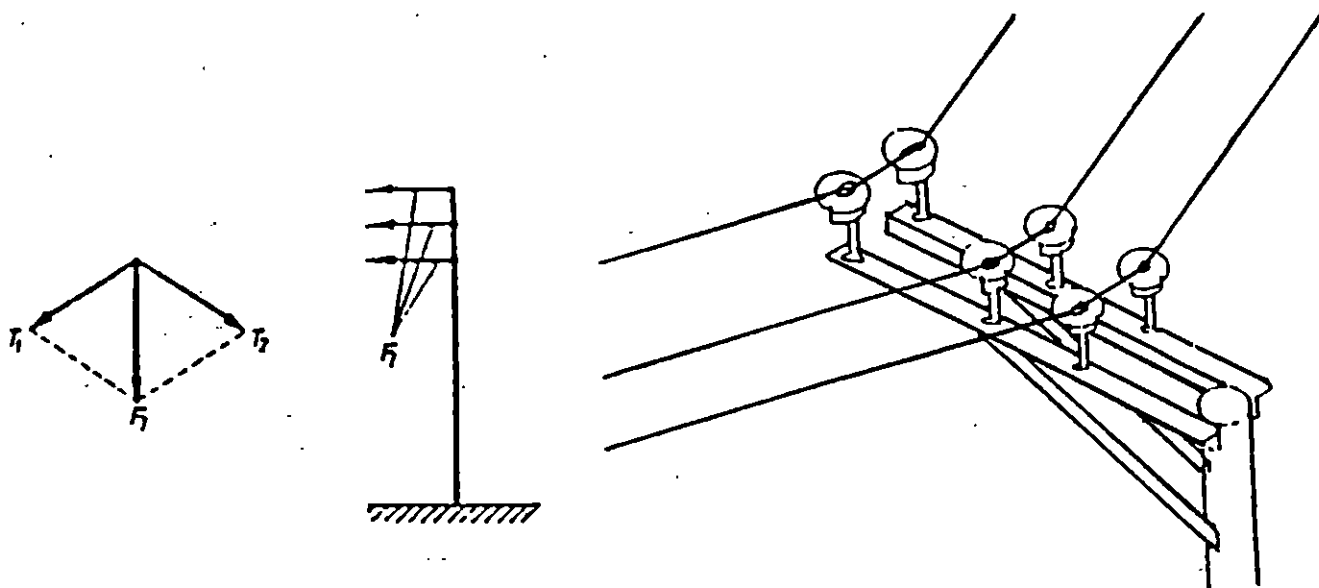


Fig. 3.19 apoyos para cambios de Alineación

Los apoyos de los ángulos trabajarán a flexión como se muestra en la figura 3.19. En los de madera o concreto centrifugado, cuyo esfuerzo en los puntos es reducido, se usan dos sistemas para convertir la fuerza de flexión en fuerza de compresión.

3.4.2. Carga Horizontal Transversal

Las cargas transversales se deben al viento soplando horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea, como sigue: para todas las superficies cilíndricas del poste o estructura y conductores soportados, se considerará la presión de viento correspondiente a la velocidad de 100 Kmh. como se estableció en la sección 3.3.2.

La carga transversal sobre cualquier poste o estructura podrá calcularse usando el promedio de los vanos, siempre que este promedio no difiera en más del 25 por ciento de los vanos a un lado y otro del poste o estructura de que se trate.

En cruzamiento con ferrocarriles, con carreteras principales o con conductores de comunicación, la carga transversal sobre el poste o estructura deberá calcularse considerando la distancia interpostal real.

3.4.3 Carga Horizontal Longitudinal

Las cargas horizontales longitudinales provienen de:

1. La diferencia de flechas en los conductores o en el número o calibre de éstos.
2. Diferencia de claros con igual flecha.
3. Ruptura de uno o varios de los conductores.
4. Diferencia de cargas a uno y otro lado.

Para los efectos de cálculo, se consideran rotos los 2/3 de conductores del mismo lado.

3.4.3.1 Tramos Rectos de Línea

En general, no es necesario considerar carga longitudinal en los postes o estructuras comprendidos en tramos rectos de líneas aéreas, donde no cambie la tensión mecánica de los conductores a uno y otro lado de los postes o estructuras.

Se exceptúa el caso en que al final de una sección de la línea, cambie a otra clase inferior, como puede suceder en cruzamientos con ferrocarriles. En este caso, se considerará un esfuerzo longitudinal desequilibrado mínimo, en la dirección de la clase A, sobre postes y retenidas, igual a la tensión en las condiciones de carga especificadas en el inciso a), de las dos terceras partes de los conductores soportados más delgados que el número 2 AWG, escogiendo los conductores que produzcan los mayores esfuerzos sobre las estructuras.

Si las dos terceras partes dan un número fraccionario, se tomará el entero más próximo. El esfuerzo longitudinal mencionado no deberá ser menor que el producido por la tensión de dos de los conductores soportados, incluyendo hilos de guarda y mensajeros, en la combinación más desfavorable.

3.4.3.2 Remates

En los remates, la carga longitudinal se considerará igual a la suma de las fracciones máximas de trabajo de todos los conductores que rematen en el poste o estructura, incluyendo hilos de guarda y mensajeros.

3.4.4 Cambio de dirección de la línea

La carga debida a la tensión de los conductores y al viento, en los postes o estructuras de soporte y sus retenidas, instalados donde la línea cambie de dirección, se considerará igual a la resultante de las tensiones de los conductores originadas por el cambio de dirección de la línea, sumándole aritméticamente a esta resultante la fuerza del viento calculada como si la línea fuera recta. Puede usarse un método de cálculo más exacto.

3.4.5 Aplicación simultánea de cargas

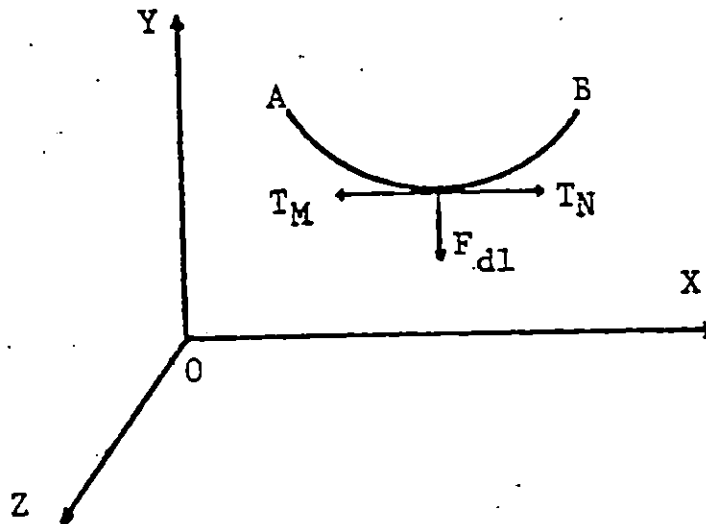
- 1) Al calcular la resistencia a las fuerzas transversales, se supondrá que las cargas vertical y transversal actúan simultáneamente.
- 2) Al calcular la resistencia a las fuerzas longitudinales para la aplicación de retenidas, no se tomarán en cuenta las cargas vertical y transversal.
- 3) En casos en que sea necesario, deberá hacerse un análisis de resistencia tomando en cuenta la aplicación simultánea de las cargas vertical, transversal y longitudinal.

3.5 CALCULO MECANICO DE CABLES

3.5.1 Ecuación general y flecha de un cable tendido entre dos punto

La curva que adopta un cable flexible, con una carga uniformemente distribuida a lo largo del cable, suspendido de dos puntos, se llama catenaria. Ver figura 3.20.

Fig. 3.20 (a) Cable tendido entre dos puntos



Considérese el cable A B de la figura anterior, de determinado peso propio, sujeto en dos puntos A y B situados al

mismo nivel, y sobre él dos puntos próximos M y N. Llámese T_M - T_N a las tensiones en M y N, y designese por dl al elemento MN de la curva, y por $F dl$ a la resultante de las fuerzas exteriores que actúan sobre dicho elemento. Si éste se halla en equilibrio, las fuerzas exteriores que le son aplicadas tienen una suma geométrica nula, luego:

$$T_N - T_M + F dl = 0 \quad (3.3)$$

En un cable tendido entre dos puntos, cuyo peso lineal sea constante, y que se halle en equilibrio, la única fuerza exterior que actúa sobre él es la gravedad.

La curva de equilibrio es plana en estas condiciones, y se encuentra en el plano vertical que pasa por A y B.

En caso de que el cable se halle sometido además a la acción del viento, se encontrará bajo la influencia de un sistema plano de fuerzas cuya resultante será:

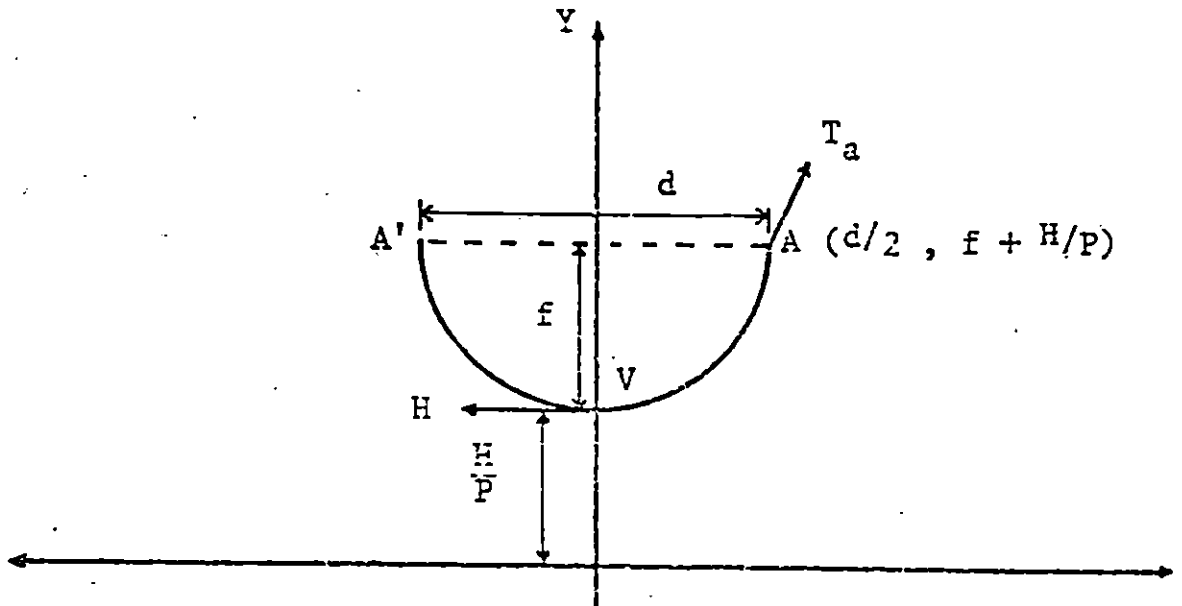
$$\sqrt{(F_p^2 + F_v^2)} \quad \sqrt{(P_c + F_v)} \quad (3.4)$$

La curva de equilibrio estará en un plano que formará con el vertical un ángulo definido por:

$$\text{tang } \alpha = \frac{F_v}{P_c} \quad (3.5)$$

Considérese el caso anterior del cable flexible, de peso uniforme, suspendido de dos puntos que están a un mismo nivel, y que están separados una distancia d . (fig.3.21).

Fig. 3.21 Cable suspendido de dos puntos de apoyo colocados al mismo nivel



En la figura anterior:

d	=	Claro o vano
f	=	Flecha
T _a	=	Tensión mecánica en los apoyos A y A'
H	=	Tensión mecánica en el punto más bajo de la catenaria.
P	=	Peso del cable por unidad de longitud
L	=	Longitud del arco de catenaria A y A'.

Por flecha se entiende a la máxima distancia vertical entre la recta que une los puntos de sujeción del cable y éste. Su magnitud coincide con la distancia entre dicha recta y una paralela a la misma tangente del cable.

La ecuación general cartesiana de la catenaria viene dada por la expresión:

$$Y = \frac{H}{P} \cosh \frac{Px}{H} \quad (3.6)$$

La longitud del arco de catenaria L es:

$$L = \frac{H}{P} \sinh \frac{Px}{H} \quad (3.7)$$

La expresión general para la tensión mecánica en un punto P de la catenaria es:

$$T = H \cosh \frac{Px}{H} \quad (3.8)$$

Para el caso del cable flexible, suspendido entre dos puntos, tal como se ve en la figura 3.21, si se aplica a las ecuaciones (3.6), (3.7) y (3.8) el caso en que:

$$x = \frac{d}{2}, \quad Y = f + \frac{H}{P}$$

Se tiene:

$$f = \frac{H}{P} [\cosh(Pd/2H)] - 1 \quad (3.9)$$

$$L = \frac{2H}{P} \sinh \frac{Pd}{2H} \quad (3.10)$$

$$T_a = H \cosh \frac{Pd}{2H} \quad (3.11)$$

Las últimas ecuaciones dan respectivamente, la flecha, la longitud del arco de catenaria entre los puntos de apoyo y la tensión mecánica en los puntos de apoyo en función del peso propio del cable, del vano y de la tensión mecánica en el punto inferior de la catenaria (que es igual a la componente horizontal de la tensión en cualquier punto de la catenaria). En general, el valor conocido es la tensión en los puntos de soporte T_a y no la tensión en el punto inferior H . Por lo tanto conviene hallar una expresión que de H en función de T_a .

De la ecuación (3.11):

$$\frac{T_a}{H} = \cosh (Pd/2H)$$

Si se desarrolla esta expresión en una serie infinita, y luego se resuelve la ecuación para H , se obtiene la siguiente expresión después de haber sido simplificada:

$$H = T_a - \frac{p^2 d^2}{8 T_a} \quad (3.13)$$

No obstante si la curva que describe la catenaria que pasa por los puntos A' , v y A , difiere poco de la curva descrita por una parábola, las ecuaciones (3.9), (3.10) y (3.11) pueden ser escritas de la siguiente manera:

$$Y = \frac{H}{P} + \frac{P x^2}{2H} \quad (3.13)$$

que es la ecuación de una parábola.

Esta aproximación puede ser hecha sin cometer un error apreciable, siempre que la flecha sea menor que el 10% del vano.

La flecha está dada por la expresión:

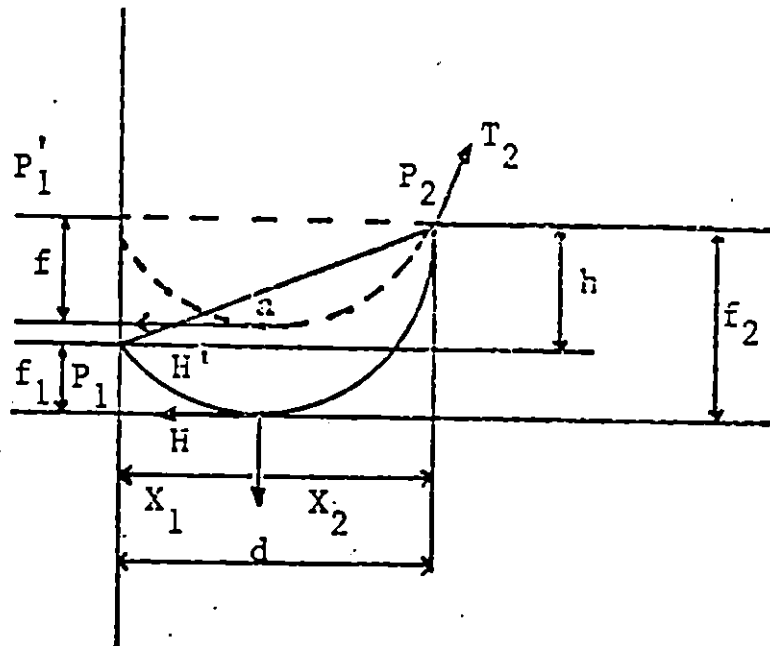
$$f = \frac{P d^2}{8H} \quad (3.14)$$

La longitud del cable vendrá dada por:

$$L = d + \frac{p^2 d^3}{24 H^2} \quad (3.15)$$

Como las expresiones anteriores están dadas en función de la tensión horizontal H y el dato que generalmente se conoce es la tensión en los apoyos T_a , puede calcularse H a partir de T_a aplicando la ecuación (3.12)

Fig. 3.22 Claro con apoyos a distinto nivel



De la figura anterior se tiene que:

- a = Vano entre apoyos a distinto nivel $(d^2 + h^2)^{1/2}$
- d = Proyección horizontal del vano "a"
- P = Peso del cable por unidad de longitud
- T₂ = Tensión mecánica en el soporte superior

El problema a resolverse, se podrá hacer siempre que el desnivel sea pequeño comparado con el vano, calculando primero la flecha f (haciendo uso de las fórmulas de la catenaria o de la parábola) para un vano con apoyos al mismo nivel, de longitud igual a la proyección horizontal del vano inclinado y a partir de f calcular las flechas f_1 y f_2 , haciendo uso de las fórmulas de la parábola, como se deduce a continuación.

- o P_1 Es la mitad del arco de catenaria, para un vano igual a $2x_1$, con apoyos al mismo nivel.
- o P_2 Es la mitad del arco de catenaria, para un vano igual a $2x_2$, con apoyos al mismo nivel.

Aplicando las fórmulas de la parábola se establecen las siguientes ecuaciones:

$$h = \frac{P}{2H} (x_2 + x_1) (x_2 - x_1)$$

pero:

$$(x_2 + x_1) = d, \text{ por lo tanto}$$

$$h = \frac{P d}{2H} (x_2 - x_1)$$

Resolviendo el sistema de dos ecuaciones simultáneas:

$$x_2 - x_1 = \frac{2 H h}{P d} \quad \text{y} \quad x_2 + x_1 = d$$

Se obtiene:

$$x_2 = \frac{d}{2} + \frac{H h}{P d} \quad (3.16)$$

$$x_1 = \frac{d}{2} - \frac{H h}{P d} \quad (3.17)$$

Utilizando las ecuaciones (3.16) y (3.17) se obtienen las ecuaciones para las flechas f_1 y f_2 , las cuales son:

$$f_2 = f \left(1 + \frac{h}{4 f} \right)^2 \quad (3.18)$$

$$f_1 = f \left(1 - \frac{h}{4 f} \right)^2 \quad (3.19)$$

3.5.2 Variación de la flecha y la tensión de un cable en función de la temperatura y de la carga

Anteriormente se han establecido varias expresiones que dan la flecha f , la tensión en los apoyos T_a y la longitud del cable L en función de la tensión horizontal H , el peso por unidad de longitud P y el vano o distancia entre apoyos.

Hasta ahora se ha considerado que la temperatura y la carga unitaria permanecen constantes. Considérese que se tiene un cable suspendido entre dos apoyos al mismo nivel y que la temperatura varía. El cable se dilatará o contraerá según la temperatura aumente o disminuya.

Esta variación de la longitud produce una variación de la tensión mecánica del cable; la variación de tensión produce, a su vez, debido a las propiedades elásticas del cable, una

contracción o una extensión según la tensión disminuya o aumente.

Por otra parte, puede ocurrir que la carga del cable varíe, por efecto del viento o de depósitos de hielo en los países de clima frío, como consecuencia la tensión mecánica del cable y la flecha variarán.

A continuación se establecerá una ecuación del cambio de estado que partiendo de un estado inicial para el que se conoce la tensión del cable T_1 , la carga por unidad de longitud P_1 y la temperatura θ_1 , permite calcular la nueva tensión del cable T_2 , para una nueva carga P_2 y una nueva temperatura θ_2 (estado final).

Para plantear la ecuación de cambio de condiciones se empleará la siguiente notación:

f	=	Flecha, en metros.
d	=	Vano, en metros.
L	=	Longitud del arco de parábola correspondiente al vano d , en metros.
t_v	=	Tensión en Kg/mm^2 en el punto más bajo del cable.
w	=	Peso en Kg/m/mm^2 del cable (o el peso aparente en caso de sobrecarga de viento, o de hielo, o de ambas simultáneamente).
α	=	Coefficiente de dilatación lineal del cable.
E	=	Módulo de elasticidad del cable, en Kg/mm^2 .
θ_1 y θ_2	=	Temperaturas en grados centígrados, a las que pueda estar sometido el cable, sucesivamente.
L_1 y L_2	=	Longitudes del cable en metros, correspondientes a las anteriores temperaturas.
t_1 y t_2	=	Tensiones correspondientes en Kg/mm^2 .
A	=	Area del cable, mm^2 .
P	=	Peso del cable por metro, Kg/m .

Sabiendo que los coeficientes de carga son:

$$m_1 = \frac{P_1}{P} \quad ; \quad m_2 = \frac{P_2}{P} \quad ; \quad w = \frac{P}{A} \quad \left[\frac{\text{Kg/m}}{\text{mm}^2} \right]$$

Donde:

P_1 = Peso del conductor más la fuerza del viento en el estado inicial.

P_2 = Peso del conductor más la fuerza del viento en el estado final.

P_1 y P_2 son mayores o iguales a uno y los esfuerzos son:

$$t_1 = T_1/A \quad ; \quad t_2 = T_2/A$$

La diferencia de longitud entre el estado final y el estado inicial estará dado por:

$$\Delta L = \frac{d^3}{24} \left[\frac{w_2^2}{t_2^2} - \frac{w_1^2}{t_1^2} \right] \quad (3.20)$$

Esta diferencia de longitud se debe al efecto combinado de la dilatación o contracción producida por la variación de la temperatura y al alargamiento o acortamiento producido por la variación de la tensión mecánica.

La variación de la longitud debida a la variación de temperatura está dada por:

$$L\theta = L \alpha (\theta_2 - \theta_1) \quad (3.21)$$

Siendo α el coeficiente de la dilatación lineal.

La variación de la longitud debido a la variación de la tensión mecánica, está dada de acuerdo con la Ley de Hooke, por:

$$L_T = L \left(\frac{t_2 - t_1}{E} \right) \quad (3.22)$$

$$L = L\theta + L_T$$

Igualando con la ecuación (1) se obtiene:

$$L \alpha (\theta_2 - \theta_1) + L \frac{t_2 - t_1}{E} = \frac{d^3}{24} \left[\frac{w_2^2}{t_2^2} - \frac{w_1^2}{t_1^2} \right]$$

Si se considera a $L = d$, la ecuación anterior después de ser ordenada queda de la siguiente manera:

$$t_2^3 + t_2^2 \left[\alpha E (\theta_2 - \theta_1) - t_1 + d^2 \frac{m_1^2 w^2}{24 t_1^2} E \right] = d^2 \frac{m_2^2 w^2}{24} E$$

(3.23), o lo que es lo mismo,

$$t_2^2 \left[t_2 + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) - t_1 + d^2 \frac{m_1^2 w^2}{24 t_1^2} E \right] =$$

$$d^2 \frac{m_2^2 w^2}{24} E \quad (3.24)$$

que es la ecuación del cambio de estado o ecuación de Blondel.

Haciendo:

$$K = t_1 - \left[d^2 m_1^2 w^2 \frac{E}{24 t_1^2} \right] \quad (3.25)$$

$$t_2^2 [t_2 - K + \alpha E (\theta_2 - \theta_1)] = d^2 w^2 \frac{E}{24} m_2^2 \quad (3.26)$$

Resolviendo esta ecuación de tercer grado, se obtiene el nuevo valor de la tensión mecánica del cable t_1 . La flecha correspondiente a las condiciones iniciales es:

$$f_1 = \frac{d^2 w}{8 t_1} m_1 \quad (3.27)$$

y la flecha que corresponde a las condiciones finales es:

$$f_2 = \frac{d^2 w}{8 t_2} m_2 \quad (3.28)$$

si no hay sobrecarga de viento o hielo, m_1 o m_2 vale la unidad.

3.5.3 Tensión de cada día

Debido a la experiencia adquirida en el uso de las líneas de transmisión se ha llegado a la conclusión que cuanto más elevada sea la tensión mecánica de un cable, mayores son las probabilidades que aparezca en él, el fenómeno de las vibraciones. De aquí se dedujo la conveniencia de mantener a dicha tensión dentro de ciertos límites para eludir en lo posible la presencia de tal fenómeno.

Fue de esta manera como se planteó el problema de fijar los órdenes de magnitud de dichos límites para poder, en consecuencia, determinar cuales deberán ser las tensiones mecánicas adecuadas.

Con ésto, se pretende determinar cual será la tensión admisible para poder recomendar valores con los que se espera no se produzcan averías por vibraciones, es decir, roturas de los hilos componentes de los cables. A este valor se le conoce como tensión de cada día.

El valor representativo de la tensión de cada día se acostumbra a expresarlo en tanto por ciento de la carga de rotura del cable, y está ligado a una temperatura que se llama temperatura de cada día.

La temperatura media es la que se presenta con mayor frecuencia durante el año, aunque ésto no sea rigurosamente cierto en todos los lugares.

Por esta razón fue recomendado, al menos con carácter provisional, que se adoptase la media aritmética de las temperaturas medias diarias registradas más de diez días al año.

Estudiando y analizando a fondo el problema de las vibraciones, se ha comprobado la influencia que en los fenómenos vibratorios ejercen las características topográficas del trazado de las líneas, entre las cuales se podría mencionar la existencia de obstáculos naturales que pueden modificar y alterar la uniformidad e intensidad de los vientos suaves, tan propicios a hacer vibrar los cables.

Parece que influyen también en la aparición de las vibraciones, los valores de las temperaturas ambientes diarias, así como la intensidad, duración y sentido de los vientos moderados, y otros factores tales como los de climas con grandes ciclos de sobrecargas, seguidos de períodos de vientos suaves.

Por lo tanto, se presenta cierta dificultad para fijar criterios, lo que explica que haya discrepancias en los valores a recomendar para el coeficiente de tensión de cada día.

Por esta razón, un criterio prudente debe ser el de línea destensada (línea de protecciones) y con antivibraciones desde el momento de su construcción.

CONCLUSIONES DEL CAPITULO III

Las líneas aéreas, ya sean suministradoras o de comunicación, deberán tener resistencia mecánica suficiente para soportar las cargas a que puedan estar sometidas y que razonablemente puedan anticiparse, con factores de seguridad que podrán variar según el lugar, el tipo de poste y las condiciones de tránsito debajo de la línea.

Con base a este criterio es muy importante considerar un análisis mecánico de los esfuerzos máximos a los que estarán sometidos los elementos que componen la línea eléctrica a fin de garantizar la seguridad estructural de los postes y herrajes y la resistencia mecánica de los cables con el objetivo de beneficiar a los usuarios, a los responsables de la operación y mantenimiento de la línea eléctrica.

BIBLIOGRAFIA

- 1- Checa, Luis María, Líneas de Transporte de Energía, segunda edición, Marcombo Boixareu Editores, Barcelona, España, 1979.
- 2- Rural Electrification Administration, REA, Mechanical Design Manual, for Overhead Distribution Lines, USA, Department of Agriculture, IOWA, USA, 1987.
- 3- National Electrical Safety Code, NESC, ANSI C2-1990, IEEE, 2a. edición 1990, usa.
- 4- Equipo Eps, Instalaciones y Líneas eléctricas, Editorial Bruño Edebe, Barcelona, España, 1977.
- 5- Naciones Unidas, Manual de Normas Eléctricas para el Istmo Centroamericano, Volúmenes I, II, III, IV, 1976.
- 6- Estructuras Normalizadas de Subtransmisión y Distribución Primaria, Departamento de Estudios de Distribución, CEL, 1990.

CAPITULO IV. DETERMINACION DE VANOS MAXIMOS PARA ESTRUCTURAS CEL / NRECA PARA LINEAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA.

INTRODUCCION:

A través del diseño mecánico para líneas de distribución se puede calcular la flecha y tensiones en el conductor y también la resistencia estructural de la línea a través de los Momentos debidos al viento en el poste como en los conductores, lo que facilita el cálculo del Vano máximo permisible entre estructuras.

Pero no basta conocer el vano máximo estructural sino que, es necesario definir un método que facilite el diseño y construcción de las líneas de distribución para disminuir los costos a la vez que garantice la seguridad de la misma y sobre todo de los usuarios.

Con base a estos criterios de diseño de ingeniería eléctrica, se desarrollan los procedimientos generales para el Método de Estaqueo de líneas donde se describen entre otros, la selección de la ruta, limitaciones del vano, el procedimiento para el uso de la hoja de estaqueo, uso de tabla de estaqueo, uso de tablas de flechas y tensiones de conductores, todos estos parámetros están referidos a las normas de seguridad del NESC y al manual del Comité Regional de Normas Eléctricas del Istmo Centroamericano.

4.0 METODO DE ESTAQUEO PARA DISEÑO DE LINEAS ELECTRICAS. GENERALIDADES.

Luego que se ha seleccionado la ruta a seguir, se procede con el Estaqueo de la Línea y no es mas que una segmentación de la Línea en tramos mas pequeños a partir de la identificación y ubicación de los puntos de Control.

El propósito del Estaqueo de Líneas es la Evaluación de todas las condiciones ecológicas, terreno, técnica y factores económicos para diseñar las líneas de distribución rural, con la finalidad de obtener resultados satisfactorios en su construcción, con un mínimo costo, estableciendo así un eficaz desarrollo de la infraestructura eléctrica en el área rural.

En el Estaqueo se consideran las mediciones: de ángulos, distancias (Vanos), depresiones y elevaciones del terreno, alineamientos y manejo de estacas en sitios que parecen buenos lugares para ubicar los postes. También consiste en examinar las condiciones locales, y aplicar los criterios para esas condiciones con el fin de localizar la posición mas práctica para ubicar el poste y seleccionar las estructuras adecuadas para el posterior montaje.

Fundamentalmente este Método es la selección de los puntos en donde se ubicaran las estructuras mecánicas que sostendrán la red eléctrica.

El método de Estaqueo ofrece dentro de sus Ventajas:

- La seguridad de los moradores.
- Garantizar el libramiento de las Líneas.
- Facilidad en el mantenimiento y operación de las Líneas.
- Disminución del tiempo y del costo de la ejecución del diseño.
- Facilidad para los detalles de construcción de Líneas por medio de las hojas de Estaqueo.
- En corto tiempo se puede determinar la ruta de la Línea y hacer el diseño correspondiente.
- Acortar el tiempo entre el diseño y la construcción de Líneas. Es decir que se puede alcanzar mayor productividad; puesto que permite diseñar la línea, elaborar la hoja de estaqueo y construir casi de manera inmediata.
- Una buena relación de Costo beneficio.

4.1 SELECCION DE LA RUTA.

La definición de ruta es la selección de ruta de una línea eléctrica o camino donde pasara dicha línea desde su punto de origen (fuente) hasta donde se quiere llevar la energía: punto de llegada (carga).

El trazo de la línea requiere una cuidadosa investigación tanto en el campo, reconociendo el terreno e identificando puntos de control. De la buena selección de la ruta de línea dependerá en gran medida la magnitud de los costos de construcción y mantenimiento durante la vida útil de la línea.

Haciendo un recorrido preliminar se puede escoger la mejor ruta de línea, tratando que esta sea de fácil acceso para minimizar costos. Ellos son: costos de materiales, mano de obra y mantenimiento. Los alineamientos rectilíneos son los mas recomendados y mas económicos debido a que no necesitan retenciones pero no siempre se puede lograr, ya que por algunas situaciones o características de algunas zonas rurales, pueden haber tramos de difícil acceso y estos suelen aumentar los gastos en la construcción y en el mantenimiento de la línea.

La topografía del terreno es el factor importante cuando se selecciona la ruta, ya que de esto dependerá el mejor camino y el mas óptimo para la construcción de la línea.

La ruta de la línea, deberá considerar:

- * máxima seguridad a los usuarios de la línea.
- * previsión para futuros crecimientos.
- * facilidad para mantenimiento.
- * mínimo costo de operación.

- * confiabilidad.
- * mínimo costo de construcción.

Para definir la ruta de la línea se deberán hacer las consideraciones siguientes:

1. Reconocimiento del terreno.
2. Se debe hacer un recorrido y explorar la topografía del terreno para determinar las posibles rutas de la línea y así seleccionar la mejor ruta de la línea procurando un alineamiento rectilíneo de la misma.
3. Al evaluar la topografía del terreno, se debe considerar la cantidad y tipos de árboles a ser podados o cortados y las facilidades a obtenerse del derecho de vía por parte del usuario o propietario del terreno para el paso de la línea.
4. Deberá evaluarse las facilidades existentes en relación al punto de acometida, puntos de entrega y acceso de materiales para la instalación de las estructuras.
5. Evaluar la conveniencia de utilizar las estructuras existentes.
6. Identificar los puntos de control como:
 - Cruces de ríos.
 - Cruces de líneas férreas.
 - Cruces de carreteras.
 - Cruces de casas.
 - Cruces de líneas telefónicas.
 - Cruces de tuberías de agua.
 - Barrancos y colinas (depresiones y alturas).
 - Puntos requeridos para la unión de postes, transformadores y servicios de derivación.

El equipo que frecuentemente se usa para la inspección de la ruta es el siguiente:

- Vehículo automotor de doble tracción.
- Radios portátiles.
- Anteojos para protección del sol.
- Casco.
- Un mapa del lugar.
- Zapatos adecuados al terreno (tipo comando).
- Binoculares.
- Brújula.
- Machete.

4.2 PROCEDIMIENTOS GENERALES.

El levantamiento o Estaqueo de una línea de distribución es básicamente la determinación de las estructuras primarias y/o secundarias que en combinación con los tipos de postes y mejor ubicación, proporcionan un funcionamiento adecuado y que cumpla con todas las normas de seguridad y a un costo razonable.

Al estaquear una línea eléctrica de distribución rural se realizan los siguientes procedimientos:

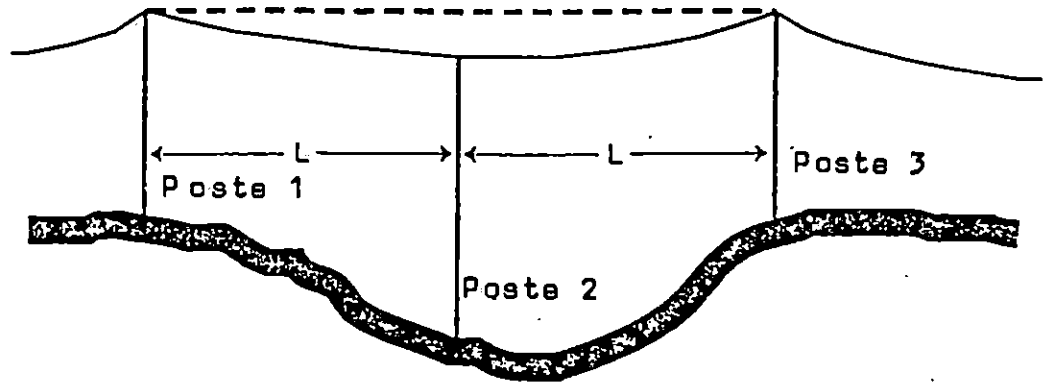
1. La reducción progresiva de la longitud total de la línea dentro de un longitud de segmentos mas pequeños, hasta que dichos segmentos sean tramos con vanos convenientes que puedan soportar los conductores y estructuras. La reducción es llevada a cabo primero determinando las longitudes de aquellos segmentos limitados por puntos obligados o de control. Estos segmentos formados por los puntos de control son después divididos dentro de vanos apropiados.
2. La división de la sección de línea, dentro de segmentos de alineamientos, se hacen lo mas largos posibles dentro de los límites permitidos por el derecho de vía de la línea y los esfuerzos que resiste tanto el conductor y estructuras.
3. Selección del Soporte apropiado para el montaje del conductor, requerido para cruces o cambios de dirección, si los hay, en cada punto de ubicación.
4. Determinación de la altura y clase de poste requerido para cruces y/o ángulos de línea, si los hay, en cada punto de ubicación, de acuerdo al tipo de estructura seleccionada para el montaje del conductor.
5. Determinación de la resistencia mecánica necesaria de la estructura, incluyendo requerimientos de ancla o retenidas.

4.3 LIMITACIONES DEL VANO

Existen varias limitaciones en cuanto a la separación de las estructuras (postes) en las líneas de Alta tensión (distribución), tal como se muestra en la figura 4.1: aquí se puede apreciar que, debido a la depresión del terreno se hace necesario instalar el poste No.2 en el centro del Vano, limitando así el Vano anterior entre el poste 1 y 3.

Para ejecutar un diseño en líneas de distribución es importante el factor económico y la economía redunda en el menor número de estructuras, por lo tanto al reducir el número de estructuras, el método de Estaqueo considera las limitaciones del vano tomando en cuenta el libramiento de los conductores.

FIG. 4.1 Limitaciones por libramiento (depressiones)



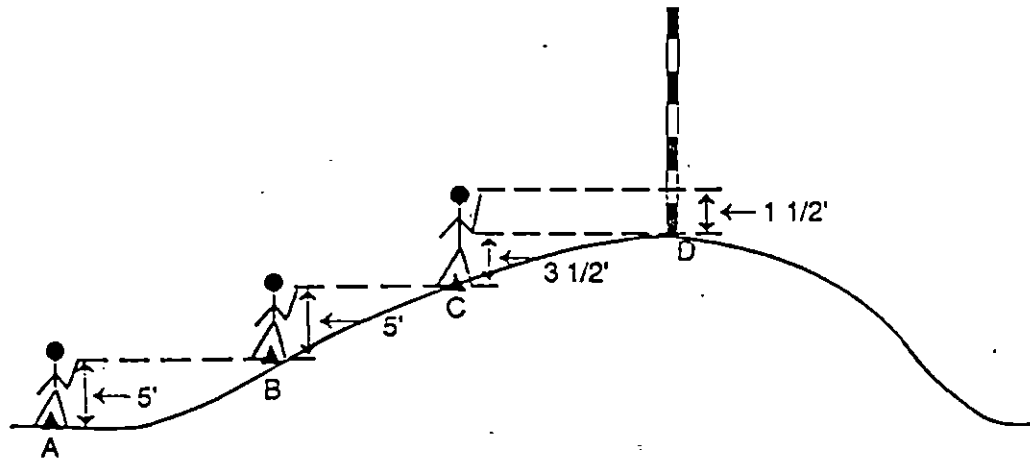
4.3.1 LIMITACIONES POR LIBRAMIENTO

Las limitaciones por libramiento depende principalmente de la topografía del terreno. Entenderemos por libramiento de línea y tierra como la distancia vertical del conductor a la superficie del terreno a lo largo de toda la línea; aunque también se debe considerar el libramiento respecto a otros, tales como: árboles, cruces de carreteras, zonas peatonales, caminos vecinales.

Es importante mencionar que la limitación del libramiento puede en varios casos no ser la limitante principal de la longitud del Vano ya que el Estaqueador dependiendo de su pericia y experiencia se puede alcanzar o disminuir el Vano ante la presencia de una elevación o depresión del terreno, según sea el caso.

En la figura 4.2 el estaqueador estima de una manera práctica la elevación del terreno en donde estará ubicada una posible estructura de la Línea.

FIG. 4.2 Elevación del terreno.



La elevación desde A a D es estimada sumando las diferentes vistas (A,B,C):

$$5' + 5' + 3.5 = 13.5'$$

Las distancias mínimas que se deben cumplir dependerán del tipo de línea. Para el caso una línea de Alta tensión con respecto a tierra, esta distancia depende fundamentalmente del nivel de voltaje de funcionamiento de la línea y del tipo de terreno (ya sea línea férrea, carretera, caminos vecinales y otros).

Una alternativa cuando el terreno no permite aumentar el Vano es utilizar postes mas altos y así se aumenta la distancia de línea a tierra, claro que al utilizar Postes mas altos suben los costos de la línea, pero podría ahorrar la cantidad de postes mas pequeños a utilizar al no considerar esta estructura.

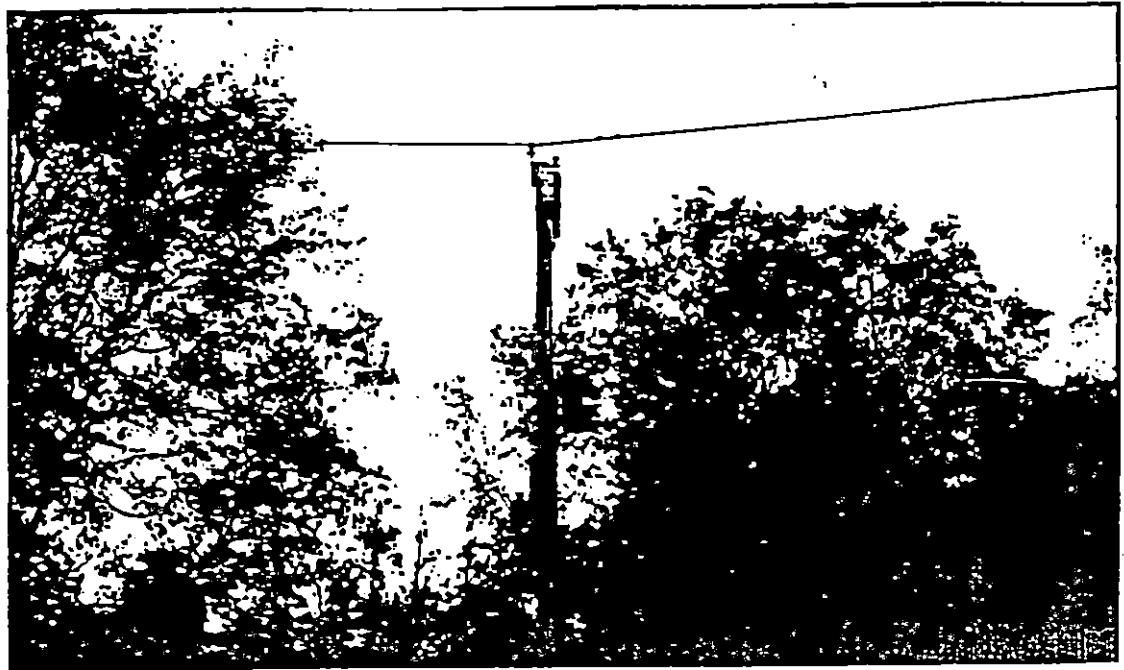
4.3.2 LIMITACIONES DEL VANO POR ESFUERZOS EN LOS POSTES

Los postes están sometidos a varias fuerzas ya sea por vientos en los conductores, vientos en el poste y fuerza debida al peso de los conductores y de herrajes, estas fuerzas tienen gran importancia ya que reducen la longitud del Vano debido a que, a mayor longitud del Vano, mayor es el esfuerzo que soporta el poste por la fuerza transversal que el viento ejerce sobre el conductor y al peso del conductor; por esta razón es de vital importancia analizar si el poste es capaz de

soportar los esfuerzos debidos a estas fuerzas, así como la resistencia del suelo al volteo. En nuestro país los postes mas utilizados son los postes de concreto.

En la figura 4.3 se muestra un poste sometido a una fuerza vertical axial que podría provocar un levantamiento del poste.

FIG. 4.3 Fuerzas verticales



4.4 DESCRIPCION DE LA HOJA DE ESTAQUEO:

La hoja de Estaqueo es una hoja de registro en la que se anotan todos los lugares donde se ubicaran las futuras estructuras componentes de una línea; así como toda la información necesaria para la construcción de una línea, eliminando así los planos tradicionalmente usados.

4.4.1 INFORMACION GENERAL:

Esta compuesto por el nombre del Proyecto: Un nombre asociado a la Jurisdicción del lugar para su ubicación en un plano geográfico.

4.4.2 INFORMACION TECNICA:

- * El circuito a conectarse
- * Tipo de línea: primaria o secundaria
- * Mapa No. y Hoja No.: Al estaquear una línea esta puede ser desarrollada en varias hojas, dependiendo de la longitud a estaquear.

- * En la columna "Punto": Se anota el número de la estaca correspondiente a la estructura ubicada en el plano de la hoja de estaqueo. Se utiliza una nomenclatura propia del Lugar en un orden correlativo de acuerdo se vaya estaqueando.

- * En la columna "Postes": Se describe las características físicas de los Poste: El tamaño; esto es la clase: mínimo esfuerzo cortante (clase 500, 750 ó 1000 lb./pulg²) y el tipo de ángulo de la línea en ese punto expresado en grados mecánicos.

- * El Tipo de Línea:

En las Columnas "Primaria" y "Secundaria": se refiere al Vano expresado en metros entre dos estructuras (anterior y actual) y la Unidad se refiere al tipo de estructura CEL-NRECA a utilizar. (ver anexo).

- * En la columna "Acometida": Es para el caso de un tendido secundario a un Usuario; se especificara el Vano en metros en las estructuras que se derive una acometida.

La cantidad en metros: es la distancia de la estructura a la acometida. La Unidad: es el tipo y calibre de conductor a utilizar en la acometida.

- * En la columna "Conductor" se especifica el tipo y calibre de conductor a utilizar en la línea.

- * En la columna "Tierra": se refiere al tipo de varilla de tierra a utilizar según estructuras CEL-NRECA.

- * En la columna "Retenidas": Ya sea para una estructura de remate o casos que lo ameriten (con ángulos); se especifica la cantidad de retenidas, Unidad: tipo de retenidas (según estructuras CEL-NRECA), cantidad en metros y su ubicación en el terreno.

- * En la columna "Anclaje": Se especifica la Cantidad de anclas a utilizar en la estructura y en Unidad: el tipo de ancla según estructuras CEL-NRECA.

- * En la columna "Misceláneas": se colocara información adicional de ser necesaria.

- * En la Columna "Derecho de Vía": se especificara una marca de control (x) con el objetivo de solicitar al dueño del terreno el derecho de vía en su terreno para pasar con el tendido eléctrico.

* En la columna "Observaciones": Se colocara cualquier información vital que sirva al diseñador para la construcción de la línea.

En la parte inferior aparece información de carácter general:

* Página No...: Se refiere a un número de hoja de Estaqueo. DE...: Numero total de hojas de estaqueo.

* Nombre del Estaqueador, Nombre de quien reviso y construyo expresado en el tiempo (fechas), así como referencias orientadas a estándares sobre las estructuras (unidad existente, retirada, reemplazada).

* El Vano regulador: para el País el vano regulador es de 135 mts; dato tomado de las tablas de estaqueo.

* El conductor ya sea este para línea primaria o secundaria especificando la cantidad en metros, el tipo de conductor (calibre) así como el tipo de Línea (Voltaje).

* Espacio en Blanco:

El Estaqueador utiliza de primer momento el espacio en blanco en la parte izquierda superior de la hoja de Estaqueo, tomando en cuenta los puntos cardinales de referencia (el norte). Ubicando el punto de partida se hace referencia a las tablas de Estaqueo.

En este espacio se utiliza para dibujar a mano alzada la línea, a medida que se va estaqueando.

Toda la información anterior descrita forma parte de una Hoja de Estaqueo la cual se presenta a continuación en la figura 4.4

4.5 DESCRIPCION DE LAS TABLAS DE ESTAQUEO

Las tablas de Estaqueo permiten el diseño de líneas de una forma práctica en el campo, siendo la herramienta principal del Estaqueador para el diseño de líneas.

Para utilizar las tablas de Estaqueo deben cumplirse los siguientes requerimientos:

- * El libramiento (distancia mínima del conductor de fase a tierra).
- * Máxima temperatura de operación de los conductores (para fase y neutro) en grados centígrados.
- * Esfuerzos máximos que soporta el poste, tipos de postes.
- * Separación mínima permitida entre fases y fase y neutro. (esta separación puede ser horizontal y vertical utilizando la mas crítica de ambas).
- * Tipo de conductor.
- * Distancia a las cuales se colocan las retenidas.
- * El uso de las tablas:

a) "Zona de peatones y area donde existe probabilidad mínima que vehículos o personas montadas a caballo cruzan bajo la línea."

b) "Dentro de límites de carreteras, en zonas urbanas; cualquier cruce de caminos; y donde hay probabilidad que vehículos o personas montadas a caballo cruzan bajo la línea."

Los datos generales de las tablas de estaqueo son:

- 3 conductores fase con cable ACSR #2 SPARROW
- 1 conductor neutro con cable ACSR #2 SPARROW

Las tablas presenta un rango de longitudes de vanos máximos permitiéndose entre dos estructuras del mismo tipo (verticales y horizontales).

En la tabla; el libramiento considera las elevaciones y depresiones que existen en el terreno comprendido entre 2 postes continuos.

Las depresiones o elevaciones del terreno se consideran al centro o un cuarto de distancia del Vano, ya que es donde ocurre generalmente el libramiento crítico.

Los Vanos máximos están determinados para postes de 10.60 metros y 12 metros, que son los mas utilizados para zonas rurales.

Esta tabla es importante en el Estaqueo, ya que con ella se encuentra el Vano que puede aplicarse y con las tablas subsiguiente se comprueba si se puede utilizar este Vano o se tendrá que reducir porque no cumple las otras limitaciones del vano.

4.5.1 USO DE LA TABLA DE ESTAQUEO.

La ventaja del uso de las tablas de Estaqueo es su rapidez, confiabilidad y facilidad de su uso para lo cual se explica su uso a continuación: (ver fig 4.5 y 4.6).

1. Determinar el tipo de terreno donde se ubicaran las estructuras utilizando la tabla apropiada, considerando el número de conductores.
2. Formarse una idea rápida de la flecha y tensión del cable con respecto al cambio de temperatura para lo cual se debe conocer el rango de variación de la temperatura del lugar donde se instalara la línea.
3. Escoger el Vano máximo permisible que cumpla el libramiento necesario, considerando las depresiones o elevaciones del terreno.

En la figura 4.5 y 4.6, se muestran dos hojas de Estaqueo, conteniendo información como la descrita en el numeral 4.5

	PHASE	NEUTRAL
CONDUCTOR DESC.	#2 (6/1 ACSR) SPARROW	#2 (6/1 ACSR) SPARROW
MAX. OPERATING TEMP.	55. DEGREES C	50. DEGREES C
BASIC GROUND CLEAR.	5.5 METERS	4.6 METERS
DESIGN TENSION	4403. N (34.7%)	4403. N (34.7%)

135. METER RULING SPAN

LIGHT LOADING DISTRICT

FOR USE WITH A1,B1,C1 TYPE ASSEMBLIES

NEUTRAL POSITION: CEL (1.42M)

10.60 METER POLES			12.00 METER POLES		
QUARTER POINT OF SPAN	CENTER OF SPAN	SPAN LENGTH	CENTER OF SPAN	QUARTER POINT OF SPAN	UPLIFT FACTOR
1.9	1.6	99.	2.9	3.2	1.9
1.8	1.4	107.	2.7	3.0	2.2
1.6	1.2	114.	2.5	2.9	2.6
1.5	1.0	121.	2.3	2.7	2.9
1.3	.8	127.	2.1	2.6	3.2
1.2	.6	133.	1.9	2.4	3.6
1.0	.4	139.	1.7	2.3	3.9
.9	.2	145.	1.5	2.1	4.3
.7	LEVEL .0	150.	1.3	2.0	4.6
.6	-.2	155.	1.1	1.8	5.0
.4	-.4	160.	.9	1.7	5.3
.3	-.6	165.	.7	1.5	5.7
.1	-.8	170.	.5	1.4	6.0
.0	-1.0	174.	.3	1.2	6.4
-.2	-1.2	179.	.1	1.1	6.7
-.3	-1.4	183.	-.1	.9	7.1
-.5	-1.6	188.	-.3	.8	7.4
-.6	-1.8	192.	-.5	.6	7.8
-.8	-2.0	196.	-.7	.5	8.1
-.9	-2.2	200.	-.9	.3	8.5
-1.1	-2.4	204.	-1.1	.2	8.8
-1.2	-2.6	208.	-1.3	.0	9.2
-1.4	-2.8	211.	-1.5	-.1	9.5
-1.5	-3.0	215.	-1.7	-.3	9.9
-1.7	-3.2	219.	-1.9	-.4	10.2
-1.8	-3.4	222.	-2.1	-.6	10.6
-2.0	-3.6	226.	-2.3	-.7	10.9
-2.1	-3.8	229.	-2.5	-.9	11.2
-2.3	-4.0	233.	-2.7	-1.0	11.6
-2.4	-4.2	236.	-2.9	-1.2	11.9
-2.6	-4.4	240.	-3.1	-1.3	12.3

USO:
 Zona de peatones y areas donde existe probabilidad minima que vehiculos o personas montadas a caballo cruzan bajo la linea.

ALL DISTANCES ARE IN METERS

TABLE INCLUDES A .3 METER STAKING AND CONSTRUCTION TOLERANCE IN ADDITION TO THE BASIC CLEARANCES

TABLE INCLUDES A .3 METER UPLIFT FACTOR TOLERANCE

FIGURA 4.5

	PHASE	NEUTRAL
CONDUCTOR DESC.	#2 (6/1 ACSR) SPARROW	#2 (6/1 ACSR) SPARROW
MAX. OPERATING TEMP.	55. DEGREES C	50. DEGREES C
BASIC GROUND CLEAR.	6.1 METERS	5.5 METERS
DESIGN TENSION	4403. N (34.7%)	4403. N (34.7%)

135. METER RULING SPAN

LIGHT LOADING DISTRICT

FOR USE WITH A1, B1, C1 SEC TYPE ASSEMBLIES

NEUTRAL POSITION: CEL(1.42M) SEC(2.32)

10.60 METER POLES			12.00 METER POLES		
QUARTER POINT OF SPAN	CENTER OF SPAN	SPAN LENGTH	CENTER OF SPAN	QUARTER POINT OF SPAN	UPLIFT FACTOR
.7	.6	50.	1.9	1.9	.2
.5	.4	69.	1.7	1.8	.7
.4	.2	84.	1.5	1.6	1.2
.2	LEVEL .0	96.	1.3	1.5	1.7
.1	-.2	107.	1.1	1.3	2.2
-.1	-.4	113.	.9	1.2	2.5
-.2	-.6	120.	.7	1.0	2.9
-.4	-.8	126.	.5	.9	3.2
-.5	-1.0	132.	.3	.7	3.5
-.7	-1.2	138.	.1	.6	3.9
-.8	-1.4	144.	-.1	.4	4.2
-1.0	-1.6	150.	-.3	.3	4.6
-1.1	-1.8	155.	-.5	.1	5.0
-1.3	-2.0	160.	-.7	.0	5.3
-1.4	-2.2	165.	-.9	-.2	5.7
-1.6	-2.4	170.	-1.1	-.3	6.1
-1.7	-2.6	175.	-1.3	-.5	6.4
-1.9	-2.8	180.	-1.5	-.6	6.8
-2.0	-3.0	185.	-1.7	-.8	7.2
-2.2	-3.2	190.	-1.9	-.9	7.6
-2.3	-3.4	194.	-2.1	-1.1	8.0
-2.5	-3.6	199.	-2.3	-1.2	8.4
-2.6	-3.8	203.	-2.5	-1.4	8.7
-2.8	-4.0	207.	-2.7	-1.5	9.1
-2.9	-4.2	212.	-2.9	-1.7	9.5
-3.1	-4.4	216.	-3.1	-1.8	9.9

USO:
 Dentro limites de carrateras en zonas urbanas; cualquier cruce de camino; y donde hay probabilidad que vehiculos y personas montadas a caballo cruzan bajo la linea.

FIGURA 4.6

ALL DISTANCES ARE IN METERS

TABLE INCLUDES A .3 METER STAKING AND CONSTRUCTION TOLERANCE
 IN ADDITION TO THE BASIC CLEARANCES
 TABLE INCLUDES A .3 METER UPLIFT FACTOR TOLERANCE

4.6 TABLA DE FLECHAS Y TENSIONES:

En esta tabla (tabla 4.1) se encuentran los valores de flechas y tensiones iniciales y finales a diferentes temperaturas. Esta tabla es la base para encontrar la tabla de libramientos. El objetivo de esta tabla es de dar una idea al estaqueador del comportamiento de la flecha con respecto a la temperatura.

**TABLA 4.1
FLECHAS Y TENSIONES.**

Datos de diseño:

Vano de regulación : 135 mts.
Zona de carga : Liviana.

Temperatura grados	Viento Kg/m ²	peso Kg/m	CONDICIONES			
			INICIAL		FINAL	
			flecha mts.	tensión Kg.	flecha mts.	tesión Kg.
-1	44	.452	2.23	462	2.09	494
5	44	.378	2.13	404	1.92	449
5	29	.272	1.80	344	1.54	403
15	29	.272	1.98	314	1.65	374
-29	0	.136	0.73	422	0.66	472
-20	0	.136	0.83	375	0.70	441
-18	0	.136	0.85	364	0.72	433
-5	0	.136	1.03	302	0.80	386
-1	0	.136	1.09	284	0.83	371
10	0	.136	1.29	240	0.94	329
15	0	.136	1.39	222	1.00	311
25	0	.136	1.61	192	1.13	274
32	0	.136	1.78	174	1.24	249
40	0	.136	1.96	159	1.38	224
50	0	.136	2.18	142	1.58	196
55	0	.136	2.30	135	1.69	183
75	0	.136	2.49	124	2.14	145
100	0	.136	2.74	113	2.68	116

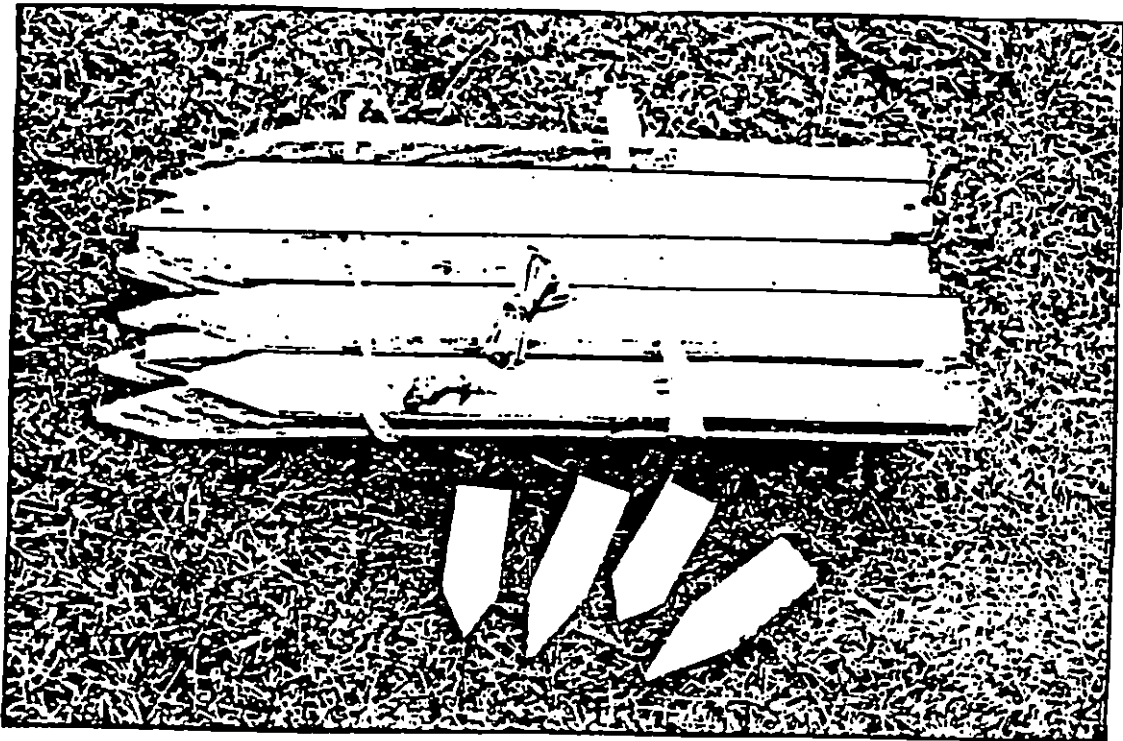
4.7 ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA CONSTRUCCION DE LINEAS DE DISTRIBUCION, APLICADO AL METODO DE ESTAQUEO.

4.7.1 ESTAQUEO DE LINEAS.

La utilización de los postes y anclas en el sitio de construcción es señalada normalmente por medio estacas, en algunas ocasiones se pintan de color llamativo (rojo o amarillo) y se numeran apropiadamente. La numeración es ascendente antecediendola dos letras que identifican el proyecto para el caso "BO1", significa que es el poste número uno del proyecto Boquerón.

En el caso de señalamiento de postes, la estaca indica la posición del centro de éste, la cual el constructor debe remover para iniciar la excavación. En lo referente al señalamiento de anclas, la posición de la estaca es el lugar donde debe perforarse el agujero para el ancla; teniendo en cuenta la longitud de la varilla, la altura del poste y que el canal que alojará la varilla seguirá una dirección radial con respecto al poste.

FIGURA 4.7



En la figura 4.7 se muestran un grupo de estacas de diferentes tamaños, que usualmente son de madera utilizadas para estaquear una línea.

4.7.2 EMPOTRAMIENTOS.

Los empotramientos deben ser suficientemente amplios para permitir el uso de apisionadores a todo el derredor del poste en la profundidad completa del agujero.

En terrenos inclinados (laderas) la profundidad del agujero siempre será medida desde el lado más bajo del borde del mismo.

En terrenos donde el agujero es vertical, con diámetro uniforme a todo lo largo y que permita el uso de barras en toda su profundidad, usarán las siguientes medidas de empotramiento, tal como se muestra en la tabla 4.2 (TOMADO DEL MANUAL DE ESTAQUEO DE LA NRECA.)

Tabla 4.2

---ALTIMA POSTES---		EMPOTRAMIENTO (Mts)	
PIES	METROS	ROCA	TIERRA
25	7.62	1.20	1.50
30	9.14	1.20	1.50
35	10.67	1.30	1.70
40	12.19	1.50	1.80
45	13.71	1.70	2.10
50	15.24	1.70	2.30

Una forma empírica de calcular la profundidad de empotramiento es obtener el 10% de la longitud del poste en metros y a este resultado se le suma 70 centímetros (10% de la longitud en pies + 2 pies).

Profundidad = 10% Longitud en metros + 0.70 metro

CARACTERÍSTICAS DE POSTE DE CONCRETO.

(tomada del manual de Estaqueo de la Nreca)

En la tabla 4.3 se muestra las características físicas de los postes de concreto más utilizados en la construcción de líneas de distribución eléctrica en nuestro país

CARACTERISTICAS DE POSTE DE CONCRETO

Longitud		Diámetro Exterior		Factor		Peso
Mts.	Pies	Cúspide Cm.	Base Cm.	Clase	Segur.	Poste C.
7.62	(25')	16.5	28.0	500	2/1	1,200
9.14	(30')	16.5	30.0	500	2/1	1,650
10.67	(35')	16.5	32.5	500	2/1	1,900
12.19	(40')	20.9	34.5	750	2/1	2,450
13.71	(45')	20.9	38.0	1000	2/1	3,400

ALTURA UTIL

Ple	Longitud		Altura Util (Mts.)	
	Mts.		Roca	Tierra
25	7.62		6.42	6.12
30	9.14		7.94	7.64
35	10.67		9.37	8.97
40	12.19		10.69	10.39
45	13.71		12.01	11.61
50	15.74		14.04	13.44

TABLA 4.3

Características del poste de madera (pino amarillo del sur):
 tabla 4.4

TABLA 4.4

---LONGITUD---		CLASE	DIAM. EXTERIOR (cm)		PESO (lbs)
Mts.	Pies		Cúspide	Base	PROMEDIO
7.62	25	7	38.1	55.1	440
9.14	30	6	43.2	63.7	600
10.67	35	5	48.2	73.6	860
12.19	40	5	48.2	78.7	1059
13.71	45	4	53.3	88.6	1444

Cuando se utilicen postes de madera tratada, se deben escoger postes de madera grandes y de fibra fina para los puntos en que haya que montar transformadores y en donde haya ángulos y remates.

Los postes deben quedar perfectamente bien alineados para la colocación de la estructura según el montaje que corresponda. Cada poste debe quedar y mantenerse a plomo después de terminada la construcción.

Después de colocados y alineados debidamente los postes, los huecos se rellenarán con material adecuado y serán bien apisonados en capas de no más de 15 cm. de espesor. En caso de que el material extraído del hueco no sea adecuado para la compactación, el constructor deberá obtener y acarrear material apropiado para esto, que en algunos casos podrá ser concreto.

En los sitios poblados, el constructor se encargará de que el lugar en que se instaló la unidad quede limpio. Libre de desechos y materiales sobrantes. Si dicho lugar fuera una acera u otro tipo de área cementada, es responsabilidad del constructor que después del trabajo, el área quede debidamente reparada.

En aquellos casos en que se requiera más de un poste para la misma estructura, éstos deberán quedar con sus cúspides a la misma altura. En terrenos fangosos deberá colocarse una base para el poste, para cualquier tipo de poste a utilizar.

4.7.3 VARILLAS PARA TIERRA.

Se instalarán varillas de polarización en aquellos postes que indique la instalación de equipos. La varilla para tierra deberá instalarse a una distancia de 0.60 cm. del poste y su extremo superior deberá quedar a 0.30 cm. abajo del nivel del terreno.

4.7.4 ANCLAJE.

El constructor debe asegurarse de que los anclajes desarrollen efectivamente la resistencia necesaria, para lo cual usará el material de relleno adecuado. Luego de el que ancla ha sido colocada en el agujero, éste deberá rellenarse con una capa de piedra de 60 cm. de espesor, compresionarse y después taparse con tierra.

La varilla del ancla deberá quedar colocada de tal manera que el guardacabo no sobresalga más de 15 cm. ni menos de 10 cm. del nivel del terreno.

Cuando por las condiciones del terreno se justifique, el constructor deberá corregir, transportar, mezclar y variar los distintos componentes (cemento, piedra, arena, y agua), para producir un empotramiento en concreto de buena calidad a un poste o anclaje. La proporción de cemento, arena y piedra debe ser 1, 4 y 4 partes respectivamente.

4.7.5 ARMADO DE ESTRUCTURAS.

El diseño de los diferentes tipos de estructuras se muestra en los dibujos anexos en este manual. Todas las estructuras quedarán bien acabadas y se armarán de acuerdo con los detalles mostrados en los dibujos.

Los dibujos incluidos en estas especificaciones son los típicos de las estructuras que deben construirse.

El constructor deberá cuidar de armar las estructuras usando los agujeros correctos del poste para cada montaje en particular. Es aconsejable armar las estructuras antes de la erección del poste.

Las tuercas, contratuercas y arandelas de presión deben ser apretadas adecuadamente. Las estructuras que vayan en ángulos deben quedar alineados con la bisectriz del mismo.

Los pernos que por sobresalir más de 5 centímetros, dificulten la instalación apropiada de tuercas de ojo, aisladores, etc., y no se disponga de pernos que puedan ser suministrados en un plazo relativamente corto, deberán ser cortados a la longitud necesaria, y los cortes deberán ser pintados con anticorrosivo y pintura de aluminio.

A los postes de madera se les deberá perforar únicamente los agujeros necesarios para instalar los pernos que correspondan

a cada montaje.

Los aisladores al instalarse, deben limpiarse completamente de polvo, basura, etc., con el fin de evitar al máximo las probabilidades de arcos eléctricos por contaminación.

4.7.6 RETENIDAS.

Las retenidas deben ser instaladas antes del tendido de los conductores. Se instalarán retenidas con cable de acero en los postes indicados en los planos o hojas de estaqueo, los montajes se harán de acuerdo con los detalles mostrados en los dibujos.

La longitud de las retenidas mostradas en los dibujos es únicamente una ilustración. En las obras bajo construcción el contratista deberá cortar cada una de acuerdo a las condiciones propias del terreno, altura de poste, espacio disponible, etc.,

El constructor deberá asegurarse de que las retenidas desarrollen efectivamente la tensión necesaria. En los casos de anclajes con varias retenidas, todas deberán quedar trabajando en forma efectiva.

Para la instalación de la retenida en un poste de madera, se deberá hacer la perforación en el poste únicamente de los agujeros necesarios para instalar los pernos.

4.7.7 TENDIDO DE CONDUCTORES.

Cada carrete de conductor deberá ser examinado y el cable inspeccionado en busca de cortaduras, dobleces u otros daños. El constructor evitará en todo momento que el conductor sea arrastrado por el suelo o sobre otros objetos (cercas, portones, etc.,) y que sea aplastado por vehículo o pisoteados por ganado.

Los conductores se tendrán utilizando poleas previamente colocados, por las cuales se deslizará el conductor, y se tendrá especial cuidado de que a éste no se le ocasionen raspaduras ni se le retuerza.

En las obras por contrato, si los conductores se dañan por mal manejo o utilización de mordazas inadecuadas, el contratista tendrá que repararlos o reemplazarlos, bajo su cuenta, de manera satisfactoria par el inspector.

Todas las reparaciones deberán ser efectuadas antes del tensado de los conductores.

4.7.8 TENSADO DE CONDUCTORES.

Una vez tendido el conductor se utilizará la tabla flechado inicial para darle la tensión definitiva. Los conductores se tensarán siguiendo el procedimiento y las gráficas o tablas que suministre el diseñador.

En caso de que el supervisor dude de la tensión que se le haya dado a algún tramo de línea o si considera que las flechas no son las adecuadas, podrá ordenar al contratista la comprobación por medio de un dinamómetro que podrá ser suministrado por el inspector, o comprobar de forma práctica si la tensión es la adecuada utilizando el método del tiempo de desplazamiento de una onda que se produce en el conductor por un tirón.

La tabla 4.5 mencionada se muestra en la siguiente página

TENSADO DE CONDUCTORES.

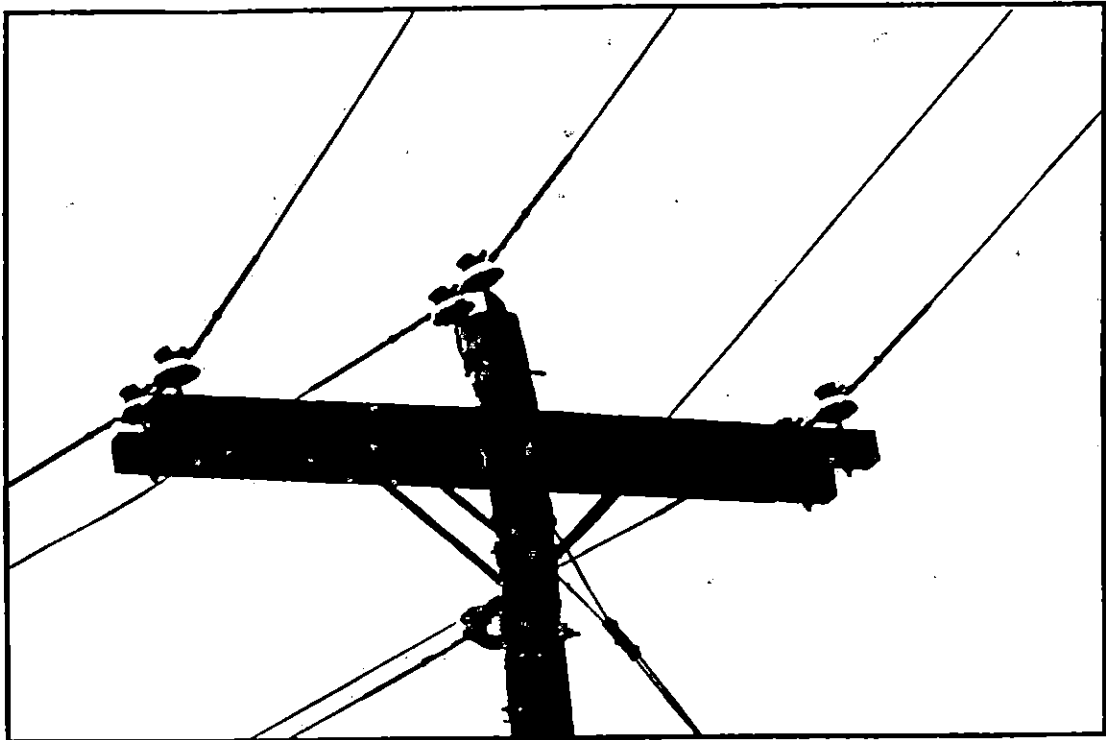


TABLA No. 4.5
FLECHADO POR TIEMPO.

		--REGRESO DE LA ONDA--					--REGRESO DE LA ONDA--		
		3a.	5a.	10a.			3a.	5a.	10a.
		VEZ	VEZ	VEZ			VEZ	VEZ	VEZ
METROS	PULGADA	seg.	seg.	seg.	METROS	PULGADA	seg.	seg.	seg.
0.100	4	1.7	2.9	5.7	1.500	59	6.6	11.1	22.1
0.125	5	1.9	3.2	6.4	1.525	60	6.7	11.1	22.3
0.150	6	2.1	3.5	7.0	1.550	61	6.7	11.2	22.5
0.175	7	2.3	3.8	7.6	1.575	62	6.8	11.3	22.7
0.200	8	2.4	4.0	8.1	1.600	63	6.9	11.4	22.8
0.225	9	2.6	4.3	8.6	1.625	64	6.9	11.5	23.0
0.250	10	2.7	4.5	9.0	1.650	65	7.0	11.6	23.2
0.275	11	2.8	4.7	9.5	1.675	66	7.0	11.7	23.4
0.300	12	3.0	4.9	9.9	1.700	67	7.1	11.8	23.5
0.325	13	3.1	5.1	10.3	1.725	68	7.1	11.9	23.7
0.350	14	3.2	5.3	10.7	1.750	69	7.2	12.0	23.9
0.375	15	3.3	5.5	11.1	1.775	70	7.2	12.1	24.1
0.400	16	3.4	5.7	11.4	1.800	71	7.3	12.2	24.2
0.425	17	3.5	5.9	11.8	1.825	72	7.3	12.3	24.2
0.450	18	3.6	6.1	12.1	1.850	73	7.4	12.4	24.6
0.475	19	3.7	6.2	12.4	1.875	74	7.4	12.4	24.7
0.500	20	3.8	6.4	12.8	1.900	75	7.5	12.5	24.9
0.525	21	3.9	6.5	13.1	1.925	76	7.5	12.6	25.1
0.550	22	4.0	6.7	13.4	1.950	77	7.6	12.7	25.2
0.575	23	4.1	6.8	13.7	1.975	78	7.6	12.8	25.4
0.600	24	4.2	7.0	14.0	2.000	79	7.7	12.8	25.5
0.625	25	4.3	7.1	14.3	2.025	80	7.7	12.9	25.7
0.650	26	4.4	7.3	14.6	2.050	81	7.8	13.0	25.9
0.675	27	4.5	7.4	14.8	2.075	82	7.8	13.1	26.0
0.700	28	4.5	7.6	15.1	2.100	83	7.9	13.1	26.2
0.725	29	4.6	7.7	15.4	2.125	84	7.9	13.2	26.3
0.750	30	4.7	7.8	15.6	2.150	85	7.9	13.2	26.5
0.775	31	4.8	7.9	15.9	2.175	86	8.0	13.3	26.6
0.800	31	4.8	8.1	16.2	2.200	87	8.0	13.4	26.8
0.825	32	4.9	8.2	16.4	2.225	88	8.1	13.5	26.9
0.850	33	5.0	8.3	16.6	2.250	89	8.1	13.5	27.1
0.875	34	5.1	8.4	16.9	2.275	90	8.2	13.6	27.2
0.900	35	5.1	8.6	17.1	2.300	91	8.2	13.7	27.4
0.925	36	5.2	8.7	17.4	2.325	92	8.3	13.8	27.5
0.950	37	5.3	8.8	17.6	2.350	93	8.3	13.8	27.7
0.975	38	5.3	8.9	17.8	2.375	94	8.3	13.9	27.8
1.000	39	5.4	9.0	18.1	2.400	94	8.4	14.0	28.0
1.025	40	5.5	9.1	18.3	2.425	95	8.4	14.1	28.1
1.050	41	5.6	9.3	18.5	2.450	96	8.5	14.1	28.3
1.075	42	5.6	9.4	18.7	2.475	97	8.5	14.2	28.4
1.100	43	5.7	9.5	18.9	2.500	98	8.6	14.3	28.6
1.125	44	5.7	9.6	19.2	2.525	99	8.6	14.3	28.7
1.150	45	5.8	9.7	19.4	2.550	100	8.7	14.4	28.8
1.175	46	5.9	9.8	19.6	2.575	101	8.7	14.5	29.0
1.200	47	5.9	9.9	19.8	2.600	102	8.7	14.6	29.1
1.225	48	6.0	10.0	20.0	2.625	103	8.8	14.6	29.3
1.250	49	6.1	10.1	20.2	2.650	104	8.8	14.7	29.4
1.275	50	6.1	10.2	20.4	2.675	105	8.9	14.8	29.5
1.300	51	6.2	10.3	20.6	2.700	106	8.9	14.8	29.7
1.325	52	6.2	10.4	20.8	2.725	107	8.9	14.9	29.8
1.350	53	6.3	10.5	21.0	2.750	108	9.0	15.0	29.9
1.375	54	6.4	10.6	21.2	2.775	109	9.0	15.0	30.1
1.400	55	6.4	10.7	21.4	2.800	110	9.1	15.1	30.2
1.425	56	6.5	10.8	21.6	2.825	111	9.1	15.2	30.3
1.450	57	6.5	10.9	21.7	2.850	112	9.1	15.2	30.5
1.475	58	6.6	11.0	21.9	2.875	113	9.2	15.3	30.6

TABLA No. 4.6
 FLECHAS INICIALES PARA CONDUCTOR #2 SPARROW
 VANO REGULADOR 135 MTS.

	GRADOS CENTIGRADOS ->												
	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
VANO	441	423	404	386	367	348	329	311	292	274	257	241	224
MTS	FLECHA DEL CONDUCTOR EN METROS->												
100	0.39	0.40	0.42	0.44	0.47	0.49	0.52	0.55	0.59	0.62	0.67	0.71	0.76
105	0.43	0.45	0.47	0.49	0.51	0.54	0.57	0.61	0.65	0.68	0.74	0.79	0.84
110	0.47	0.49	0.51	0.53	0.56	0.59	0.63	0.67	0.71	0.75	0.81	0.86	0.92
115	0.51	0.53	0.56	0.58	0.62	0.65	0.68	0.73	0.78	0.82	0.88	0.94	1.00
120	0.56	0.58	0.61	0.63	0.67	0.71	0.74	0.79	0.84	0.89	0.96	1.03	1.09
125	0.60	0.63	0.66	0.69	0.73	0.77	0.81	0.86	0.92	0.97	1.04	1.11	1.19
130	0.65	0.68	0.71	0.74	0.79	0.83	0.87	0.93	0.99	1.05	1.13	1.21	1.28
135	0.70	0.74	0.77	0.80	0.85	0.90	0.94	1.01	1.07	1.13	1.22	1.30	1.38
140	0.76	0.79	0.83	0.86	0.91	0.96	1.01	1.08	1.15	1.22	1.31	1.40	1.49
145	0.81	0.85	0.89	0.93	0.98	1.03	1.09	1.16	1.23	1.30	1.40	1.50	1.60
150	0.87	0.91	0.95	0.99	1.05	1.11	1.16	1.24	1.32	1.40	1.50	1.60	1.71
155	0.93	0.97	1.01	1.06	1.12	1.18	1.24	1.32	1.41	1.49	1.60	1.71	1.82
160	0.99	1.03	1.08	1.13	1.19	1.26	1.32	1.41	1.50	1.59	1.71	1.83	1.94
165	1.05	1.10	1.15	1.20	1.27	1.34	1.41	1.50	1.60	1.69	1.82	1.94	2.07
170	1.11	1.17	1.22	1.27	1.35	1.42	1.49	1.59	1.69	1.79	1.93	2.06	2.19

En todo momento del proceso de tensado, el constructor deberá consultar los datos proporcionados por el supervisor. Ver tabla 4.6

Después de dársele la tensión definitiva, los conductores colgarán de las poleas como mínimo dos horas antes de ser amarrados a los aisladores, para permitir que se igualen las tensiones en los diferentes vanos del tramo a tensar.

En la operación de halado y tensado, el constructor deberá tener personal suficiente en la obra para vigilar este trabajo. Estos guardalíneas deberán tener comunicación inmediata con el punto desde donde se esté tensando, para ordenar en cualquier momento el paro de la operación por existir eventuales problemas con el deslizamiento del conductor.

El constructor deberá, después del tensado, colocar las varillas de protección preformadas o conformadas en el conductor.

Para líneas con vanos superiores a 180 metros, adicionales se deberán tomar las siguientes medidas:

- a) En todo momento del proceso de tensado, el constructor deberá consultar los datos proporcionados por el supervisor.
- b) Si al comparar la información proporcionada por el supervisor con los datos reales de tensión y flecha que el constructor estime correctos, estas discrepen considerablemente, el constructor deberá avisar de inmediato al inspector para que éste, dé la solución para tensar la línea.
- c) Si existiera alguna variación, ésta debe corregirse por luego sujetar el cable.

4.7.9 APERTURAS, REMATES, DERIVACIONES.

En las aperturas y remates, el constructor dejará colas de 2 metros de longitud de conductor para proceder a realizar los puentes correspondientes, luego de haber aprobado el inspector la tensión de los conductores.

Todos los empalmes y reparaciones deben quedar a más de 7.5 metros de las estructuras. No se usarán empalmes ni reparaciones en vanos mayores de 200 metros.

No podrá hacerse más de un empalme por conductor por vano.

Los conectores y grapas deberán ser apretados debidamente con herramientas y dados apropiados.

4.7.10 CLAROS Y DISTANCIAS MINIMAS.

Se deben respetar los siguientes claros y distancias mínimas:

- a) Libramientos del conductor, de acuerdo al voltaje de operación y a la superficie sobre la que pasa (ver tabla 4.7.)
- b) Entre conductores y edificios u otras instalaciones,

excepto puentes. (ver tabla 4.8.)

c) Separación vertical y lateral entre el conductor y las superficies que lo soportan (ver tabla 4.9.)

d) Entre soportes de conductores de suministro de energía y de comunicación (ver tabla 4.10.)

4.7.11 DERECHO DE PASO

El derecho de paso consiste en una franja de terreno, por debajo de las líneas eléctricas y siguiendo la ruta de las mismas, mas una franja de terreno razonable desde los caminos públicos que sirven de acceso a ellas, para poder llevar a cabo las actividades de construcción y mantenimiento de las líneas eléctricas. El ancho de dicha franja para las líneas de distribución será de 10 metros.

Cuando el derecho de paso atraviese tierras cultivadas, el constructor deberá limitar el movimiento de sus cuadrillas y equipo, de manera que cause el menor daño posible al cultivo, huerto o propiedad y deberá hacer lo posible por no dañar los terrenos. Todas las cercas que sean abiertas o movidas durante la construcción del proyecto deberán ser reemplazadas a la misma condición en que se encontraban.

Los constructores no serán responsables por pérdidas o daños a los cultivos, huertas o propiedades dentro del derecho de paso necesario para la construcción y no causados por negligencias. Los constructores pagaran por su cuenta, todos los daños que, fuera del derecho de paso ocasionen en las propiedades, originados por la construcción de la obra en cultivos, árboles, cercas, caminos, etc.

4.7.12 LIMPIEZA DEL DERECHO DE PASO

La limpieza del derecho de paso será la mínima indispensable y deberá ser previamente autorizada por la supervisión. Los deshechos, ramas y basura serán rápidamente dispuestos por cualquiera de los siguientes métodos, según lo indique el ingeniero inspector:

- a) removidos a la vecindad del derecho de paso.
- b) retirados a un lado del derecho de paso de tal manera que no obstruyan los caminos, presas, drenajes, etc.
- c) quemados, para lo cual el contratista deberá contar con los permisos correspondientes y cuidados necesarios.

El sitio donde se llevara a cabo la incineración será previamente aprobado por el ingeniero y nunca se hará dentro de la franja del derecho de paso, sin la previa autorización del propietario y el constructor será responsable por las

consecuencias que de este procedimiento se deriven, como la extensión de fuego a áreas no previstas o consideradas dentro del derecho de paso.

La incineración de desechos, ramas o basuras, nunca debe hacerse bajo las líneas para evitar flechas anormales en las mismas, debido a las altas temperaturas.

4.7.13 HERRAMIENTAS PARA LA PODA Y LIMPIEZA.

Cualquier parte o todo el exceso de tierra, roca, materiales de desechos y cualquier otro material inútil será removido por el constructor del sitio del proyecto, tan rápidamente como avance el trabajo.

HERRAMIENTAS PARA LA PODA Y LIMPIEZA

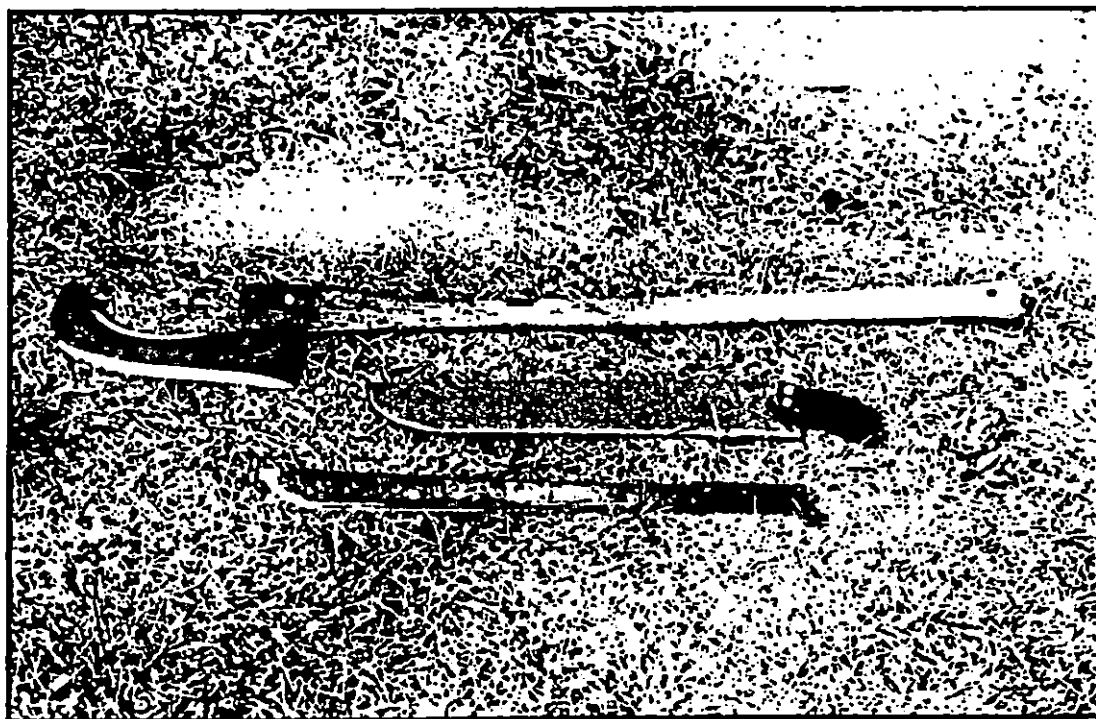


TABLA No.4.7
Claros Mínimos Verticales
(Metros)
Voltaje Fase a Tierra

<u>Superficie bajo el conductor</u> =====	<u>Voltaje de Operación (Kv.)</u> =====		
	0-0.75	0.75-15	15-60
<i>Línea Férrea.</i>	8.3	8.6	9.1
<i>Carreteras, calles, tráfico de camiones.</i>	5.5	6.1	6.7
<i>Terrenos cultivados, potreros, zonas forestales.</i>	5.5	6.1	6.8
<i>Caminos vecinales.</i>	4.6	4.6	5.2

En cruces de vías férreas , no deben usarse aisladores para soportar los conductores de protección. debe hacerse aperturas en los cruceros para pasar el cable de protección; tampoco deben usarse empalmes.

TABLA No.4.8
Claros Mínimos de conductor a edificios
u otras instalaciones
(metros)

<u>Superficie bajo el conductor</u> =====	<u>Voltaje de Operación (Kv.)</u> =====		
	0-0.75	0.75-15	15-60
<i>Paredes, ventanas, balcones, y áreas accesibles a peatones.</i>	1.5	2.4	3.1
<i>Encima o debajo de techos o proyecciones accesibles a peatones.</i>	3.1	3.1	3.7
<i>Encima o debajo de techos accesibles a peatones.</i>	4.5	4.6	5.2
<i>Encima de azotea accesible a tráfico de vehículos.</i>	5.5	6.1	6.7

TABLA No.4.9
Claros Minimos Vertical y Lateral de conductores
(metros)

<i>Claro minimo entre conductores y ...</i>	<i>Voltaje nominal entre lineas (kv.)</i>				
	<i>0-0.75</i>	<i>4.16</i>	<i>13.2</i>	<i>24.9</i>	<i>34.5</i>
<i>Superficie de soporte</i>	<i>0.05</i>	<i>0.08</i>	<i>0.1</i>	<i>0.16</i>	<i>0.21</i>
<i>Retenidas</i>	<i>0.15</i>	<i>0.15</i>	<i>0.18</i>	<i>0.26</i>	<i>0.32</i>
<i>Hilos mensajeros</i>	<i>0.15</i>	<i>0.15</i>	<i>0.2</i>	<i>0.32</i>	<i>0.41</i>

TABLA No.4.10
Claros Minimos Verticales entre Soportes de conductores
(metros)

<i>Conductores usualmente instalados a nivel superior</i>	<i>Voltaje Nominal (Kv.)</i>			
	<i>0.75</i>	<i>.75-8.7</i>	<i>8.7-15</i>	<i>15-70</i>
<i>Conductores usualmente instalados a nivel superior</i>	<i>0.75</i>	<i>.75-8.7</i>	<i>8.7-15</i>	<i>15-70</i>
<i>conductor de suministro</i>	=====			
<i>0.750 Kv</i>	<i>0.4</i>	<i>0.4</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
<i>0.750 - 8.7 Kv</i>	<i>-</i>	<i>0.4</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
<i>8.7 - 15 Kv</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
<i>15 - 50 Kv</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>1.2</i>
<i>Conductor de comunicac.</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1.5</i>	<i>1.5</i>

4.8.0 Requerimientos de Esfuerzos en el Poste

Cuando se conocen las fuerzas que actúan sobre las estructuras, el momento resistente del poste se encuentra sumando los momentos producidos por cada fuerza, luego el momento resistente del poste es comparado, con la diferente clase de poste y de esta manera se selecciona el poste que soporte este esfuerzo. A continuación se presentan los pasos de este método.

- Determinar las fuerzas longitudinales, transversales y verticales de cada conductor en el poste.
- Hacer la resolución de los vectores en sus componentes, este procedimiento generalmente se hace en estructuras angulares pero no para estructuras tangentes.
- Selección del diseño apropiado de factores de sobrecarga para cada fuerza (viento, peso del conductor, etc.) se multiplica cada fuerza por el factor de carga y luego encontramos el esfuerzo requerido.
- Multiplicar cada fuerza que actúa sobre el poste por su brazo (altura del poste) para obtener el momento transversal.
- Calcular la suma de todos los momentos transversales, incluyendo el momento del viento en el poste. El momento total sería el momento resistente del poste o máximo momento que puede soportar el poste.

4.8.1 Dirección de la Carga Crítica

En el diseño de la estructura de apoyo, hay una dirección de carga, la cual es la más crítica que determina sus esfuerzos. Cuando la dirección es conocida los cálculos de los esfuerzos tienen que ser hechos en esa dirección de carga.

Si no hay cambio en la tensión longitudinal del conductor, la dirección crítica de la carga en estructuras tangente o de pequeños ángulos es de dirección transversal.

4.8.1.1 Ecuaciones para momentos en el Poste

Los momentos totales que el poste resiste es igual a la suma de todos los momentos producidos por las fuerzas aplicadas al poste debido a cargas de viento en el poste y en los conductores, más la tensión, impuestos por los conductores debido a los ángulos de línea.

$$M_g = S_h M_c + M_t + M_p$$

Donde:

- M_g = Momento total de línea a tierra (N-m)
 S_h = Vano horizontal o vano de viento (la mitad de la suma de los vanos adyacentes) [m] [pies].
 M_c = Suma de fuerzas debidas a la presión del viento en cada conductor expresada en momento por unidad de longitud del vano [N.m/m] [lbs.pie/pie].

- $M_t =$ Suma de los momentos debido a la tensión de cada conductor, si hay ángulo de línea [N.m] [lbs.pie].
 $M_p =$ El momento debido al viento en el poste [N.m]
 $P_v =$ $0.0042 \times V^2 \times 9.8$ [N/m²]
 $P_w =$ $P_v \times d$ [N/m]

Es la misma ecuación 3.2 explicada en el Capítulo III.
 Donde se cambian las unidades (KGF = 9.81 N)

- $P_w = (0.0042 \times V^2 \times 9.81) \times d$ [N/m] (4.1)
 Entonces
 $M_c = F_{ow} [\Sigma P_w \times H_c] \cos \theta/2$ (4.2)
 $M_t = 2 F_{ot} [\Sigma T_c \times H_c] \sin \theta/2$ (4.3)
 $M_p = F_{ow} (P_v \times H_p \times a) \times H_p/2$ (4.4)
 $M_r = 2 (F_{max.}) (H_p)$ (4.5)

Donde:

- $F_{ow} =$ Factor de carga de viento = 2.0
 $F_{ot} =$ Factor de carga de tensión = 1.15
 $H_p =$ Altura de la punta del poste a tierra [m]
 $F_{max.} =$ Fuerza máxima horizontal en Kg que el poste debe soportar 4'' abajo de la punta en cualquier condición.

- $H_c =$ Altura de cada conductor a tierra [m]
 $P_v =$ Presión del viento [N/m²]
 $V =$ Velocidad máxima viento [m/s]
 $P_w =$ Presión del viento por unidad de longitud [N/m]
 $T_c =$ Tensión de cada conductor [N]
 $\theta =$ Ángulo de la línea en el poste [grados]
 $D_p =$ Diámetro del poste en cualquier longitud medido a partir de la punta. [m]
 $D_c =$ Diámetro de conductor [m]

D_p : se calcula dependiendo de la clase de poste.

CLASE 500

$$D_p = 0.0149899 X + 0.165 \quad [m] \quad (4.6)$$

CLASE 750 y 1000

$$D_p = 0.0149899 X + 0.20992 \quad [m] \quad (4.7)$$

Donde X es la altura, medida desde la punta del poste. Cuando el ángulo de línea θ es cero el coseno de $\theta/2$ es uno, y el seno $\theta/2$ es cero, en este caso M_t no existe.

4.8.1.2 Cálculo del Vano Máximo Horizontal

Lo más importante es encontrar la máxima longitud de vano que pueda soportar cada poste, dicho vano máximo horizontal depende de la clase de poste y de su altura.

El momento resistente del poste (M_r) debe ser igual o mayor al momento total debido a todas las cargas (M_g). Para nuestro caso se analizarán postes de concreto que son los más utilizados en nuestro país.

$$Sh = \frac{Mr - Mp}{Mc} \quad (4.8)$$

Como $M_r = M_g$ para máximo vano horizontal.
 M_r se calcula del máximo momento que resiste el poste.

El fabricante del poste proporciona los momentos máximos que soporta éste.

4.8.1.3 Cálculo de Vanos Máximos en Pequeños Angulos

Los cálculos para los momentos obtenidos utilizando las ecuaciones anteriores cuando se tienen líneas con ángulos pequeños donde no se utilizan retenidas.

Por ejemplo para un ángulo de línea de 5° el coseno del medio ángulo es 0.999 haciéndolo igual a 1. Esto da una pequeña tolerancia que facilita los cálculos.

Los cálculos son exactamente igual a los de la estructura Tangente excepto que se incluye M_t .

$$Sa = \frac{(Mr - Mp - Mt)}{Mc} \quad (4.9)$$

Donde $Sa =$ máximo vano con ángulo de línea.

4.8.1.4 Factor de Reducción de Vano para Angulos de Línea

Durante la operación de estaqueo, es deseable poder Determinar Sa de Sh desde una tabla. El valor de Sa puede ser calculado así:

$$Sa = \frac{(Mr - Mp)}{Mc} - \frac{Mt}{Mc} \quad (4.10)$$

$$Sa = \frac{Sh - Mt}{Mc} \quad (4.11)$$

$$Sa = \frac{Sh - Kt \text{ sen } \theta/2}{Mc} \quad (4.12)$$

Donde:

$$Kt = \frac{2 \text{ Fot } [\Sigma(Tc \times Hc)]}{Mc} \quad (4.13)$$

$Kt =$ factor de reducción de vano

Este factor es constante para una configuración de conductor y tensión del cable.

$$Tt = \text{factor de seguridad por tensión de ruptura.} \\ Tt = F.S \times Tr \quad (4.14)$$

siendo T_t igual a T_c .

4.8.2 Limitaciones de Vano basado en la separación de los Conductores

Es de gran importancia mantener la distancia mínima entre conductores en los soportes, sin embargo cierta separación mínima horizontal y vertical debe ser mantenida a través de todo el vano del conductor, alguna de estas separaciones son funciones de la flecha del conductor. Como la flecha del conductor varía con la longitud del vano, esencialmente cada vano tendrá un valor de longitud el cual será limitado por los requerimientos de la separación de los conductores. Esto es válido para cualquier estructura entre vanos adyacentes. Muchas veces el vano permisible del conductor será en exceso mayor que las otras limitaciones de vano mencionadas en secciones anteriores. En la mayoría de los casos las limitaciones de vano no será el más limitante de todos, pero el estaquero debe saber acerca de la separación mínima entre conductores.

4.8.2.1 Separación de Conductores que son Función de la Flecha del Conductor

Generalmente la longitud de vano es limitada por la flecha del conductor y esta toma en cuenta la separación actual entre los conductores y la separación mínima requerida. Cualquier separación mínima requerida o la separación actual entre conductores puede ser variable por lo tanto son función de la flecha del conductor. Para encontrar el máximo vano tenemos la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} S_m &= S_p = (S_r) (\sqrt{D_m/D_r}) & (4.15) \\ D_m &= \text{Máximo vano permitido} \\ &= \text{Límite de flecha} \\ &= \text{(máxima flecha permisible a } 25^\circ\text{C [m])} \\ S_r &= \text{Vano de Diseño} \\ D_r &= \text{Flecha del vano de diseño} \end{aligned}$$

Esta fórmula provee la forma básica para encontrar el máximo vano permitido basado en la separación del conductor.

4.8.2.2 Máximo Vano basado en Separaciones Horizontales

La ecuación 4.16 da la flecha máxima permisible a una temperatura de 25 grados centígrados.

$$D_m = 7.38 (C_h - F_v)^2 \text{ [m]} \quad (4.16)$$

Donde:

$$\begin{aligned} Ch &= \text{Separación horizontal actuales [m]} \\ Fv &= \text{Factor de reducción de voltaje 0.0076 [m/Kv]} \end{aligned}$$

Sustituyendo D_m en S_m se obtiene:

$$S_m = S_r (2.72) (Ch - Fv) / \sqrt{Dr} \quad (4.17)$$

Estas dos ecuaciones son utilizadas para encontrar el máximo vano permisible cuando la separación horizontal es el factor limitante.

4.8.2.3 Distancia Mínima Horizontal

La distancia mínima horizontal entre dos conductores, llega a ser un factor importante en la determinación del máximo vano, cuando los conductores cambian de configuración entre dos vanos adyacentes, ejemplo de ellos es el cambio de una estructura horizontal a una vertical en el mismo punto del vano. En estos casos es necesario determinar la mínima distancia horizontal.

La ecuación de la mínima distancia horizontal es función del voltaje y de la flecha del conductor.

$$d = 0.75 Kv + 20\sqrt{F/30} \quad [\text{cm}] \quad (4.18)$$

4.8.2.4 Separación Vertical entre Conductores

Las distancias verticales requeridas entre conductores de diferentes flechas es diferente que entre conductores que tienen la misma flecha. Si la flecha de dos conductores es la misma, esta flecha es mantenida igual a lo largo de todo el vano, este es el caso para conductores del mismo circuito.

Si la flecha es igual y la mínima distancia entre conductores es mantenida y excedida en los postes de cada vano, la longitud del vano no será limitada por los requerimientos de distancia mínima vertical. A continuación se muestra la fórmula de la separación mínima vertical.

$$dv = \frac{7.62 + 0.635 Kv}{8.7 Kv} \quad [\text{cm}] \quad (4.19)$$

4.8.3. RETENIDA Y ANCLAJE

Las estructuras con retenidas son usadas en ángulos, en finales de línea y en otras estructuras que son incapaces de soportar las cargas horizontales aplicadas a ellas.

La retenida está diseñada para soportar todas las fuerzas y momentos que actúan en dirección de la retenida. De aquí que cada

fuerza horizontal actuando sobre la estructura se resuelve en componentes de vectores que actúan en dirección de la línea y perpendicular a ella.

4.8.3.1 Factores de sobrecarga para Retenidas

En la tabla 4.11 se muestran los esfuerzos de ruptura para diferentes cables de retenidas. Hay que tener cuidado de utilizar los factores correctos de sobrecarga para esfuerzos de la retenida, ya que estos difieren de los esfuerzos de los postes y de los esfuerzos de tensión en los conductores. El factor de sobrecarga para retenida es de 0.3 veces el esfuerzo de ruptura, esto indica que la sobrecarga es el 30% de la fuerza que el soporta.

Tabla 4.11
Datos de Esfuerzos de Cable para Retenidas

TIPO	TAMAÑO [pulg]	ESFUERZO DE RUPTURA	
		[lbs]	[kgs]
Siemens Martin Steel	1/4	3150	1430
	5/16	5350 *	2426
	3/8	6950	3152
	7/16	9350	4240
High Shength Steel	1/4	4750	2154
	3/8	10800	4898
	7/16	14500	6576

* Tamaño más utilizado en nuestro país.

4.8.3.2 Dirección de la Carga Crítica en Retenidas

En el diseño de retenidas para las estructuras, la dirección de la carga de viento es la más crítica de determinar para luego poder encontrar el esfuerzo de la retenida.

Sabiendo que no hay cambio en la tensión longitudinal del conductor, la dirección crítica del viento para estructuras tangentes y angulares con retenida es la dirección transversal.

Para la estructura tangente la dirección transversal del viento es perpendicular a la línea.

Para estructuras de finales de línea, la dirección crítica del viento es la línea, la cual causa grandes cargas de tensión en el final de línea.

Para estructuras de anclaje corrido que tengan grandes ángulos, la retenida se diseñará como si cada dirección de la línea fuera un fin de línea simple y se pondrá una retenida por cada dirección de línea.

Cuando la estructura tiene conductores en mas de dos direcciones (tales como derivaciones primarias o secundarias) la dirección crítica de la carga de viento tiene que ser determinada para cada retenida.

4.8.3.3 CALCULO DE RETENIDAS.

Una vez que la dirección de la fuerza ha sido determinada la suma de los momentos de línea a tierra son calculados. El valor de la fuerza necesaria para determinar el esfuerzo de la retenida se encuentra por la siguiente ecuación:

$$G_h = M_g / H_g, \text{ donde} \quad (4.20)$$

G_h = Componente horizontal de la fuerza que tiene que resistir la retenida.
 M_g = La sumatoria de los momentos de línea a tierra.
 H_g = Altura de amarre de la retenida en el poste. Para retenida múltiple, H_g se toma como la altura promedio.

M_g es la suma de todos los momentos de las fuerzas del viento en los conductores, el viento en el poste y la fuerza de la tensión debido al peso de los conductores cuando hay ángulo en la línea.

$$M_g = (S_h M_c + M_t + M_p) / H_g \quad (4.21)$$

4.8.3.4 Cálculo de Retenidas en Finales de Línea

El final de línea es una estructura de especial cuidado y por esta razón se analiza separadamente de las otras, los vectores de fuerza consisten principalmente de la tensión longitudinal de los conductores, por tanto la ecuación 6.20 resulta.

$$G_h = M_t / H_g \quad (4.22)$$

Donde:

$$M_t = F_{ot} [\Sigma(T_c \times H_c)] \quad (4.23)$$

Donde:

F_{ot} = Capacidad de sobrecarga para tensiones longitudinales en los conductores.
 T_c = Tensión en cada conductor.
 H_c = Altura del conductor en el poste

4.8.3.5 Determinación de Carga en la Retenida

La tensión resultante aplicada a la retenida y al anclaje está dada por la fórmula:

$$Gr = Gh / (\text{sen } \theta \times Fg) \quad (4.24)$$

Donde:

Gr = Resultante de la carga en la retenida [N]
[lb].

θ = El ángulo de la retenida con respecto al poste.

Fg = Factor de seguridad para la retenida
= 0.90

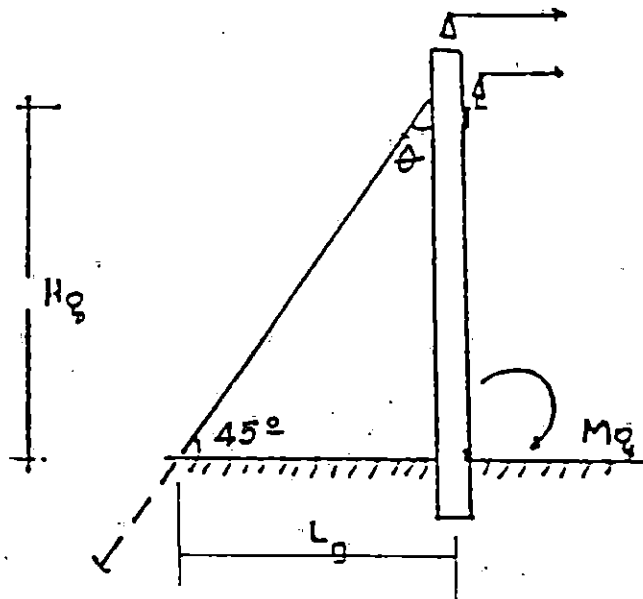
$$\text{Sen } \theta = Lg / (\sqrt{(Hg)^2 + (Lg)^2})$$

Generalmente se utiliza un ángulo en la retenida de 45° tal como se muestra en la figura 6.3. La resultante de la fórmula es:

$$Gr = 1.57 Gh \quad (4.25)$$

Si utilizamos ángulos mayores disminuimos el esfuerzo en la retenida pero aumentamos la longitud del alambre de la retenida.

FIGURA 4.8



4.8.3.6 Determinación de la Distancia Mínima del Punto de Anclaje a la Base del Poste

Se recomienda un ángulo en la retenida de 45° siempre y cuando sea posible, en los casos que no se pueda, se procederá a calcular la mínima distancia permitida para la distancia poste - ancla por medio de la ecuación.

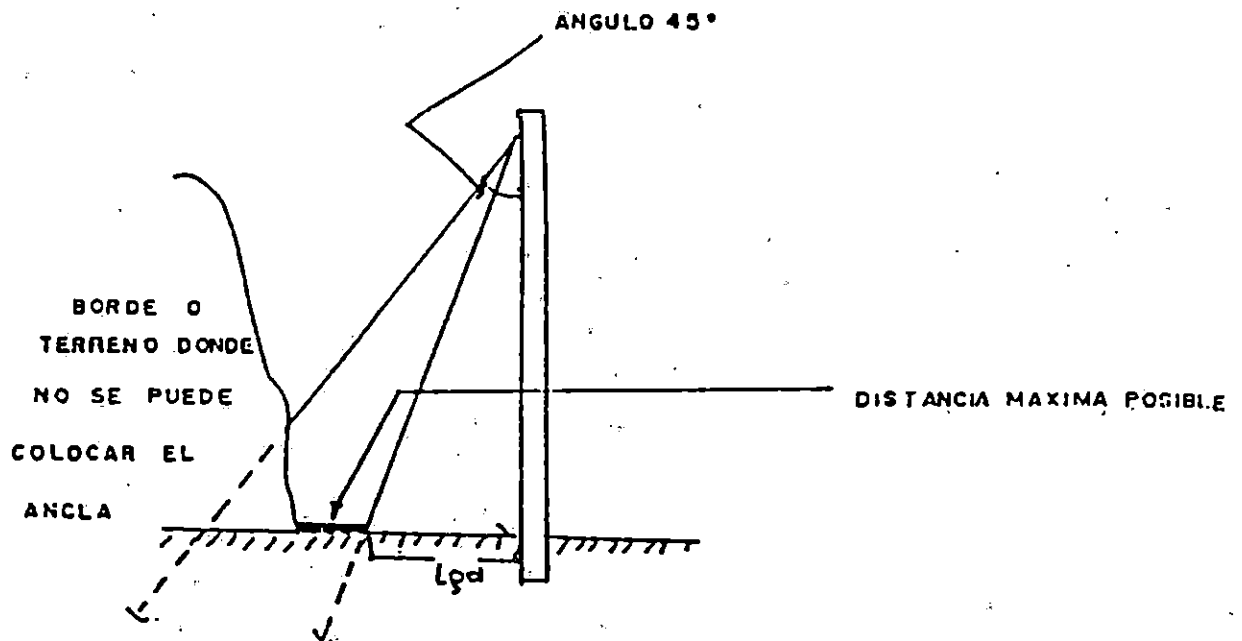
$$L_{ga} = H_g \tan [\arcsen (G_h/G_u \text{ fg})] \quad (4.26)$$

Donde:

L_{ga} = Mínima distancia permitida entre poste-ancla [m] [pies]

G_u = El menor valor entre el esfuerzo máximo de ruptura del cable de la retenida y la máxima fuerza de mantenimiento del ancla.

FIGURA 4.9



Como sabemos L_{ga} se utiliza cuando no se puede emplear la retenida a un ángulo de 45° ; pero la distancia L_{ga} debe incrementarse lo más que sea posible, hasta aproximar el valor de L_g , tanto como sea posible, a un ángulo de 45° . Se da una tolerancia de 0.2m a 0.3m de la distancia poste-ancla. Ver figura 4.8

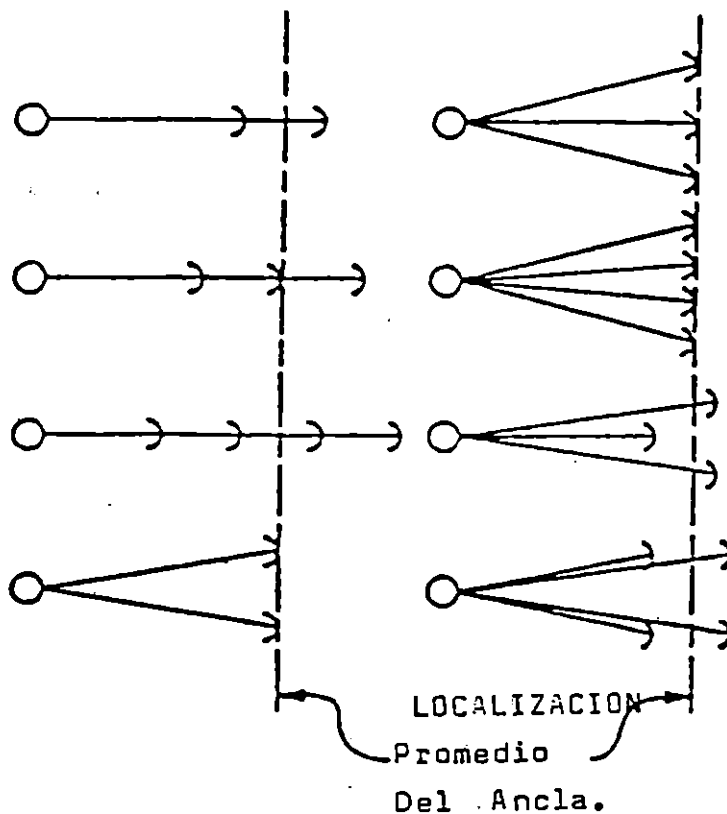
4.8.3.7 Cálculo para Retenidas Múltiples

Retenidas o anclas múltiples son necesarias cuando el esfuerzo de una retenida o ancla no es suficiente para soportar la carga. Las retenidas múltiples pueden estar localizadas en dos o más en línea o separadas lado a lado. Para simplificar el cálculo se toma el promedio de todas las distancias de la retenida al poste.

Para determinar el número mínimo del cable de la retenida se realiza lo siguiente: se calcula la fuerza resultante en la distancia promedio de amarre de la retenida, luego se divide esta fuerza por el número de retenidas y luego se calcula la distancia promedio de ancla-poste.

En la figura 4.10 puede ser utilizada para calcular la relación del promedio de la localización del ancla. Se recomienda una separación mínima de ancla a ancla en el suelo de 1.5m (5 pies).

FIGURA 4.10



4.8.3.8 Consideraciones para Retenidas y Anclas

4.8.3.8.1 Diseño para Retenidas

El porcentaje de estructuras de línea, que llevan retenidas, es relativamente pequeño. No obstante, desde el punto de posición de la línea de esfuerzo son lo más importante. Cuando un ángulo grande de remate se cae, la línea sale fuera de servicio y el tiempo de reemplazo es más largo que para estructuras tangentes.

Las estructuras con retenidas son generalmente las más difíciles de diseñar y estaquear, debido generalmente a que el mejor diseño teórico de retenida, no puede ser adaptado a localizaciones de estructura reales.

El estaqueo probablemente tendrá que emplear con mayor frecuencia las ecuaciones de diseño para retenidas en el trabajo de campo que cualquier otro diseño de estructura por cálculos. Mientras que las tablas de retenidas son convenientes, es también necesario incluir en el diseño de estaqueo los datos requeridos para calcular las retenidas.

4.8.3.8.3 Grado de Construcción de Retenida

Ya que las retenidas y anclas son una parte integral de una estructura, el grado de construcción de la retenida será el mismo como sea requerido para la estructura.

4.8.3.8.4 Uso de Tablas de Retenidas

Tablas de cables de retenida están preparadas para el número y tamaño de cables de retenidas y anclas, y el mínimo de retenidas para varias cargas. La mayoría de las tablas dan valores para retenida con pendiente 1:1, o sea a 45° y además, dan el mínimo permisible de retenidas para uno o más tipos de montaje de retenidas. Los valores mínimos de retenida no es recomendable usarlos. Para la mayoría de las retenidas se recomienda una pendiente 1:1 si la distancia disponible no iguala al valor en la tabla, retenidas y/o anclas adicionales o retenidas y anclas con mayor resistencia deberán utilizarse, para lo cual deberá efectuarse el cálculo correspondiente.

Cuando los requisitos de anclaje no están cubiertos por la tabla, la retenida puede ser determinada usando métodos demostrados en las secciones anteriores de este capítulo.

4.8.3.8.5 Anclaje para Remate

Las retenidas para estructuras de remate deben situarse en línea con los conductores lo más próximo que sea posible. Cualquier ramal o derivación en la misma dirección del remate reduce la capacidad de sostén de la retenida y debe compararse con retenidas más largas, o combinaciones cable-ancla más fuertes. Es especialmente importante probar con retenidas con pendiente 1:1 para estructuras de remate.

4.8.3.8.6 Retenidas para Derivaciones Primarias y Acometidas de Servicio

Las retenidas instaladas en derivaciones desde una línea tangente, deben dimensionarse para soportar la carga total de la estructura. Esto incluye la suma de la carga en la derivación y la carga de viento en la estructura tangente. La carga horizontal es un vano moderadamente largo de línea trifásica pesada, debido al viento perpendicular a la línea puede ser tan grande como la tensión última de los conductores monofásicos de la derivación.

Si es posible, los vanos adyacentes a una estructura con derivación deben recortarse en longitud para reducir este problema. La retenida para derivación debe analizarse tanto para la fuerza requerida con el viento perpendicular a la línea de derivación y para la fuerza requerida con el viento perpendicular a la línea tangente. También hay que considerar la máxima carga horizontal y la tensión en la línea de derivación a la mínima temperatura sin viento. Normalmente no es necesario analizar la carga de viento aplicada diagonal o angularmente o ambas líneas.

La retenida de acometidas secundaria amerita estudio, particularmente con la incidencia del uso de conductores grandes en las líneas primarias y conductores múltiples en los servicios secundarios.

La retenida de la acometida en el poste primario de la línea deberá diseñarse tal como se describió anteriormente para una retenida de derivación. Esta debe anclarse para soportar la carga más grande entre la tensión longitudinal de diseño del cable de servicio para el vano de carga de viento en la línea primaria más la tensión longitudinal en el cable de acometida con la carga vertical de diseño, pero no la carga horizontal de viento. Este es un problema más frecuente en las acometidas que en las derivaciones primarias debido al espacio inadecuado para la retenida, pero este puede ser aliviado reduciendo la longitud de los vanos adyacentes al poste de donde se deriva el servicio. El problema puede eliminarse por alguno de los dos conceptos de diseño siguientes:

Rematar el cable de acometida en un poste secundario separado y puentear sin tensión el cable de acometida al poste primario.

El otro método es diseñar la línea primaria como si la acometida no existe (excepto para una altura necesaria).

La Regla NESC 261A2G establece "un poste extra insertado en un vano normal con el propósito de soportar una acometida puede ser ignorado". Se puede asumir que la carga de viento sobre conductores primarios será tomada por los postes del vano normal e ignorar en el diseño los postes de acometida.

Este último método, es casi obligatorio si la acometida es desde un primario construido bajo una línea de subtransmisión.

Si la acometida es fijada al poste de subtransmisión, la retenida de la acometida debe ser diseñada para soportar la carga de viento del vano completo tanto en el circuito de subtransmisión como en el de distribución primaria.

La retenida en el remate de la acometida secundaria debe ser capaz de sostener como mínimo, la tensión longitudinal de diseño del cable de acometida como lo define el NESC para la acción perpendicular del viento sobre el cable. En algunos casos la máxima tensión actuando sobre el cable de retenida de la acometida puede ser mayor que esta carga definida por el NESC. Cuando el viento es paralelo a la retenida de la acometida no hay ninguna carga de viento en el cable de acometida, sin embargo cuando el viento está en la dirección del poste de derivación, una tensión adicional actúa sobre el cable debido a la flexión del poste de derivación causada por la carga de viento del vano sobre dicho poste. Es extremadamente difícil predecir el impacto de esta carga.

La flexión del poste absorbe una porción de esta carga y el remanente es llevado por el cable de acometida y la retenida de la acometida. Por un lado, mientras más rígido sea el poste, menor será la carga soportada por la acometida; por otro lado, entre más corto y tenso se instale el cable de la acometida, mayor será la carga tomada por la retenida de la acometida.

Generalmente esto no es un problema, ya que la acometida esta adecuadamente anclada para soportar su propia carga de diseño. Sin embargo, para cierta combinación de situaciones pueden ser un problema. La probabilidad de falla en el cable de acometida o en su retenida puede disminuirse reduciendo el vano de cara de viento en el poste de derivación (evitando vanos adyacentes largos) y utilizando un poste más rígido en la derivación. Esto puede hacerse incrementando en una clase el poste normalmente requerido por la tabla de esfuerzo de postes.

Una situación similar puede ocurrir en un poste de derivación

primaria. En este caso los vanos de la línea de derivación son generalmente largos y la flexión de los postes de derivación extiende la carga sobre varios vanos de la línea de derivación. Para postes de derivación primaria, es también aconsejable utilizar un poste más rígido en la unión, incrementando la clase del poste para reducir la flexión de este.

4.8.3.8.7 Selección del Ancla para Retenidas

La selección y diseño de anclas para estructuras con retenidas son los elementos menos precisos en el diseño de una línea de distribución eléctrica, sin exhaustivos y costosas pruebas de las características físicas y químicas del suelo en el cual las anclas serán situadas, es difícil determinar su diseño y selección. Para el diseño de líneas de distribución es económicamente más práctico sobrediseñar el ancla que hacer pruebas de las condiciones del suelo.

Los fabricantes de anclas proporcionan datos sobre la fuerza de tensión de las anclas en varios tipos de suelos. Estos datos deben utilizarse con cautela ya que están basados en pruebas de condiciones controladas en las cuales las características físicas del suelo se conocen y el ancla se instala exactamente como se especifica. Los datos infieren que se aplicarán los factores de seguridad necesarios para las condiciones locales. Sin embargo, proporcionan una pequeña guía sobre la aplicación de márgenes de seguridad prácticos. La tabla 4.12 proporciona una descripción general de los suelos clasificados para uso en diseño de anclas.

El NESC no intenta especificar márgenes de seguridad para condiciones variantes del suelo. El NESC esencialmente exige que el ancla sea capaz de sostener la tensión de las cargas, incluyendo un factor de capacidad de sobrecarga, ejercido sobre el ancla por los accesorios de anclaje.

Actualmente, para el diseño del ancla se necesitan dos capacidades de fuerza de resistencia. Una se requiere para el esfuerzo mecánico de los accesorios para el ensamble del anclaje. La otra capacidad es necesaria para definir la resistencia del ensamblaje a ser sacado de un tipo particular de suelo.

La primer capacidad de fuerza es función del eslabón más débil en el ensamblaje del ancla. El factor de seguridad para este caso, debe tomar provisión por deterioro de la resistencia mecánica debido a corrosión química o catódica. Este deterioro puede ser función tanto de las características químicas del suelo como de la presencia de corrientes eléctricas de dispersión en el suelo, ambos fenómenos son muy impredecibles.

La segunda capacidad de fuerzas es función del área de resistencia del ancla y la naturaleza física del suelo. El margen

de seguridad necesita hacer provisión por las variaciones entre la resistencia física estimada del suelo y la resistencia real, en otras palabras, errores en juzgar la clasificación del suelo.

La designación que da la Rural Electrification Association (REA) para el rango máximo de fuerzas de soporte para anclas es la carga máxima permisible que puede ser transferida a la varilla del ancla desde los ensambles de anclaje incluyendo el factor de capacidad de sobrecarga aplicable. Como tal, esto representa la condición de capacidad de resistencia mecánica.

Esta capacidad está coordinada para representar la fuerza máxima permisible de sostenimiento de las condiciones promedios del suelo.

En la tabla 4.12 se presenta una clasificación de suelos para la selección de anclas de acuerdo a la clase del suelo donde se instalará.

Tabla 4.12
Clasificación de Suelos para Diseño de Anclas

CLASE	DESCRIPCION DE INGENIERIA
0	Roca pura, sólida, no deteriorada.
1	Arenas muy densas y/o cementadas, grava gruesa y roca suelta.
2	Arena fina densa, arcilla y sedimentos sólidos (podrían ser precargados)
3	Arenas arcillosas densas y gravas; arcillas y sedimentos endurecidos.
4	Grava arenosa semi-densa, de arcilla y sedimentos muy duros y/o sedimentos endurecidos.
5	Arena gruesa semi-densa y gravas arenosas; de arcilla y sedimentos duros a arcillas y sedimentos muy duros.
6	De arena fina suelta o semi-densa a arena gruesa; de arcillas y sedimentos firme a arcillas y sedimentos duros.
7	Arena fina suelta, aluvión; arcillas poco firmes; arcillas, rellenos.
8	Tierra suelta, sedimentos orgánicos; sedimentos depositados por inundaciones, cenizas.

4.9 PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL VANO MAXIMO, FLECHA Y RETENIDA, APLICADO A LOS ESTANDARES CEL / NRECA

Primer Paso:

Cálculo de el Momento Resistente del poste M_r . utilizando la ecuación 4.5 ($M_r = 2 F_{\text{máx}} \times H_p$).

La fuerza máxima es seleccionada de la tabla 3.3 definida por la Clase del Poste y multiplicada por su brazo, que es la Altura útil del Poste.

La Altura útil del Poste H_p es la diferencia de la altura total del poste y la profundidad que va enterrado en el suelo; es decir la altura de la punta del poste a tierra.

Segundo Paso:

Cálculo del Momento debido a la Presión del viento sobre los conductores, utilizando la ecuación 4.2 :

* Se selecciona el factor de carga de viento F_{ow} de la tabla del Apéndice B-1 (NESC Tabla 261-2).

* Cálculo de la Presión del viento por unidad de longitud (P_w) utilizando la ecuación 4.1. tomando como velocidad máxima de viento 100 Kms/h. y el diametro exterior (d) de los conductores tanto para las fases como para el neutro. Estos diámetros se obtienen de las características físicas de tabla de los conductores (Ver tabla A-2 del apéndice).

* Se multiplica cada fuerza debida a la presión del viento por la respectiva Altura de cada conductor a tierra y se hace la sumatoria respectiva.

Tercer Paso:

Cálculo del Momento debido al viento en el Poste .

* Se escoge el factor de carga de viento de la tabla del apéndice B-1. (Nesc: tabla 261 - 2)

* Se utiliza la presión del viento calculada en el Segundo paso.

* Se calcula el diametro del poste con la ecuación 4.6 ó 4.7 según la clase del Poste.

* se multiplican todos los factores anteriores por la Altura útil del Poste.

Cuarto paso:

Cálculo del Vano máximo horizontal (Sh)

* Al Momento resistente (M_r) se le resta el Momento debido al viento en el Poste (M_p) y éste resultado se divide por M_c .

Quinto Paso:

Cálculo de la flecha máxima correspondiente al Vano máximo horizontal, utilizando la ecuación 3.14.

* Se calcula la tensión de trabajo (T_t) en Kg. empleando la ecuación 4.14 y un factor de seguridad del 35% de la Tensión de ruptura del cable.

* Se determina el peso por unidad de longitud (w) en (kg/m) de la tabla de conductores A-2 del apéndice.

* Se eleva al cuadrado el Vano máximo horizontal calculado en el cuarto paso.

* Con los factores calculados se aplica la ecuación 3.14 para determinar la flecha en metros.

Sexto Paso:

Con el valor de la flecha calculada, se determina el libramiento vertical con el conductor de fase mas bajo de la línea diseñada y éste valor de libramiento se compara con la tabla 4.13 en la columna de 0.75 a 15 KV. de tal forma que el libramiento de tabla según sea el caso.

Séptimo Paso:

En el caso que el libramiento calculado sea mayor que el libramiento de tabla, ajustar la flecha al Vano hasta obtener el libramiento vertical correcto.

Octavo paso:

Procedimiento para el cálculo de Retenidas.

Para el cálculo de Retenidas, se utiliza el mismo Momento debido al viento en el poste (M_p) calculado en el Tercer paso.

Noveno Paso:

Se calcula nuevamente el Momento debido a la presión del Viento sobre los conductores con la ecuación 4.2, considerando el ángulo de línea de diseño, (θ).

* Se utiliza el mismo valor de P_w (ecuación 4.1) y F_{ow} del Segundo Paso.

* Se determina la altura de cada conductor a tierra (H_c) y se multiplica por cada fuerza debida a la presión del viento sobre cada conductor y se efectúa la sumatoria respectiva.

* Con todos los factores determinados, aplicar la ecuación 4.2, multiplicando por el coseno del medio ángulo de la línea.

Decimo Paso:

Se calcula el Momento debido a la tensión de cada conductor, como consecuencia del ángulo de línea.

* Se escoge el factor de carga de tensión de cada conductor de la tabla B-1 del apéndice (postes de concreto pretensado) o tabla B-2 del apéndice (postes de madera).

* Se utiliza la misma tensión de trabajo (T_t) en Kgs. determinada en el Quinto paso.

* Se utiliza la misma altura de cada conductor a tierra H_c en mts, utilizada en el Noveno paso y se multiplica por cada fuerza debida a la tensión de trabajo de cada conductor y se efectua la suma respectiva.

* Se aplica la ecuación (4.3) con todos los factores determinados, multiplicando por el seno del medio ángulo de la Línea.

Onceavo Paso:

Cálculo de la altura promedio de amarre de la retenida en el poste (H_g) en metros.

* Se suman las alturas de cada una de las retenidas de el Poste a tierra y se divide por el número de retenidas.

Doceavo Paso:

Cálculo de la componente horizontal de la fuerza que tiene que soportar la retenida

* Se suman todos los Momentos de las fuerzas del viento en los conductores (Sh, Mc), el viento en el poste (M_p) y la fuerza de la

tensión debido al peso de los conductores, cuando hay un ángulo en la línea (Mt) y se divide toda la expresión por la altura promedio de amarre (Hg).

Treceavo Paso:

Cálculo de la tensión resultante en kg. aplicada a la retenida y al anclaje, utilizando la ecuación 4.25

Catorceavo Paso:

La tensión resultante de la retenida se divide por la cantidad de retenidas a instalar en la estructura, determinando la fuerza necesaria en cada una de las retenidas, que significa el 30% del esfuerzo de rupturas del cable de la retenida.

Quinceavo Paso:

El valor del esfuerzo calculado, lo dividimos por 0.3 (30% del esfuerzo de ruptura); y con este valor nos introducimos a la tabla 4.11, seleccionando el esfuerzo de ruptura próximo mayor de la tabla 4.11, determinando finalmente el tamaño y tipo de cable a instalar en la retenida del poste.

4.10 Ejemplo de Aplicación para determinar el Vano máximo para una Estructura CEL / NRECA: C3, con angulo de 60 grados.

Datos del Poste:

Altura: 13.71 mts. (45 pies)
Clase : 1000 lbs. (455kgs)
Factor de seguridad: 2

Datos del Conductor:

Tipo : Sparrow, #2 (Para fases y Neutro)
Fases: 3
Carga de ruptura: 1293 kgs.
Diametro: 8.03mm ó 0.00803 mts.

Datos de diseño:

Angulo de la Línea: $\theta = 60^\circ$
Velocidad máxima de viento: 100 Kms/h.
Factor de Carga de viento: $F_{ow} = 2.50$
Factor de Carga de tensión: $F_{ot} = 1.65$

Paso 1**Cálculo de Mr.**

La clase de poste indica la carga máxima horizontal que el poste debe soportar, 4" abajo de la punta en cualquier condición con un factor de seguridad de 2.

Este factor de seguridad quiere decir que el poste está capacitado para soportar el doble que la clase indica; esto es que tiene una tolerancia del doble aunque no se cargue más de la capacidad que la clase indica.

$$\begin{aligned} Mr &= 2 F_{\text{máx}} \text{ del poste} \times H_p && \text{[Kg]} \\ F_{\text{máx}} &= 1000 \text{ lb} \text{ ó } 455 && \text{[mt]} \\ Mr &= 2 \times 455 \times 11.64 && \text{[Kg - M]} \\ Mr &= 10592 \end{aligned}$$

Paso 2:**Cálculo de Mc**

$$\begin{aligned} Mc &= F_{ow} [\Sigma(Pw \times Hc)] \\ Pv &= 0.0042 \times V^2 \\ Pv &= 0.0042 \times (100)^2 = 42 && \text{[Kg/m}^2\text{]} \\ Pw &= Pv \times \text{diámetro fase} \\ Pw &= 42 \text{ [Kg/m}^2\text{]} \times 0.00803 && \text{[m]} \\ Pw &= 0.33726 && \text{[Kg/m]} \end{aligned}$$

FASE	Pw x Hc		[Kg]
A	0.33726 x 11.438	=	3.8575
B	0.33726 x 11.84	=	3.9930
C	0.33726 x 11.438	=	3.8575
N	0.33726 x 10.218	=	<u>3.4460</u>
	$\Sigma[Pw \times Hc]$		15.154

Por lo tanto:

$$\begin{aligned} Mc &= 2.50 \times 15.154 \\ Mc &= 37.885 \text{ Kg - m/m} \end{aligned}$$

Paso 3:**Cálculo de Mp:**

Utilizando la ecuación 3.14 se tiene:
 $F = [(W)(Sh^2)]/8It$
 $F = [(0.1357)(224)^2 / 8(452)$
 $F = 1.8 \text{ mts.}$

$W = 01357 \text{ Kg/mts}$

De tabla de conductores se determina que el peso del conductor Sparrow es:

$It = 452 \text{ kg.}$

$It = 0.35 * 1293$

Cálculo de la flecha máxima. un factor de seguridad del 35% de la tensión de ruptura del cable: Cálculo de la tensión de trabajo para el conductor Sparrow, usando

Paso quinto:

$Sh = (10592 - 2144)/37.885$
 $Sh = 224.00 \text{ mt}$

$Sh = \frac{Mr - Mp}{Mc}$

Cálculo del vano máximo

Paso 4:

$Mp = 2114 \text{ Kg.mt}$

$Mp = 2x(42 \text{ Kg/m}^2 \times 0.2972 \text{ mt} \times 11.64 / \text{mt}) \times 11.64 / 2 \text{mt}$

$Dp = 0.2972 \text{ mt}$

$Dp = 0.0149899 (5.82) + 0.20992 \text{ mt}$

Entonces:

$X = 5.82 \text{ mt}$

Donde X es en nuestro caso: $X = Hp/2$

$Dp = 0.0149899 X + 0.20992 \text{ mt}$

El cálculo de "Dp" se realiza así:

$Mp = Fow (Pv \times Dp \times Hp) \quad Hp/2$

De la fase A y C a tierra se tiene una altura de 11.438mts., si a ésta altura le restamos la flecha calculada resulta un libramiento vertical de 9,638 mts, luego al compararlos con el libramiento de la tabla 4.12, para el caso mas práctica.
Del libramiento calculado, garantiza la seguridad de los Usuarios y de la línea.

Paso 6:

Cálculo de Retenidas.

En esta parte no es necesario determinar el Momento en el poste. Mp, dado que es el mismo valor utilizado para determinar el Vano máximo.

$$M_p = 2114 \text{ Kg-mts.}$$

Paso 7:

Cálculo de Mc, aplicando la ecuación 4.2

$$M_c = F_{ow} [\Sigma (P_w \times H_c) \cos (\theta/2)]$$

$$P_w = P_v \times D_c$$

$$P_w = 42(\text{kg/m}^2 \times 0.00803)$$

$$P_w = 0.33726 \text{ kg/mts.}$$

FASE	$P_w \times H_c$		[Kg]
A	0.33726 x 11.54	=	3.892
B	0.33726 x 10.318	=	3.479
C	0.33726 x 9.097	=	3.068
N	0.33726 x 7.521	=	<u>2.536</u>
	$\Sigma[P_w \times H_c]$		12.976

$$M_c = 2.50 (12.976) \cos(60/2)$$

$$M_c = 28 \text{ kg-m/m}$$

Paso 8

Se calcula Mt, aplicando la ecuación 4.3

$$M_t = 2F_{ot} [\Sigma T_t \times H_c] \text{ sen} (\theta/2)$$

La tensión de trabajo (Tt) es el 35 % de la tensión de ruptura de los conductores.

$$T_t = 0.35 \times 1293$$

$$T_t = 452 \text{ kgs.}$$

FASE	$T_t \times H_c$		[Kgs-mts]
A	452 x 11.54	=	5216.08
B	452 x 10.318	=	4663.73
C	452 x 9.097	=	4111.84
N	452 x 7.521	=	<u>3399.49</u>
	$\Sigma[T_t \times H_c]$	=	17391.15

$$M_t = 2 (1.65) (17391.15) \text{ sen}(60/2)$$

$$Mc = 28695.4 \text{ kg-m}$$

Paso 9:

Cálculo de la altura promedio de amarre de la retenida en el Poste. (Hg).

$$Hg = (11.336 + 10.118 + 8.897 + 7.321)/4$$

$$Hg = 9.418 \text{ mts}$$

Paso 10:

Cálculo de la componente horizontal de la fuerza de la retenida, aplicando la ecuación 4.19

$$Gh = (ShMc + Mt + Mp)/Hg$$

$$Gh = [(224)(28) + 28695.4 + 2114] / 9.418$$

$$Gh = 3940.5 \text{ Kg.}$$

Paso 11:

Calculo de la tension resultante que soportara la retenida y el anclaje, aplicando la ecuacion 4.25

$$Gr = 1.57 Gh$$

$$Gr = 1.57(3940.5)$$

$$Gr = 6187 \text{ Kg.}$$

Paso 12 :

Cálculo del esfuerzo de trabajo que soportara cada una de las retenidas para el caso de las estructuras CEL/NRECA, que es una estructura C3, se recomienda cuatro retenidas como se muestra en la fig. 4.13

$$Gr/4 = 6187/4$$

$$Gr = 1547 \text{ Kg.}$$

Paso 13:

Cálculo del esfuerzo de ruptura del cable de la retenida, dado que la carga máxima a la que se puede someter la retenida es al 30% del esfuerzo de ruptura, por lo que Gr se divide por 0.3.

$$Gr/0.3 = 1547/0.3$$

$$Gr = 5156 \text{ kgs.}$$

Paso 14:

Con el esfuerzo de ruptura igual a 5156 kgs. se selecciona de la tabla 4.11, el tamaño del cable a usar en la retenida.

Paso 15:

Analizando la tabla 4.11, el esfuerzo de ruptura a seleccionar es el cable High Shength steel de 7/16" que soporta 14500 lbs. (6576 kgs.), que al calcular el 30 % del esfuerzo de ruptura al que trabajara la retenida equivale a 1972 kgs; que al compararlo con el valor de la retenida del Paso 13 garantiza la seguridad de la estructura.

Tabla 4.11
Datos de Esfuerzos de Cable para Retenidas

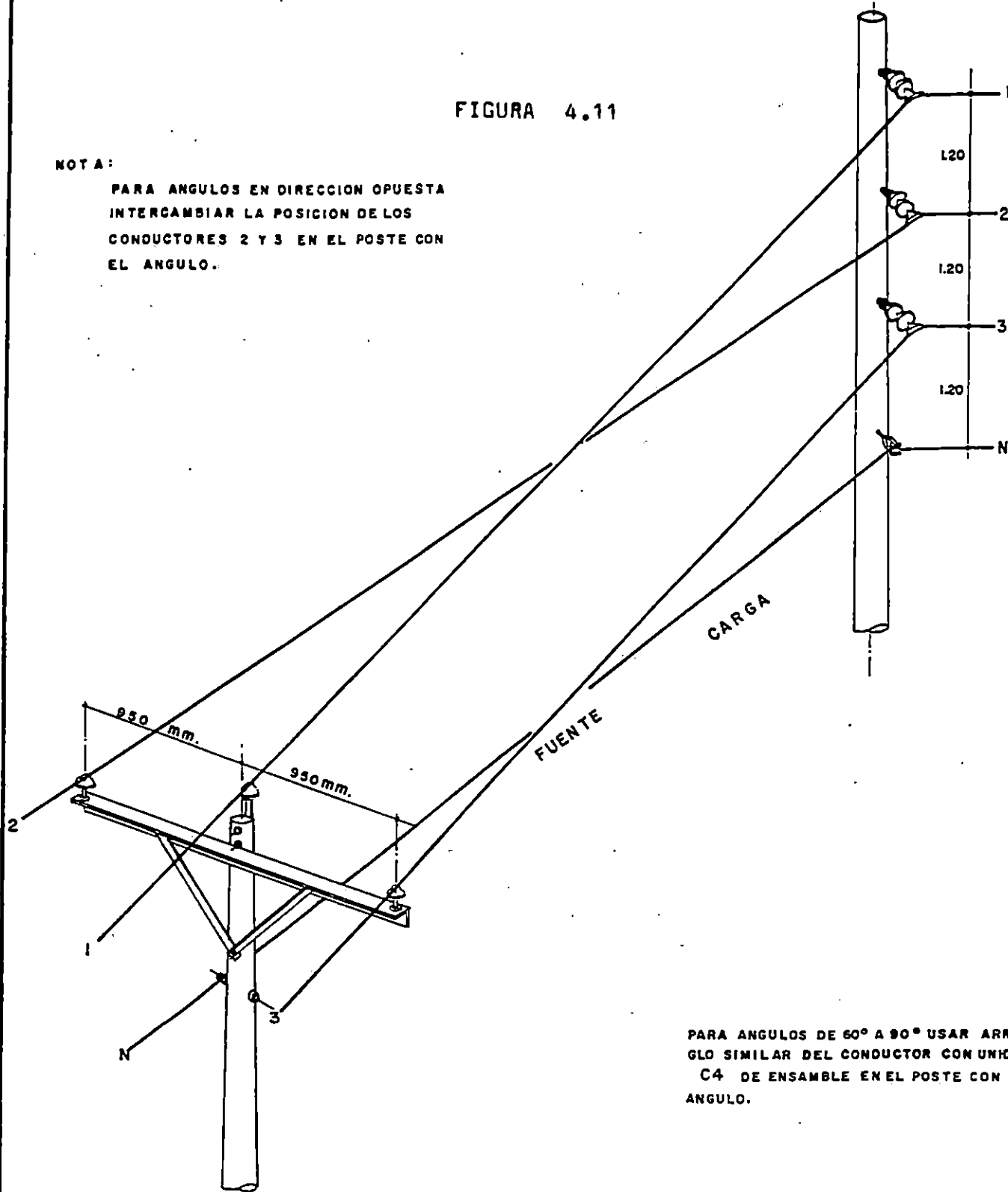
TIPO	TAMAÑO [pulg]	ESFUERZO DE RUPTURA	
		[lbs]	[kgs]
Siemens Martin Steel	1/4	3150	1430
	5/16	5350 *	2426
	3/8	6950	3152
	7/16	9350	4240
High Shength Steel	1/4	4750	2154
	3/8	10800	4898
	7/16	14500	6576

* Tamaño más utilizado en nuestro país.

FIGURA 4.11

NOTA:

PARA ANGULOS EN DIRECCION OPUESTA
INTERCAMBIAR LA POSICION DE LOS
CONDUCTORES 2 Y 3 EN EL POSTE CON
EL ANGULO.



PARA ANGULOS DE 60° A 90° USAR ARREGLO SIMILAR DEL CONDUCTOR CON UNIDAD C4 DE ENSAMBLE EN EL POSTE CON EL ANGULO.

LIMITES DE DISEÑO:

Angulo: de 30° a 60°

GUIA PARA CONSTRUCCION VERTICAL LINEA EN CRUZETA A LINEA EN CONSTRUCCION VERTICAL.

Diseño:
Dibujo: A. I. V.
Revisó: C. L. *Chinchi*
Aprobó: M. M. *Angel*

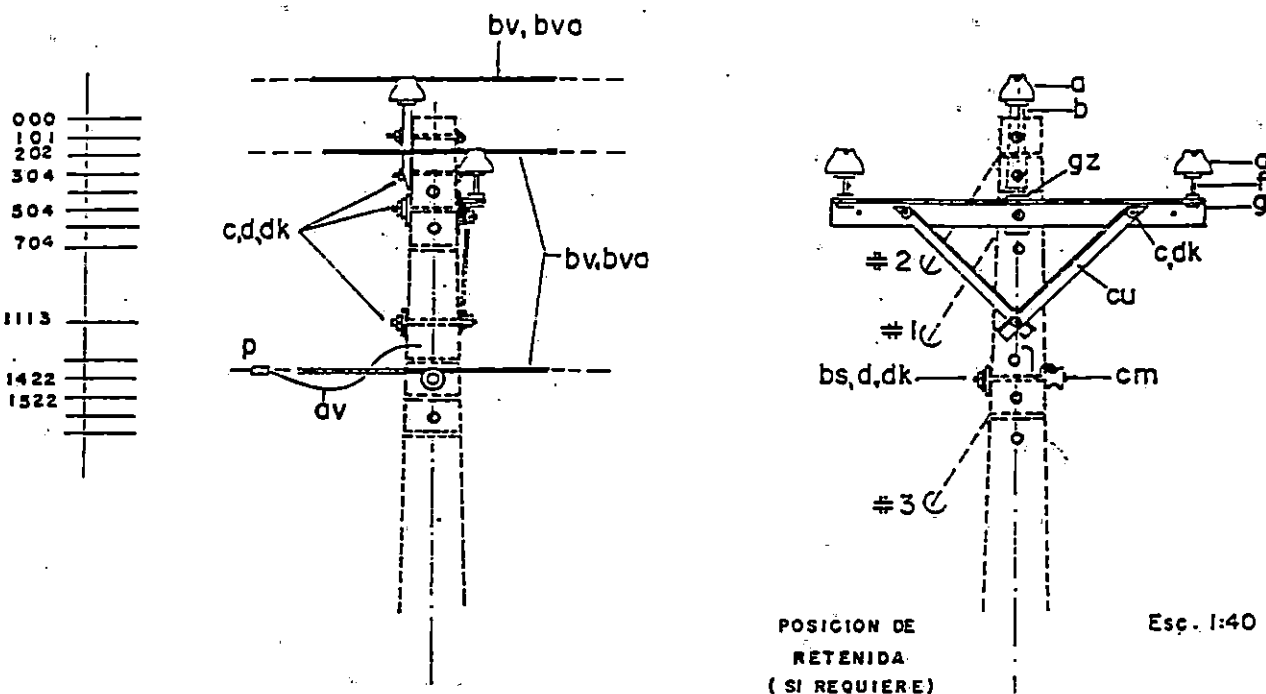
CEL

M 21

Nº	REV.	FECHA	POR

FIGURA 4.12

NOTA:
CI-M SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIPLEX.



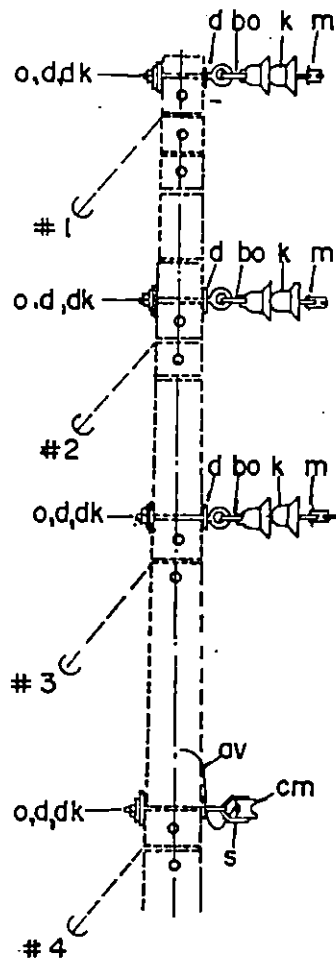
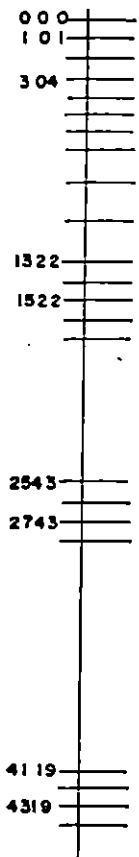
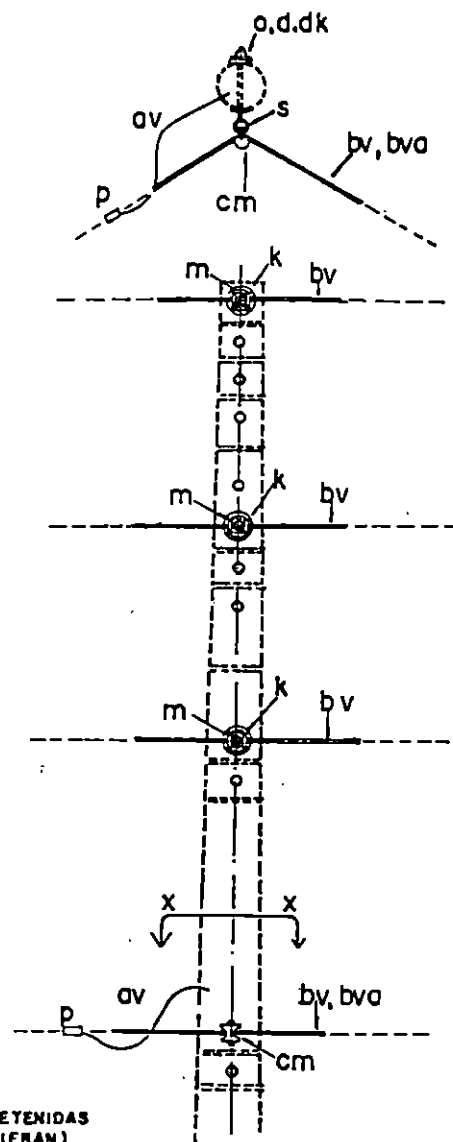
CODIGO	ITEM	C	C ²	C ³		CODIGO	ITEM	C	C ²	C ³	
3422-41-13	a	3	3		AISLADOR TIPO PIN.	6241-98 18	gz	1	1		ZAPATA PARA POSTE.
4561-01-20	b	1	1		CABEZOTE 20"	5371-7X-01	bv	3	3		JGO.VARILLAS PREF.SENCILLO, FASE.
0638-05-10	c	4	4		PERNO MAQUINA 5/8"x10"	5371-7X-01	bv	1			JGO.VARILLAS PREF.SENCILLO, NEUTRO
0638-05-01	c	2	2		PERNO MAQUINA 5/8"x1 1/2"	6790-11-10	bvo	4	3		AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO.
7101-99-41	d	5	5		ARANDELA CURVA AG. 11/16"	0639-05-10	bs	1	1		PERNO AISLADOR CARRETE 5/8"x10"
7105-99-41	dk	7	7		ARANDELA DE PRESION AG. 11/16"	3426-20-11	cm	1	1		AISLADOR DE CARRETE 1 3/4"
4541-32-51	f	2	2		ESPIGA AISLADOR TIPO PIN.	1701-XX-XX	p	1	1		CONECTOR COMPRESION NEUTRO TIERRA
6251-05-25	g	1	1		CRUCERO 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.03M	7270-04-01	dv				ALAMBRE POLARIZACION POSTE.
6251-01-25	cu	2	2		DIAGONAL 1 1/2" x 1 1/2" x 1/4" x 0.91 M	1174X-XX	rp	2			REMATE PREFORMADO NEUTRO
LIMITES DE DISEÑO:						SOPORTE PRIMARIO SENCILLO EN CRUCERO					
Angulo: 0° a 5° máximo.						3 FASES 13.2 / 7.6 Kv.					
Carga Transversal: 500 lbs.						Diseño:					
(2,224 N) máximo por conductor.						Dibujo: A.I.V.					
						Revisa: C.L. <i>[Signature]</i>					
N° REV. FECHA POR						Aprobo: M.M. <i>[Signature]</i>					
						CEL: A, B, 132-3					
						CI, CI-M					

NOTA:
C3-M SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIFLEX.

FIGURA 4.13



SECCION XX. PLANTA.



POSICION DE RETENIDAS
(SEGUN REQUIERAN)

Esc. 1:40

CODIGO	ITEM	Q	C3-M		CODIGO	ITEM	Q	C3-M	
3426-40-19	cm	1	1	AISLADOR DE CARRETE 3"	5371-7X-02	bv	3	3	JGO.VARILLAS PREF.DOBLE, FASE.
7101-99-41	d	8	8	ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16"	5371-7X-01	bv	1		JGO.VARILLAS PREF.SENCILLO,NEUTRO
3426-10-13	k	6	6	AISLADOR SUSPENSION 6"	1230-12-01	s	1	1	ESTRIBO COLGANTE PARA CARRETE.
0636-15-10	o	4	4	PERNO ARGOLLA 5/8" x 10"	5790-11-10	bvo	1		AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO.
1174-16-89	m	3	3	GRAPA SUSPENSION ANGULAR FASE	1701-XX-XX	p	1	1	CONECTOR COMPRESION NEUTRO-TIERR
1230-28-00	bo	3	3	GRILLETE DE ANCLAJE 9/16"	7270-04-01	av			ALAMBRE POLARIZACION POSTE.
7105-99-41	dk	4	4	ARANDELA DE PRESION AGUJERO 11/16"	1177-4X-XX	fp	2		REMATE PREFORMADO NEUTRO.

LIMITES DE DISEÑO:
Angulo: 30° a 60° máximo
Carga Transversal: 4,000 Lbs.
(17,792 N) máximo por conductor.

Nº	REV.	FECHA	POR

CONSTRUCCION VERTICAL 30° a 60°
3 FASES 13.2 / 7.6 Kv.
Diseño:
Dibujo: A. I. V.
Revisó: C. L. *[Signature]*
Aprobó: M. M. *[Signature]*
CEL:D-13.2-3
C3, C3-M

CONCLUSIONES DEL CAPITULO IV

Para el diseño mecánico de una línea de distribución de energía eléctrica es fundamental conocer las cargas que actúan tanto en los conductores como en los postes, porque a través de estas fuerzas se puede conocer el vano máximo permisible capaz de soportar el poste analizado. Lo que se persigue con la aplicación de esta metodología es optimizar la ubicación de cada poste o estructura para aumentar la longitud de los vanos sin que falle la resistencia de los postes y de los conductores.

Sí al diseño mecánico de la línea se le complementa con un método eficiente para el diseño y construcción de la línea eléctrica como lo es el método de Estaqueo, a través del cual se puede aumentar la longitud de los vanos y disminuir la cantidad de los postes dado que, la filosofía del Método de Estaqueo consiste en buscar los alineamientos más largos posibles de los postes dentro de los límites permitidos con los requisitos de diseño y seguridad de la línea eléctrica.

BIBLIOGRAFIA

- 1- Rural Electrification Administration, REA, Mechanical Design Manual for Overhead Distribution lines, U.S.A. Department of Agriculture, IOWA, USA, 1987.
- 2- National Electrical Safety Code, NESC, ANSI, C-2-1990, IEEE, Segunda Edición, 1990, USA.
- 3- NRECA, Manual de Estaqueo de líneas de Distribución para El Salvador, 1989.
- 4- NRECA, Manual de Especificaciones Técnicas para la Construcción de Líneas de Distribución por Estaqueo, 1993.
- 5- NRECA, Procedimientos Generales para el Estaqueo, Ing. Myk Manon, 1993.
- 6- NRECA, Diseño, Construcción e Inspección de Redes Eléctricas en Proyectos de electrificación Rural, Ing. Leonel Bolaños L., 1993.

CAPITULO V. PROGRAMA COMPUTACIONAL DE CALCULO DE VANOS MAXIMOS.

INTRODUCCION:

En el presente capítulo se explica a detalle la metodología del programa a través de un manual de Usuario, mostrando con pantallas la interrelación de todas sus opciones, para así determinar los cálculos correspondientes.

El programa esta diseñado para determinar de manera especial el Vano máximo para las nuevas estructuras CEL-NRECA. Su operación es bastante flexible ya que la mayoría de datos a ingresar se manejan a nivel de variable, permitiéndole al diseñador u operador manejar diferentes criterios.

El programa esta dividido en cuatro opciones principales las cuales son: 1. Ingreso de datos, 2. Consulta, 3. Reportes y 4. Mantenimiento de tablas.

5.1 REQUERIMIENTOS DE HARDWARE Y SOFTWARE.

El Hardware requerido es un computador personal, con procesador mínimo de 80286, y 2 Megabytes de memoria Ram, para lograr rapidez en el calculo, Un impresor (de cualquier marca y tipo: ejemplo matricial, láser, etc) para lograr obtener reporte impresos.

El Software utilizado para desarrollar el programa es Magic-PC, que corre bajo el sistema operativo DOS (Cualquier versión).

5.2 ACCESO A MAGIC PC.

Digitar el archivo ejecutable de Magic-PC: MAGIC.EXE, en el subdirectorio que se encuentra. Luego aparece la pantalla de Presentación de Magic-PC, y solicita un Usuario y una clave secreta (password). Si no posee Usuario/Password solicítelo al encargado del Software. (Ver figura 5.1).

5.3 INGRESO AL SISTEMA.

Se visualiza la pantalla del Menú principal (Ver figura 5.2) denominada Calculo de Vanos. Para ingresar al Sistema teclee la tecla ENTER seguidamente aparecerá un Submenú en donde se aprecian cuatro opciones 1. Ingreso de datos, 2. Consulta, 3. Reportes y 4. Mantenimiento de Tablas (Ver figura 5.3)

En estos momentos quien opera el programa tiene la facilidad de seleccionar cualquiera de las 4 opciones que aparecen.

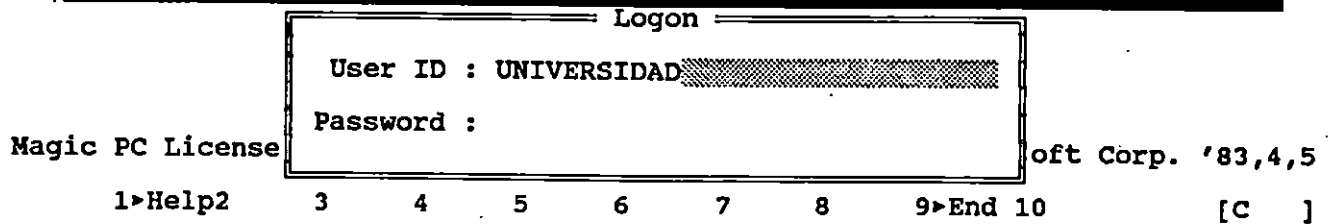
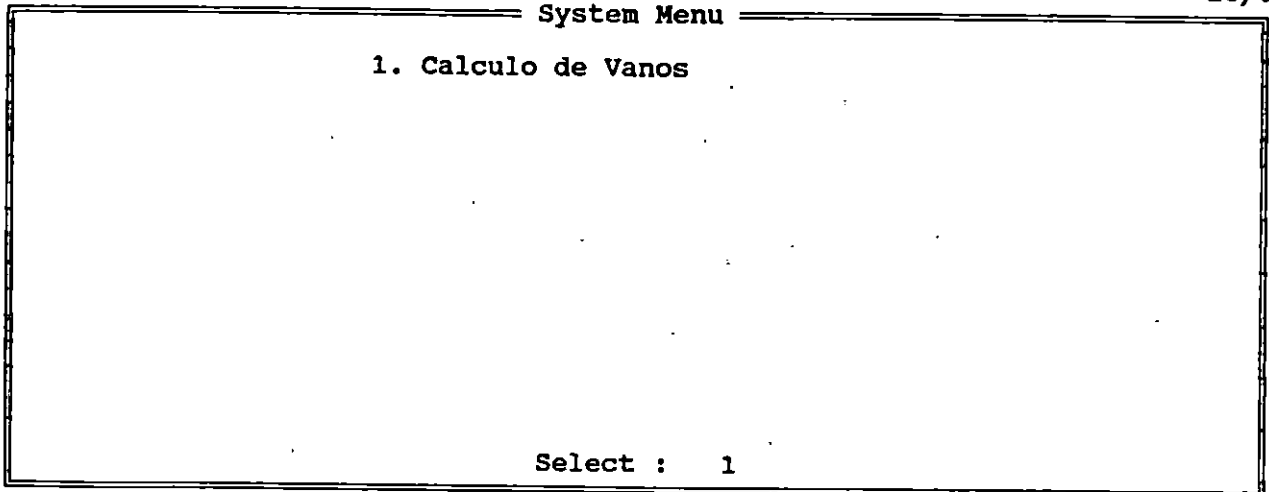


Figura 5.1 Pantalla de MAGIC PC

Universidad de El Salvador MAGIC PC V3.50 GR: ID: JULIO 16/03/94
System Menu



1>Help2 3 4 5 6 7 8 9>End 10>Opt [C]

Figura 5.2 Pantalla de Presentación

Calculo de Vanos

System Menu

Sub-System Menu

1. INGRESO DE DATOS
2. CONSULTA
3. REPORTE
4. MANTENIMIENTO DE TABLAS

Select : 1

1▶Help2

3

4

5

6

7▶Conv8

9▶End 10▶Opt

[C]

FIGURA 5.3 MENU PRINCIPAL.

5.4 INGRESO DE DATOS:

1. Digite la opción 1: Ingreso de Datos y aparecerá la pantalla del Ingreso de Datos (Ver figura 5.4 "a" "b"), seguidamente digite nuevamente 1 y aparecerá la pantalla Ingreso de datos (Ver figura 5.5), que le permitirá digitar toda la información pertinente para determinar el Vano máximo. En este momento se comienza un dialogo interactivo entre Usted y la computadora.

2. El cursor en este momento esta situado en Altura del Poste, teclee la tecla F5 (zoom) que le permite abrir la tabla "Postes de concreto, seleccione el tamaño del poste adecuado como se muestra en la figura 5.5.

3. Con las teclas de cursor (↑ ↓) puede mover el cursor hasta seleccionar el Poste deseado. A continuación teclee F9 y el programa regresa a la pantalla de Ingreso, trayendo de la Tabla toda la información del poste como se aprecia en la figura 5.6.

4. Situar el Cursor en "Estructura CEL-NRECA", se visualiza que la tecla F5 (zoom) se ha activado. Teclee F5 y se abre la tabla datos de Diseño (Ver figura 5.6). Con las teclas de cursor (↑ ↓) seleccione la Estructura CEL-NRECA, luego teclee F9 y regresa a la pantalla de ingreso.

5. Digite el Angulo de la Línea acorde a la Estructura CEL-NRECA y la velocidad máxima del viento en kms/hr. (se recomienda 100 kms/hr.como estándar para El Salvador. Manual de Normas del Istmo Centroamericano).

6. Digite los factores de sobrecarga de viento y tensión, situando el cursor en FOT___ se visualiza que F5 (zoom) es activado, (Ver figura 5.7) teclee F5 y aparece la tabla de valores de sobrecarga de viento y tensión, selecciónelo y teclee F9 para regresar a la pantalla de Ingreso, visualizándose los valores de FOT Y FOW.

7. Digite los datos del Conductor primario, ubicando al cursor en "Tipo de Conductor" (Ver figura 5.8 a) y se activa F5 (zoom), teclee F5 y se visualiza la tabla de "Tipo de Conductor" seleccione con las teclas de cursor ↑ ↓ el conductor, luego teclee F9 y regresa a la pantalla de Ingreso (Ver figura 5.8 b) y se visualiza todos los datos del conductor primario.

8. El mismo paso anterior repítalo para calcular el Conductor del Neutro (Ver figura 5.8 b).

9. Digite el " % de tensión de ruptura del conductor" este dato es variable ya que dependerá mucho del diseñador. (Ver figura 5.8 b)

10. Si posee conductor Secundario repita el paso para Conductor primario tecleando una "S", pero si no posee secundario el programa no le pedirá datos de secundario.

11. Finalmente el Programa le solicita el "tipo de retenida a utilizar?" y se visualiza que la tecla F5 (zoom) se ha activado. Ver figura 5.8 b. a continuación teclee F5 y aparece la tabla "tipo de retenida"; con las teclas de cursor ↑ ↓ seleccione el tipo de retenida que desea utilizar, luego teclee F9.

El programa tiene ya toda la información pertinente para procesar y calcular El Vano máximo horizontal, teclee F9 para salir de la Opción de INGRESO DE DATOS, para observar la Salida ya sea en Pantalla o impresa en documento.

El ingreso de datos podrá efectuarse de cuantas cálculos deseen hacerse, ya que existe un archivo maestro que almacena los resultados del calculo efectuado, para poder ser utilizado en cualquier momento.

```
-----  
System Menu  
-----  
Calculo de Vanos  
-----  
Sub-System Menu  
-----  
1. INGRESO DE DATOS  
2. CONSULTA  
3. REPORTES  
4. MANTENIMIENTO DE TABLAS  
  
Select : 1  
  
1>Help2    3    4    5    6    7>Conv8    9>End 10>Opt    [C ]
```

FIGURA 5.4 A) MENU PRINCIPAL.

```
-----  
System Menu  
-----  
Calculo de Vanos  
-----  
Sub-System Menu  
-----  
INGRESO DE DATOS  
-----  
Program Menu  
-----  
1. INGRESO DE DATOS  
  
Select : 1  
  
1>Help2    3    4    5    6    7>Conv8    9>End 10>Opt    [C ]
```

FIGURA 5.4 B) OPCION DE DATOS.

INGRESO DE DATOS

DATOS DEL POSTE																			
ALTURA DEL POSTE (mts): 0.00 CLASE : 0																			
DIAMETRO DE LA PUNTA : 0.00 DIAMETRO DE BASE : 0.00 (cm) (cm)																			
FACTOR DE SEGURIDAD : 0																			
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">DATOS DE DISEÑO</td> </tr> <tr> <td colspan="2">ESTRUCTURA CEL-NRECA :</td> </tr> <tr> <td>ANGULO DE LINEA :</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>VELOCIDAD MAX DE VIENTO (km/h) :</td> <td>0</td> </tr> </table>	DATOS DE DISEÑO		ESTRUCTURA CEL-NRECA :		ANGULO DE LINEA :	0.00	VELOCIDAD MAX DE VIENTO (km/h) :	0	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">CONDUCTOR DEL NEUTRO</td> </tr> <tr> <td colspan="2">TIPO DE CONDUCTOR :</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">0</td> </tr> <tr> <td>DIAMETRO DE CONDUCTOR (mm) :</td> <td>0.0000</td> </tr> <tr> <td>CARGA DE RUPTURA :</td> <td>0</td> </tr> </table>	CONDUCTOR DEL NEUTRO		TIPO DE CONDUCTOR :		0		DIAMETRO DE CONDUCTOR (mm) :	0.0000	CARGA DE RUPTURA :	0
DATOS DE DISEÑO																			
ESTRUCTURA CEL-NRECA :																			
ANGULO DE LINEA :	0.00																		
VELOCIDAD MAX DE VIENTO (km/h) :	0																		
CONDUCTOR DEL NEUTRO																			
TIPO DE CONDUCTOR :																			
0																			
DIAMETRO DE CONDUCTOR (mm) :	0.0000																		
CARGA DE RUPTURA :	0																		

Modify 1>Help2>Undo3>Del 4 5>Zoom6 7 8 9>End 10>Opt []

INGRESO DE DATOS

DATOS DEL POSTE																						
LONGITUD POSTE	CUSPIDE	BASE	CLASE	FACTOR DE SEGURIDAD																		
0.00	0.00	0.00	0	0																		
7.62	16.50	28.00	500	2																		
7.62	0.00	0.00	0	0																		
9.15	16.50	30.00	500	2																		
10.67	16.50	32.50	500	2																		
10.67	16.00	32.00	500	2																		
12.20	20.90	34.50	750	2																		
12.20	16.50	34.50	1000	2																		
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">DATOS DE DISEÑO</td> </tr> <tr> <td colspan="2">ESTRUCTURA CEL-NRECA :</td> </tr> <tr> <td>ANGULO DE LINEA :</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>VELOCIDAD MAX DE VIENTO (km/h) :</td> <td>0</td> </tr> </table>		DATOS DE DISEÑO		ESTRUCTURA CEL-NRECA :		ANGULO DE LINEA :	0.00	VELOCIDAD MAX DE VIENTO (km/h) :	0	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">CONDUCTOR DEL NEUTRO</td> </tr> <tr> <td colspan="2">TIPO DE CONDUCTOR :</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">0</td> </tr> <tr> <td>DIAMETRO DE CONDUCTOR (mm) :</td> <td>0.0000</td> </tr> <tr> <td>CARGA DE RUPTURA :</td> <td>0</td> </tr> </table>			CONDUCTOR DEL NEUTRO		TIPO DE CONDUCTOR :		0		DIAMETRO DE CONDUCTOR (mm) :	0.0000	CARGA DE RUPTURA :	0
DATOS DE DISEÑO																						
ESTRUCTURA CEL-NRECA :																						
ANGULO DE LINEA :	0.00																					
VELOCIDAD MAX DE VIENTO (km/h) :	0																					
CONDUCTOR DEL NEUTRO																						
TIPO DE CONDUCTOR :																						
0																						
DIAMETRO DE CONDUCTOR (mm) :	0.0000																					
CARGA DE RUPTURA :	0																					

Query 1>Help2>Undo3 4 5 6 7 8 9>End 10>Opt []

FIGURA 5.5 INGRESO DE DATOS DEL POSTE.

INGRESO DE DATOS

ESTRUCTURA CEL-NRECA : <u>A1</u> ANGULO DE LINEA : 5.00 VELOCIDAD MAX DE VIENTO (km/h) : 100 FACTORES DE SOBRECARGA FOW : 0.00 FOT : 0.00	TIPO DE CONDUCTOR : 0 DIAMETRO DE CONDUCTOR (mm) : 0.0000 CARGA DE RUPTURA (kg-f) : 0 % DE TENSION DE RUPTURA DEL COND. : 0.00
CONDUCTOR PRIMARIO TIPO DE CONDUCTOR : 0 DIAMETRO DEL CONDUCTOR (mm) : 0.0000	CONDUCTOR DEL SECUNDARIO POSEE SECUNDARIO..? S/N : 0 TIPO DE CONDUCTOR : DIAMETRO CONDUCTOR : 0.0000

Modify 1>Help2>Undo3>Del 4 5>Zoom6 7 8 9>End 10>Opt []

INGRESO DE DATOS

ESTRUCTURA CEL-NRECA : A1 ANGULO DE LINEA : 5.00 VELOCIDAD MAX DE VIENTO (km/h) : 100	TIPO DE CONDUCTOR : 0 DIAMETRO DE CONDUCTOR (mm) : 0.0000 CARGA DE RUPTURA (kg-f) : 0
VALORES DE SOBRECARGA	
FO VALOR DE CARGA DE VIENTO (FOW) 2.20 2.50	VALOR DE CARGA DE TENSION 1.10 1.65
DIAMETRO DEL CONDUCTOR (mm) : 0.0000	TIPO DE CONDUCTOR : DIAMETRO CONDUCTOR : 0.0000

Query 1>Help2>Undo3 4 5 6 7 8 9>End 10>Opt []

FIGURA 5.7 INGRESO DE DATOS DE FACTORES DE SOBRECARGA.

INGRESO DE DATOS

ESTRUCTURA CEL-NRECA : A1 ANGULO DE LINEA : 5.00 VELOCIDAD MAX DE VIENTO (km/h) : 100 FACTORES DE SOBRECARGA FOW : 2.20 FOT : 1.10	TIPO DE CONDUCTOR : 0 DIAMETRO DE CONDUCTOR (mm) : 0.0000 CARGA DE RUPTURA (kg-f) : 0 % DE TENSION DE RUPTURA DEL COND. : 0.00
---	---

CONDUCTOR PRIMARIO TIPO DE CONDUCTOR : 0 DIAMETRO DEL CONDUCTOR (mm) : 0.0000	CONDUCTOR DEL SECUNDARIO POSEE SECUNDARIO...? S/N : 0 TIPO DE CONDUCTOR : DIAMETRO CONDUCTOR : 0.0000
--	---

Modify 1▶Help2▶Undo3▶Del 4 5▶Zoom6 7 8 9▶End 10▶Opt []

INGRESO DE DATOS

ESTRUCTURA CEL-NRECA : A1 ANGULO DE LINEA : 5.00 VELOCIDAD MAX DE VIENTO (km/h) : 100 FACTORES DE SOBRECARGA FOW : 2.20 FOT : 1.10	TIPO DE CONDUCTOR : 0 DIAMETRO DE CONDUCTOR (mm) : 0.0000 CARGA DE RUPTURA (kg-f) : 0 % DE TENSION DE RUPTURA DEL COND. : 0.00
---	---

TIPO DE CONDUCTOR	DIAMETRO DEL CONDUCTOR	CARGA DE RUPTURA	CALIBRE DEL CONDUCTOR
HOP	6.9190	378	2
JADE	5.0300	5	6
POLLUX	4.0100	343	8
SPARROW	8.0160	1293	2

Query 1▶Help2▶Undo3 4 5 6 7 8 9▶End 10▶Opt []

FIGURA 5.8.A. INGRESO DE DATOS DEL CONDUCTOR PRIMARIO.

INGRESO DE DATOS

<p style="text-align: center;">DATOS DE DISEÑO</p> <p>ESTRUCTURA CEL-NRECA : <u>A1</u></p> <p>ANGULO DE LINEA : <u>5.00</u></p> <p>VELOCIDAD MAX DE VIENTO (km/h) : <u>100</u></p> <p style="text-align: center;">FACTORES DE SOBRECARGA</p> <p>POW : <u>2.20</u> FOT : <u>1.10</u></p>	<p style="text-align: center;">CONDUCTOR DEL NEUTRO</p> <p>TIPO DE CONDUCTOR : <u>SPARROW</u></p> <p>DIAMETRO DE CONDUCTOR (mm) : <u>8.0160</u></p> <p>CARGA DE RUPTURA (kg-f) : <u>1293</u></p> <hr/> <p>% DE TENSION DE RUPTURA DEL COND. : <u>35</u></p>
<p style="text-align: center;">CONDUCTOR PRIMARIO</p> <p>TIPO DE CONDUCTOR : <u>SPARROW</u></p>	<p style="text-align: center;">CONDUCTOR DEL SECUNDARIO</p> <p>POSEE SECUNDARIO..? <u>S/N</u></p>

Modify 1>Help2>Undo3>Del 4 5 6 7 8 9>End 10>Opt []

INGRESO DE DATOS

<p>CONDUCTOR (mm)</p> <p>CARGA DE RUPTURA (kg-f) : <u>1293</u></p> <p>NUMERO DE FASES : <u>1</u></p> <p>CALIBRE DEL CONDUCTOR : <u>2</u></p>	<p>DIAMETRO CONDUCTOR (mm) : <u>0.0000</u></p> <p>CARGA DE RUPTURA (kg-f) : <u>0</u></p> <p>NUMERO DE FASES : <u>0</u></p>
<p>TIPO DE RETENIDAS A UTILIZAR..?</p> <p>RETENIDAS..... <u>0</u></p>	

Modify 1>Help2>Undo3>Del 4 5>Zoom6 7 8 9>End 10>Opt []

FIGURA 5.8.B. INGRESO DE DATOS DEL CONDUCTOR NEUTRO Y SECUNDARIO.

CONDUCTOR PRIMARIO	CONDUCTOR DEL SECUNDARIO
TIPO DE CONDUCTOR : SPARROW 1	POSEE SECUNDARIO..? S/N 0
DIAMETRO DEL CONDUCTOR (mm) : 8.0160	TIPO DE CONDUCTOR :
CARGA DE RUPTURA (kg-f) : 1293	DIAMETRO CONDUCTOR : 0.0000 (mm)
NUMERO DE FASES : 1	CARGA DE RUPTURA : 0 (kg-f)
CALIBRE DEL CONDUCTOR : 2	NUMERO DE FASES : 0
TIPO DE RETENIDAS A UTILIZAR..?	

Modify 1>Help2>Undo3>Del 4 5 6 7 8 9>End 10>Opt []

CONDUCTOR (mm)	DIAMETRO CONDUCTOR : 0.0000 (mm)	
CARGA DE RUPTURA (kg-f) : 1293	CARGA DE RUPTURA : 0 (kg-f)	
NUMERO DE FASES : 1	NUMERO DE FASES : 0	
CALIBRE DEL CONDUCTOR : 2		
TIPO DE RETENIDA A UTILIZAR..?		
TIPO DE RETENIDA		
TIPO DE CONDUCTOR	ESFUERZOS	CALIBRE
HIGH SHENGTH STEEL	2154	1/4
SIEMENS MARTIN STEEL	1428	1/4
HIGH SHENGTH STEEL	4898	3/8
SIEMENS MARTIN STEEL	3152	3/8
SIEMENS MARTIN STEEL	2426	5/16
HIGH SHENGTH STEEL	6576	7/16

Query 1>Help2>Undo3 4 5 6 7 8 9>End 10>Opt []

FIGURA 5.9 INGRESO DE DATOS DE TIPOS RETENIDAS A UTILIZAR.

5.5 CONSULTA

1. Digite la opción 2: Consulta y aparece la pantalla de CONSULTA DE MAESTRO (Ver figura 5.10 "a" "b"), seguidamente digite nuevamente 1 y aparecerá la pantalla CONSULTA DE MAESTRO (Ver figura 5.11), y se visualiza la información o resultados de los cálculos bajo formato : VANO MAX, FLECHA MAXIMA, ANGULO DE LA LINEA, ALTURA DEL POSTE. Ver figura 5.11

2. El propósito principal del programa es determinar el Vano máximo de ahí un dato importante a visualizar en la consulta, de igual manera la importancia de los otros datos.

En esta opción no se puede modificar ningún dato ya que el propósito es consulta de los cálculos efectuados.

5.6 REPORTE DE SALIDA

1. Digite la opción 3: REPORTE y aparece la pantalla de REPORTE DE SALIDA (Ver figura 5.12 "a" "b"), seguidamente digite nuevamente 1 y aparecerá la pantalla el siguiente mensaje " ESTAMOS IMPRIMIENDO...". (Ver figura 5.13), y se Imprime el resultado en la impresora asignada.

2. El reporte de salida impreso aparece bajo el con la siguiente información:

- * Vano Estructural: es el máximo estructural
- * Vano Máximo: es el recomendado ya que considera el flechado, y de manera especial el Libramiento.
- * Flecha Máxima: La flecha máxima permisible.
- * Libramiento: Considerando el recomendado por el tipo de lugar donde pasan las estructuras. (normas de la REA)
- * Numero de Retenidas: cantidad de retenidas a utilizar
- * tipo de estructura: CEL-NRECA
- * Altura del poste: en metros.
- * Angulo de la línea: el ángulo entre las dos estructuras
- * tipo de primario: El conductor utilizado.
- * numero de fases del primario: dato de entrada
- * Tipo de Conductor del Neutro: Conductor utilizado.
- * Numero del Conductor: dato de entrada.

Ver figura 5.14

La información sera quedara almacenada, por lo tanto se podrá imprimir tantas veces lo desee el operador del Sistema.

```
System Menu
-----
Calculo de Vanos
-----
Sub-System Menu
-----
1. INGRESO DE DATOS
2. CONSULTA
3. REPORTES
4. MANTENIMIENTO DE TABLAS

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C ]
```

FIGURA 5.10 A) MENU PRINCIPAL.

```
System Menu
-----
Calculo de Vanos
-----
Sub-System Menu
-----
CONSULTA
-----
Program Menu
-----
1. CONSULTA DE MAESTRO

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C ]
```

FIGURA 5.10 B) OPCION CONSULTA DE MAESTRO

Calculo de Vanos

System Menu

CONSULTA

Sub-System Menu

Program Menu

1. CONSULTA DE MAESTRO

Select : 1

1▶Help2

3

4

5

6

7▶Conv8

9▶End 10▶Opt

[C]

CONSULTA DE MAESTRO			
VANO MAX.	FLECHA MAXIMA	ANGULO DE LA LINEA	ALTURA DEL POSTE
999.99	999.99	999.99	99.99

FIGURA 5.11 CONSULTA DE MAESTRO.

Calculo de Vanos

System Menu

Sub-System Menu

1. INGRESO DE DATOS
2. CONSULTA
3. REPORTES
4. MANTENIMIENTO DE TABLAS

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.12 A) MENU PRINCIPAL

Calculo de Vanos

System Menu

Sub-System Menu

REPORTES

Program Menu

1. REPORTE DE SALIDA

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.12 B) OPCION REPORTE DE SALIDA.

Calculo de Vanos

System Menu

Sub-System Menu

REPORTES

Program Menu

1. REPORTE DE SALIDA

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C]

REPORTE DE SALIDA

ESTAMOS IMPRIMIENDO.....

FIGURA 5.13 REPORTE DE SALIDA.

REPORTE DE CALCULOS DE VANOS												
VANO ESTRUCTURAL	VANO MAXIMO	FLECHA MAXIMA	FLECHA	LIBRA- MIENTO	RETE- NIDAS	TIPO DE ESTRUCTURA	ALTURA POSTE	ANGULO LINEA	TIPO DE PRIMARIO	NUMERO DE FASES PRI.	TIPO DE COND. NEUTRO	NUM DE
999.99	999.99	999.99	999.99	99.99	9	AAAAA	99.99	999.99	AAAAAAAAAAAA	9	AAAAAAAAAAAA	

FIGURA 5.14 REPORTE IMPRESO.

5.7 MANTENIMIENTO DE TABLAS

5.7.1 MANTENIMIENTO DE POSTES DE CONCRETO

1. Digite la opción 4: MANTENIMIENTO DE TABLAS y aparece la pantalla de otro Menú para mantenimiento de tablas (Ver figura 5.15 "a" "b").
2. Si digita la opción 1 del menú "Postes de Concreto", se visualizará una pantalla titulada "Postes de Concreto" con el siguiente mensaje "Presione una tecla para: Adicionar registros y Editar Ver figura 5.16 "a" y "b".
3. Con F9 puede regresar a la pantalla anterior (menú del Mantenimiento de tablas).
4. Si digita A se visualizará la siguiente pantalla (Ver figura 5.17 "a" ADICIONAR DATOS): acá se deberán ingresar los datos obligatorios como aparecen en la figura pertinentes a la tabla en particular, tecleando ENTER será grabado en la Tabla. Para Salir de esta opción teclear F9.
5. Si digita E se visualizará la siguiente pantalla (Ver figura 5.17 "b" EDITAR DATOS): acá solo se puede visualizar todos los datos existente en dicha tabla, y se podrán modificar, debido a posibles errores en la Adición. Un ejemplo de esto se visualiza en la figura 5.18. Tecleando repetidas veces ENTER se visualizarán mas registros y se podrá situar en un campo en particular con las teclas de cursor (↑ ↓ → ←) Para Salir de esta opción teclear F9.

5.7.2 MANTENIMIENTO DE CONDUCTORES

1. Si digita la opción 2 del menú, "Conductores", se visualizará una pantalla titulada "Conductores" con el siguiente mensaje "Presione una tecla para: Adicionar registros y Editar Ver figura 5.19 "a" y "b".
2. Con F9 puede regresar a la pantalla anterior (menú del Mantenimiento de tablas).
3. Si digita A se visualizará la siguiente pantalla (Ver figura 5.20 "a" ADICIONAR DATOS): acá se deberán ingresar los datos obligatorios como aparecen en la figura pertinentes a la tabla en particular, tecleando ENTER será grabado en la Tabla. Para Salir de esta opción teclear F9.
4. Si digita E se visualizará la siguiente pantalla (Ver figura 5.20 "b" EDITAR DATOS): acá solo se puede visualizar todos los datos existente en dicha tabla, y se podrán modificar, debido a posibles errores en la Adición. Un ejemplo de esto se visualiza en la figura 5.21. Tecleando repetidas veces ENTER se visualizarán mas registros y se podrá situar en un campo en particular con las teclas de cursor (↑ ↓ → ←) Para Salir de esta opción teclear F9.

5.7.3 MANTENIMIENTO DE FACTORES DE SOBRECARGA

1. Si digita la opción 3 del menú, "Factores de Carga", se visualizará una pantalla titulada "Factores de Carga" con el siguiente mensaje "Presione una tecla para: Adicionar registros y Editar Ver figura 5.24 "a" y "b".
2. Con F9 puede regresar a la pantalla anterior (menú del Mantenimiento de tablas).
3. Si digita A se visualizará la siguiente pantalla (Ver figura 5.23 "a" ADICIONAR DATOS): acá se deberán ingresar los datos obligatorios como aparecen en la figura pertinentes a la tabla en particular, tecleando ENTER será grabado en la Tabla. Para Salir de esta opción teclear F9.
4. Si digita E se visualizará la siguiente pantalla (Ver figura 5.23 "b" EDITAR DATOS): acá solo se puede visualizar todos los datos existente en dicha tabla, y se podrán modificar, debido a posibles errores en la Adición. Un ejemplo de esto se visualiza en la figura 5.24. Tecleando repetidas veces ENTER se visualizarán mas registros y se podrá situar en un campo en particular con las teclas de cursor (↑ ↓ → ←) Para Salir de esta opción teclear F9.

5.7.4 MANTENIMIENTO DE LIBRAMIENTO VERTICAL

1. Si digita la opción 4 del menú, "libramiento Vertical", se visualizará una pantalla titulada "Libramiento vertical" con el siguiente mensaje "Presione una tecla para: Adicionar registros y Editar Ver figura 5.25 "a" y "b".
2. Con F9 puede regresar a la pantalla anterior (menú del Mantenimiento de tablas).
3. Si digita A se visualizará la siguiente pantalla (Ver figura 5.26 "a" ADICIONAR DATOS): acá se deberán ingresar los datos obligatorios como aparecen en la figura pertinentes a la tabla en particular, tecleando ENTER será grabado en la Tabla. Para Salir de esta opción teclear F9.
4. Si digita E se visualizará la siguiente pantalla (Ver figura 5.26 "b" EDITAR DATOS): acá solo se puede visualizar todos los datos existente en dicha tabla, y se podrán modificar, debido a posibles errores en la Adición. Un ejemplo de esto se visualiza en la figura 5.27. Tecleando repetidas veces ENTER se visualizarán mas registros y se podrá situar en un campo en particular con las teclas de cursor (↑ ↓ → ←) Para Salir de esta opción teclear F9.

5.7.5 MANTENIMIENTO DE RETENIDAS.

1. Si digita la opción 5 del menú, "Retenida", se visualizara una pantalla titulada "Retenida" con el siguiente mensaje "Presione una tecla para: Adicionar registros y Editar Ver figura 5.28 "a" y "b".
2. Con F9 puede regresar a la pantalla anterior (menú del Mantenimiento de tablas).
3. Si digita A se visualizara la siguiente pantalla (Ver figura 5.29 "a" ADICIONAR DATOS): acá se deberán ingresar los datos obligatorios como aparecen en la figura pertinentes a la tabla en particular, tecleando ENTER sera grabado en la Tabla. Para Salir de esta opción teclear F9.
4. Si digita E se visualizara la siguiente pantalla (Ver figura 5.29 "b" EDITAR DATOS): acá solo se puede visualizar todos los datos existente en dicha tabla, y se podrán modificar, debido a posibles errores en la Adición. Un ejemplo de esto se visualiza en la figura 5.30. Tecleando repetidas veces ENTER se visualizaran mas registros y se podrá situar en un campo en particular con las teclas de cursor (↑ ↓ → ←) Para Salir de esta opción teclear F9.

5.7.6 MANTENIMIENTO DE ESTRUCTURAS CEL-NRECA.

1. Si digita la opción 6 del menú, "Estructura CEL-NRECA", se visualizara una pantalla titulada "ESTRUCTURAS CEL-NRECA" con el siguiente mensaje "Presione una tecla para: Adicionar registros y Editar Ver figura 5.31 "a" y "b".
2. Con F9 puede regresar a la pantalla anterior (menú del Mantenimiento de tablas).
3. Si digita A se visualizara la siguiente pantalla (Ver figura 5.32 "a" ADICIONAR DATOS): acá se deberán ingresar los datos obligatorios como aparecen en la figura pertinentes a la tabla en particular, tecleando ENTER sera grabado en la Tabla. Para Salir de esta opción teclear F9.
4. Si digita E se visualizara la siguiente pantalla (Ver figura 5.32 "b" EDITAR DATOS): acá solo se puede visualizar todos los datos existente en dicha tabla, y se podrán modificar, debido a posibles errores en la Adición. Un ejemplo de esto se visualiza en la figura 5.33. Tecleando repetidas veces ENTER se visualizaran mas registros y se podrá situar en un campo en particular con las teclas de cursor (↑ ↓ → ←) Para Salir de esta opción teclear F9.

Calculo de Vanos

System Menu

Sub-System Menu

1. INGRESO DE DATOS
2. CONSULTA
3. REPORTES
4. MANTENIMIENTO DE TABLAS

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.15 A) MENU PRINCIPAL.

Calculo de Vanos

System Menu

MANTENIMIENTO DE TABLAS

Sub-System Menu

Program Menu

1. POSTES DE CONCRETO
2. CONDUCTORES
3. FACTORES DE CARGA
4. LIBRAMIENTO VERTICAL
5. RETENIDA
6. ESTRUCTURAS CEL-NRECA

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.15 B) OPCION MANTENIMIENTO DE TABLAS.

Calculo de Vanos

System Menu

Sub-System Menu

MANTENIMIENTO DE TABLAS

Program Menu

1. POSTES DE CONCRETO
2. CONDUCTORES
3. FACTORES DE CARGA
4. LIBRAMIENTO VERTICAL
5. RETENIDA
6. ESTRUCTURAS CEL-NRECA

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.16 A) MENU DEL MANTENIMIENTO DE TABLAS.

POSTES DE CONCRETO

PRESIONE UNA TECLA PARA: ADICIONAR REGISTROS

EEDITAR REGISTROS

↓

AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA

PRESIONE <F9> PARA FINALIZAR

FIGURA 5.16 B) ADICIONAR Y EDITAR REGISTROS.

ADICIONAR DATOS

PANTALLA PARA ADICIONAR DATOS EN LA TABLA DE POSTES DE CONCRETO

LONGITUD EN PIES.....99.99	(MTS...99.99)
CUSPIDE (cm).....99.99	BASE (cm).....99.99
CLASE DEL POSTE (1b)..9999	FACTOR DE SEGURIDAD....99

PRESIONE <F9> PARA FINALIZAR

FIGURA 5.17 A) ADICIONAR DATOS.

EDITAR DATOS

PANTALLA DE EDICION DE DATOS PARA LA TABLA DE POSTES

LONGITUD EN PIES.....99.99	(MTS...99.99)
CUSPIDE (cm).....99.99	BASE (cm)..99.99
CLASE (1b).....9999	FACTOR DE SEGURIDAD....99

FIGURA 5.17 B) EDITAR REGISTROS.

```
----- System Menu -----  
Calculo de Vanos  
----- Sub-System Menu -----  
MANTENIMIENTO DE TABLAS  
----- Program Menu -----  
  
1. POSTES DE CONCRETO  
2. CONDUCTORES  
3. FACTORES DE CARGA  
4. LIBRAMIENTO VERTICAL  
5. RETENIDA  
6. ESTRUCTURAS CEL-NRECA  
  
Select : 1  
  
1>Help2    3    4    5    6    7>Conv8    9>End 10>Opt    [C ]
```

FIGURA 5.18 A) MENU DEL MANTENIMIENTO DE TABLAS.

```
----- System Menu -----  
Calculo de Vanos  
----- EDITAR DATOS -----  
  
PANTALLA DE EDICION DE DATOS PARA LA TABLA DE POSTES  
  
LONGITUD EN PIES.....25.00    (MTS... 7.62)  
CUSPIDE (cm).....16.50    BASE (cm)..28.00  
CLASE (lb)..... 500    FACTOR DE SEGURIDAD..... 2  
  
Modify 1>Help2>Undo3>Del 4    5    6    7    8    9>End 10>Opt    [C ]
```

FIGURA 5.18 B) EDITAR TABLAS DE POSTES.

Calculo de Vanos

System Menu

Sub-System Menu

MANTENIMIENTO DE TABLAS

Program Menu

1. POSTES DE CONCRETO
2. CONDUCTORES
3. FACTORES DE CARGA
4. LIBRAMIENTO VERTICAL
5. RETENIDA
6. ESTRUCTURAS CEL-NRECA

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.19 A) MENU DEL MANTENIMIENTO DE TABLAS.

CONDUCTORES

PRESIONE UNA TECLA PARA ADICIONAR

EDITAR

AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA

FIGURA 5.19 B) ADICIONAR Y EDITAR REGISTROS.

CONDUCTORES	
EDITAR CONDUCTORES	
PANTALLA PARA EDITAR LOS TIPOS DE CONDUCTORE	
CALIBRE DEL CONDUCTOR.....99	TIPO DE CONDUCTOR....AAAAAAAAAAAAA
DIAMETRO DEL CONDUCTOR (mm)...99.9999	CARGA DE RUPTURA (kg).9999
PESO DEL (kg/m)9.9999 CONDUCTOR	PRIMARIO (1) 9 NEUTRO (2)
PRESIONE <F9> PARA TERMINAR	

FIGURA 5.20 A) ADICIONAR REGISTRO.

CONDUCTORES	
ADICIONAR CONDUCTORES	
PANTALLA DE ADICION PARA LA TABLA DE CONDUCTORES .	
CALIBRE DEL CONDUCTOR.....99	TIPO DE CONDUCTOR.....AAAAAAAAAAAAA
DIAMETRO DE CONDUCTOR (mm) 99.9999	CARGA DE RUPTURA (kg)..9999
PESO DEL (kg/m).....9.9999 CONDUCTOR	PRIMARIO (1) 9 SECUNDARIO (2)
PRESIONE <F9> PARA FINALIZAR	

FIGURA 5.20 B) EDITAR REGISTRO.

Calculo de Vanos

System Menu

Sub-System Menu

MANTENIMIENTO DE TABLAS

Program Menu

1. POSTES DE CONCRETO
2. CONDUCTORES
3. FACTORES DE CARGA
4. LIBRAMIENTO VERTICAL
5. RETENIDA
6. ESTRUCTURAS CEL-NRECA

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.21 A) MENU DEL MANTENIMIENTO DE TABLAS.

CONDUCTORES

EDITAR CONDUCTORES

PANTALLA PARA EDITAR LOS TIPOS DE CONDUCTORE

CALIBRE DEL CONDUCTOR..... 2	TIPO DE CONDUCTOR....HOP
DIAMETRO DEL CONDUCTOR (mm)... 6.9190	CARGA DE RUPTURA (kg). 378
PESO DEL (kg/m)0.0072	PRIMARIO (1)
CONDUCTOR	NEUTRO (2) 2

PRESIONE <F9> PARA TERMINAR

Modify 1>Help2>Undo3>Del 4 5 6 7 8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.21 B) EDITAR TABLA DE CONDUCTORES.

```

┌───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ Calculo de Vanos ───────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ ───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ Sub-System Menu ───────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ ───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ Program Menu ───────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ ───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│                                     1. POSTES DE CONCRETO                          │
│                                     2. CONDUCTORES                               │
│                                     3. FACTORES DE CARGA                         │
│                                     4. LIBRAMIENTO VERTICAL                       │
│                                     5. RETENIDA                                  │
│                                     6. ESTRUCTURAS CEL-NRECA                     │
│                                     ───────────────────────────────────────────┐
│                                     Select : 1                                  │
│                                     ───────────────────────────────────────────┐
│ 1>Help2      3      4      5      6      7>Conv8      9>End 10>Opt      [C ]  │
└───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┘

```

FIGURA 5.22 A) MENU DEL MANTENIMIENTO DE TABLAS.

```

┌───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│                                     FACTORES DE CARGA DE VIENTO Y                 │
│                                     ───────────────────────────────────────────┐
│                                     PRESIONE UNA TECLA PARA ADICIONAR            │
│                                     EDITAR                                       │
│                                     AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA      │
│                                     ───────────────────────────────────────────┐
└───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┘

```

FIGURA 5.22 B) ADICIONAR Y EDITAR REGISTROS.

ADICIONAR FACTORES DE CARGA
PANTALLA PARA ADICIONAR FACTORES DE CARGA VIENTO Y TENSION

GRADO DE.....A CONSTRUCCION	FACTOR DE.....9.99 CARGA DE VIENTO
FACTOR DE.....9.99 CARGA DE TENSION	

FIGURA 5.23 A) ADICIONAR REGISTRO.

EDITAR FACTORES DE CARGA
PANTALLA PARA EDITAR FACTORES DE VIENTO Y TENSION

GRADO DE CONSTRUCCION.....A	FACTOR DE CARGA..... 9.99 DE VIENTO
FACTOR DE CARGA.....9.99 DE TENSION	

figura 5.23 B) EDITAR REGISTRO.

Calculo de Vanos System Menu

Sub-System Menu

MANTENIMIENTO DE TABLAS Program Menu

1. POSTES DE CONCRETO
2. CONDUCTORES
3. FACTORES DE CARGA
4. LIBRAMIENTO VERTICAL
5. RETENIDA
6. ESTRUCTURAS CEL-NRECA

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.24 A) MENU DEL MANTENIMIENTO DE TABLAS.

Universidad de El Salvador MAGIC PC V3.50 GR: 0 ID: JULIO 19/03/94

FACTORES DE CARGA DE VIENTO Y TENSION

EDITAR FACTORES DE CARGA

PANTALLA PARA EDITAR FACTORES DE VIENTO Y TENSION

GRADO DE CONSTRUCCION.....B FACTOR DE CARGA..... 2.50
DE VIENTO

FACTOR DE CARGA.....1.65
DE TENSION

Modify 1>Help2>Undo3>Del 4 5 6 7 8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.24 B) EDITAR TABLA DE LOS FACTORES DE SOBRECARGA.

Calculo de Vanos

System Menu

Sub-System Menu

MANTENIMIENTO DE TABLAS

Program Menu

- 1. POSTES DE CONCRETO
- 2. CONDUCTORES
- 3. FACTORES DE CARGA
- 4. LIBRAMIENTO VERTICAL
- 5. RETENIDA
- 6. ESTRUCTURAS CEL-NRECA

Select : 1

1▶Help2

3

4

5

6

7▶Conv8

9▶End 10▶Opt

[C]

FIGURA 5.25 A) MENU DEL MANTENIMIENTO DE TABLAS.

LIBRAMIENTO VERTICAL

PRESIONE UNA TECLA PARA ADICIONAR

EDITAR

AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA

FIGURA 5.25 B) ADICIONAR Y EDITAR REGISTROS.

LIBRAMIENTO VERTICAL
ADICIONAR LIBRAMIENTOS

PANTALLA PARA ADICIONAR VALORES DE LIBRAMIENTOS VERTICALES

TIPOS DE LUGAR	LIBRAMIENTOS
AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA	mts 9.9

FIGURA 5.26 A) ADICIONAR REGISTROS.

EDITAR LIBRAMIENTOS

PANTALLA PARA EDITAR LIBRAMIENTOS

TIPOS DE LUGARES	LIBRAMIENTOS
AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA	mts 9.9

FIGURA 5.26 B) EDITAR REGISTROS.

System Menu

Calculo de Vanos

Sub-System Menu

MANTENIMIENTO DE TABLAS

Program Menu

- 1. POSTES DE CONCRETO
- 2. CONDUCTORES
- 3. FACTORES DE CARGA
- 4. LIBRAMIENTO VERTICAL.
- 5. RETENIDA
- 6. ESTRUCTURAS CEL-NRECA

Select : 1

1▶Help2 3 4 5 6 7▶Conv8 9▶End 10▶Opt [C]

FIGURA 5.27 A) MENU DEL MANTENIMIENTO DE TABLAS.

LIBRAMIENTO VERTICAL

EDITAR LIBRAMIENTOS

PANTALLA PARA EDITAR LIBRAMIENTOS

TIPOS DE LUGARES	LIBRAMIENTOS
CAMINOS VECINALES	mts 4.6
CARRETERAS, CALLES, TRAFICO	6.1
TERRENOS CULTIVADOS, POTREROS	6.1
LINEA FERREA	8.6

Query 1▶Help2▶Undo3 4 5 6 7 8 9▶End 10▶Opt [C]

FIGURA 5.27 B) EDITAR TABLA DE LIBRAMIENTOS.


```

┌───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ Calculo de Vanos ───────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ ───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ Sub-System Menu ───────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ ───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ MANTENIMIENTO DE TABLAS ───────────────────────────────────────────────────────────┐
│ ───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ Program Menu ───────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ ───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│                                     1. POSTES DE CONCRETO                       │
│                                     2. CONDUCTORES                             │
│                                     3. FACTORES DE CARGA                       │
│                                     4. LIBRAMIENTO VERTICAL                     │
│                                     5. RETENIDA                                 │
│                                     6. ESTRUCTURAS CEL-NRECA                   │
│                                     ───────────────────────────────────────────┐
│                                     Select : 1                                │
│                                     ───────────────────────────────────────────┐
│ 1>Help2    3    4    5    6    7>Conv8    9>End 10>Opt    [C ] ───────────┐
└───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┘

```

FIGURA 5.28 A) MENU DEL MANTENIMIENTO DE TABLAS.

```

┌───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│                                     RETENIDA ───────────────────────────────────┐
│                                     ───────────────────────────────────────────┐
│ PRESIONA UNA TECLA PARA ADICIONAR                                           │
│                                     EDITAR                                     │
│                                     AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA    │
│                                     ───────────────────────────────────────────┐
└───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┘

```

FIGURA 5.28 B) ADICIONAR Y EDITAR REGISTROS.

RETENIDA		
EDITAR RETENIDAS		
PANTALLA PARA EDITAR VALORES DE RETENIDAS		
TIPOS DE ESTRUCTURAS	ESFUERZO DE RUPTURA	CALIBRE DE RETENIDA
AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA	99999	AAAA

FIGURA 5.29 A) EDITAR REGISTROS.

RETENIDA		
ADICIONAR RETENIDAS		
PANTALLA PARA ADICIONAR EN TABLA DE RETENIDAS		
TIPOS DE ESTRUCTURAS	ESFUERZO DE RUPTURA	CALIBRE DE RETENIDA
AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA	kg-f 99999	pulg AAAA

FIGURA 5.29 B) ADICIONAR REGISTROS.

System Menu

Calculo de Vanos

Sub-System Menu

MANTENIMIENTO DE TABLAS

Program Menu

1. POSTES DE CONCRETO
2. CONDUCTORES
3. FACTORES DE CARGA
4. LIBRAMIENTO VERTICAL
5. RETENIDA
6. ESTRUCTURAS CEL-NRECA

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.30 A) MENU DEL MANTENIMIENTO DE TABLAS.

RETENIDA

EDITAR RETENIDAS

PANTALLA PARA EDITAR VALORES DE RETENIDAS

TIPOS DE ESTRUCTURAS	ESFUERZO DE RUPTURA	CALIBRE DE RETENIDA
SIEMENS MARTIN STEEL	2426	5/16
SIEMENS MARTIN STEEL	3152	3/8
SIEMENS MARTIN STEEL	4240	7/16

Modify 1>Help2>Undo3>Del 4 5 6 7 8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.30 B) EDITAR TABLA DE REGISTROS.

System Menu

Calculo de Vanos

Sub-System Menu

MANTENIMIENTO DE TABLAS

Program Menu

1. POSTES DE CONCRETO
2. CONDUCTORES
3. FACTORES DE CARGA
4. LIBRAMIENTO VERTICAL
5. RETENIDA
6. ESTRUCTURAS CEL-NRECA

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.31 A) MANTENIMIENTO DE TABLAS.

ESTRUCTURAS CEL-NRECA

PRESIONE UNA TECLA PARA ADICIONAR

EDITAR

AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA

FIGURA 5.31 B) ADICIONAR Y EDITAR REGISTROS.

ESTRUCTURAS CEL-NRECA						
ADICIONAR ESTRUCTURAS DE CEL						
PANTALLA PARA ADICIONAR ESTRUCTURAS CEL-NRECA....						
CEL	CEL NRECA	# DE FASES	ANGULO grados	CARGA (lb) TRANSVERSAL	DISTANCIA FASE A (mt)	DISTANCI FASE B (
AAAAAA	AAAAA	9	AAAAAA	9999	-9.999	-9.99

FIGURA 5.32 A) ADICIONAR REGISTROS.

ESTRUCTURAS CEL-NRECA						
EDITAR ESTRUCTURAS DE CEL						
PANTALLA PARA EDITAR LAS ESTRUCTURAS CEL-NRECA						
CEL	CEL-NRECA	NUMERO DE FASES	ANGULO grados	CARGA (lbs) TRANSVERSAL	DISTANCIA FASE A (cm)	DISTANCI FASE B (
AAAAAA	AAAAA	9	AAAAAA	9999	-9.999	-9.999

FIGURA 5.32 B) EDITAR REGISTROS.

Calculo de Vanos

System Menu

Sub-System Menu

MANTENIMIENTO DE TABLAS

Program Menu

1. POSTES DE CONCRETO
2. CONDUCTORES
3. FACTORES DE CARGA
4. LIBRAMIENTO VERTICAL
5. RETENIDA
6. ESTRUCTURAS CEL-NRECA

Select : 1

1>Help2 3 4 5 6 7>Conv8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.33 A) MENU DEL MANTENIMIENTO DE TABLAS

ESTRUCTURAS CEL-NRECA

EDITAR ESTRUCTURAS DE CEL

PANTALLA PARA EDITAR LAS ESTRUCTURAS CEL-NRECA

CEL	CEL-NRECA	NUMERO DE FASES	ANGULO grados	CARGA (lbs) TRANSVERSAL	DISTANCIA FASE A (cm)	DISTANCI FASE B (
A,B	A1	1	0-5	500	-0.200	0.000
A2	A1-1	1	0-5	1000	-0.200	0.000
B	A2	1	5-15	1000	-0.200	0.000
B2	A2-1	1	15-30	1000	-0.200	0.000
D	A3	1	30-60	4000	0.101	0.000
D2	A4	1	60-120	4000	0.101	0.000
C	A5	1	REMATE	4000	0.101	0.000
	B1	2	0-5	1000	0.202	0.202
	C1	3	0-5	1000	0.202	-0.202
	C2	3	5-15	1000	0.202	-0.202
	C3	3	30-60	4000	0.101	1.322

Modify 1>Help2>Undo3>Del 4 5 6 7 8 9>End 10>Opt [C]

FIGURA 5.33 B) EDITAR TABLA DE ESTRUCTURAS CEL-NRECA.

CONCLUSIONES DEL CAPITULO V:

El programa de computación permite de una manera ágil, segura y eficiente el calculo del Vano máximo horizontal.

El diseñador u operador que utilice este programa tiene la ventaja que la mayoría de los datos necesarios que requiere este calculo ya están incorporados en el programa a través de tablas, necesitando el programa ciertos datos que obviamente el diseñador u operador los conocerá de antemano.

El programa es bastante flexible para el Usuario en general ya que le permite a través de la opción 4: Mantenimiento de Tablas ingresar, modificar datos que no están incluidos por cualquier razón. De igual manera los datos a digitar por el Usuario son considerados como variable esto le permite al Usuario aplicar su criterio e ingenio para su calculo en particular.

El programa le permitirá al Estaqueador de Líneas contar con información Previa a su tarea de campo y que de alguna manera podrá influir en la posible posición de las Estructuras.

También el Programa permitirá al Estaqueador comparar su trabajo de campo, con los resultados que brinde el programa para luego consolidar los datos o también permitir hacer algún cambio en los Vanos obtenidos de a través del método de Estaqueo.

Referente al Software Magic-PC se puede afirmar que el producto es bastante "amigable" para un programador ya sea por que este lo conozca o también para aprenderlo. Con base a lo anterior expuesto no será tarea difícil en el futuro aplicarle mantenimiento o mejoras a este programa.

BIBLIOGRAFIA:

- Manual del Programador, Magic-PC, versión 3.5

CONCLUSIONES GENERALES:

1. A través del Método de Estaqueo, se puede optimizar la ubicación de las Estructuras (Postes), aumentando las distancias de los Vanos, reduciéndose los Costos por kilómetro, resultando el diseño y construcción de la Línea mas económico, eficiente y confiable.
2. El uso de las hojas de Estaqueo, facilita la recolección de datos y especificaciones del diseño de una línea eléctrica, siendo esta información la necesaria para la Construcción de la Línea, sustituyendo así el uso de los planos y reduciendo así el tiempo entre el diseño y la construcción de la Línea.
3. El análisis mecánico desarrollado para las Estructuras CEL-NRECA, debe ser considerado como un marco de referencia en todo diseño mecánico de líneas de distribución eléctrica, atendiendo los criterios técnicos, económicos y de seguridad eléctrica.
4. Para el diseño de una Línea eléctrica, es importante hacer un análisis mecánico de los esfuerzos máximos a los que están sometidos los elementos que la componen; para garantizar la seguridad estructural de los postes, cables de la línea, entre otros logrando así un beneficio para los usuarios de la línea y responsables de su operación y mantenimiento.
5. La mecanización del análisis mecánico a través de un programa de computación, permitirá desarrollar un análisis del comportamiento mecánico de las nuevas estructuras CEL-NRECA de una manera rápida y eficiente obteniéndose así: El Vano máximo entre estructuras, la Flecha y el Esfuerzo de Retenida; esto facilitara la evaluación técnica y estimación de costos de una línea de distribución eléctrica.
6. Los resultados obtenidos del programa de Computación, dará información previa y posterior al Estaqueo de líneas pudiéndose efectuar los ajustes necesarios entre el diseño preliminar y final de la futura línea a fin de reducir el tiempo y los costos entre el diseño y la construcción de la línea eléctrica.
7. El Uso del programa de computación puede ser orientada a determinar el Vano máximo para líneas de Subtransmisión.
8. El programa de Computación tiene como Misión principal determinar el Vano máximo horizontal Estructural, el Método de Estaqueo determina el Vano máximo en función del Libramiento. La interrelación de ambos dara como resultado, un mayor criterio del diseñador y constructor de líneas para la toma de decisiones.

RECOMENDACIONES GENERALES:

1. Realizar un Estudio orientado a estandarizar el Factor de Seguridad que sirva para unificar criterios y así dimensionar la tensión de trabajo en el diseño mecánico de las líneas de distribución eléctrica.
2. Es necesario normar y formular las especificaciones técnicas orientada a unificar criterios de diseño y construcción de líneas de distribución eléctrica enmarcadas a un reglamento de seguridad eléctrica.
3. Deberan orientarse esfuerzos a fin de mejorar el programa de computacion, para el caso digitar informacion obtenida con el Estaqueo y crear rutinas a fin de generar una base de datos consolidada.
4. Es necesario que la Escuela de Ingeniería Eléctrica siga fomentando trabajos de graduación enfocados a temas de actualidad y de la realidad Nacional a fin de lograr proyección que beneficie a la Universidad, a la Sociedad Salvadoreña y a los futuros profesionales en Ingeniería Eléctrica.

EN ESTAS TABLAS SE ENCUENTRAN LOS CONDUCTORES MAS
UTILIZADOS EN NUESTRO PAIS, LOS CUALES SON CONDUCTORES DE
ALUMINIO CON ALMA DE ACERO, TIPO ACSR, DE ALUMINIO TIPO
AAC, CLASE A Y AA.

TABLA DE CONDUCTORES

ANEXO A

TABLA A-1

i.- CARACTERISTICAS FISICAS Y ELECTRICAS DE LOS CABLES DE ALUMINIO REFORZADO EN ACERO (ACSR)

CODIGO MUNDIAL	AREA NOMINAL DEL ALUMINIO		EQUIVALENTE AL COBRE DURO		NUMERO Y DIAMETRO DE ALAMBRES		DIAMETRO TOTAL APROX.	RESISTENCIA CC 20°C NOMINAL	PESO NOMINAL
	mm ²	AWG ó KCM	mm ²	AWG ó KCM	ALUMINIO	ACERO			
	mm ²	AWG ó KCM	mm ²	AWG ó KCM	mm	mm	mm	OHM/KM	KG/KM
Turkey	8.38	8	5.26	10	6x1.33	1x1.33	4.01	3.42	33.78
	10.58	7	6.36	9	6x1.49	1x1.33	4.49	2.71	42.00
	13.28	6	8.38	8	6x1.68	1x1.68	5.03	2.15	53.42
	16.78	5	10.58	7	6x1.89	1x1.89	5.66	1.71	67.62
	21.15	4	13.28	6	6x1.12	1x2.12	6.35	1.36	84.95
Swan	21.15	4	13.28	6	7x1.96	1x2.62	6.53	1.36	99.16
	26.69	3	16.78	5	6x2.38	1x2.38	7.14	1.08	108.00
Swanate	26.69	3	16.78	5	6x2.67	1x2.67	8.03	0.853	135.12
	33.65	2	21.15	4	7x2.47	1x3.30	8.25	0.853	157.91
Soarrow	33.65	2	21.15	4	6x3.00	1x3.00	9.02	0.677	170.49
	42.48	1	26.69	3					
Soarate	42.48	1	26.69	3					
	42.48	1	26.69	3					
Robin	42.48	1	26.69	3					
Raven	53.54	1/0	33.65	2	6x3.37	1x3.37	10.11	0.536	214.89
Quail	67.50	2/0	42.48	1	6x3.78	1x3.78	11.35	0.426	270.98
Pigeon	84.99	3/0	54.54	1/0	6x4.25	1x4.25	12.75	0.337	341.72
Penguin	107.20	4/0	67.50	2/0	6x4.77	1x4.77	14.30	0.268	430.2
Owl	135.2	266.8	84.99	3/0	6x5.35	7x1.78	16.08	0.214	509.6
Partridge	135.2	266.8	84.99	3/0	26x2.57	7x2.00	16.31	0.214	543.60
	152.0	300.0	95.6	188.7	26x2.12	7x2.12	17.27	0.191	610.79
Ostrich	152.0	300.0	95.6	188.7	30x2.54	7x2.54	17.78	0.191	696.4
	170.6	336.4	107.2	4/0	26x2.89	7x2.25	18.31	0.170	685.24
Linnet	170.6	336.4	107.2	4/0	30x2.69	7x2.69	18.82	0.170	780.10
Oriole	170.6	336.4	107.2	4/0					
	170.6	336.4	107.2	4/0					
Ibis	201.3	397.5	126.8	250	26x3.14	7x2.44	19.89	0.144	809.41
Lark	201.3	397.5	126.8	250	30x2.92	7x2.92	20.47	0.144	921.74
Hawk	241.9	477.0	152.0	300	26x3.44	7x2.68	21.79	0.120	972.36
Hen	241.9	477.0	152.0	300	30x3.20	7x3.20	22.43	0.120	1103.56
	253.1	500.0	159.7	315	30x3.28	7x3.28	22.96	0.114	1162.2
Dove	282.0	556.5	177.6	350	26x3.72	7x2.89	23.54	0.103	1133.68
	282.0	556.5	177.6	350	30x3.46	7x3.46	24.20	0.103	1290.56
Eagle	306.5	605.0	192.5	380	54x2.69	7x2.69	24.20	0.0945	1159.3
Duck	322.3	636.0	202.6	400	26x3.97	7x3.09	25.14	0.0899	1295.00
Grosbeak	322.3	636.0	202.6	400	30x3.70	19x2.22	25.88	0.0901	1462.24
Egret	322.3	636.0	202.6	400	54x2.75	7x2.75	24.81	0.0901	1217
	337.7	666.6	212.8	420	24x4.23	7x2.82	25.40	0.0856	1291.32
Flamingo	337.7	666.6	212.8	420	54x2.82	7x2.82	25.40	0.0856	1276
	337.7	666.6	212.8	420	54x2.82	7x2.82	25.40	0.0856	1276
Starling	362.6	715.5	228.0	450	26x4.21	7x3.27	26.29	0.0797	1457.80
	362.6	715.5	228.0	450	30x3.92	19x2.35	27.46	0.0797	1644.28
Redwing	362.6	715.5	228.0	450	54x2.92	7x2.92	26.31	0.0797	1372
	362.6	715.5	228.0	450	26x4.44	7x3.47	28.14	0.0718	1619.1
Crow	403.0	795.0	253.1	500	30x4.13	19x2.48	28.95	0.0718	1827
Drake	403.0	795.0	253.1	500	45x3.37	7x2.25	27.00	0.0718	1326.00
Mallard	403.0	795.0	253.1	500	54x3.08	7x3.08	27.76	0.0718	1515.52
Tern	403.0	795.0	253.1	500					
Condor	403.0	795.0	253.1	500					
Crane	443.5	874.5	279.3	550	54x3.23	7x3.23	29.11	0.0653	1677
	455.2	900.0	286.3	565	54x3.28	7x3.28	29.51	0.0633	1719.32
Canary	483.3	954.0	303.7	600	45x3.70	7x2.46	29.59	0.0597	1591.00
Rail	483.3	954.0	303.7	600	54x3.37	7x3.37	30.37	0.0597	1818.92
Cardinal	483.3	954.0	303.7	600	45x3.85	7x2.57	30.81	0.0551	1724.20
Ortolan	524.1	1033.5	328.8	650					
Curlew	524.1	1033.5	328.8	650	54x3.51	7x3.51	31.65	0.0551	1969.88
	564.2	1113.0	354.2	700	45x3.99	7x2.66	31.98	0.0511	1857.40
Bluejay	564.2	1113.0	354.2	700	54x3.65	19x2.19	32.84	0.0511	2117.88
Finch	564.2	1113.0	354.2	700	45x4.13	7x2.75	33.07	0.0479	1989.12
Bunting	605.2	1192.5	379.3	750	54x3.77	19x2.26	33.86	0.0479	2268.84
Grackle	604.2	1192.5	379.3	750					
Bittern	664.7	1271.0	404.6	800	45x4.27	7x2.84	34.16	0.0449	2122.32
	644.7	1271.0	404.6	800	54x3.90	19x2.34	35.10	0.0449	2419.80
Pheasant	684.8	1351.5	431.2	851	45x4.40	7x2.92	35.20	0.0423	2252.56
Dipper	684.8	1351.5	431.2	851	45x4.53	7x3.02	36.24	0.0400	2570.76
Martem	725.2	1431.0	455.2	900	45x4.53	7x3.02	36.24	0.0400	2337.24
Bobolink	725.2	1431.0	455.2	900					
Plover	725.2	1431.0	455.2	900	54x4.13	19x2.48	37.21	0.0400	2723.20
	765.8	1510.5	481.3	950	45x4.65	7x3.10	37.24	0.0377	2518.96
Nuthatch	765.8	1510.5	481.3	950	54x4.25	19x2.55	38.25	0.0377	2874.16
Parrot	805.7	1590.0	505.8	1000	45x4.77	7x3.18	38.15	0.0357	2652.16
Lapwing	805.7	1590.0	505.8	1000	54x4.36	19x2.61	39.24	0.0357	3025.12
Falcon	805.7	1590.0	505.8	1000					

TABLA A-2

J.- AMPACIDADES DE LOS CABLES DE ALUMINIO REFORZADO EN ACERO (ACSR)

CODIGO MUNDIAL	CALIBRE AWG	CABLEADO AL/ACERO	AMPACIDAD* (AMPERES)				RESISTENCIA OHMS/KM			REACTANCIA A 60 Hz 305 mm. DE ESPACIAMIENTO		
			SOL NO VIENTO	NO VIENTO NO SOL	SOL VIENTO	VIENTO NO SOL	DC 20°C	AC 25°C	AC 75°C	INDUCTIVA OHMS/KM		CAPACITIVA MEGOHMS POR KM
										25°C	75°C	
Turkey	8	5/1	50	71	105	110	2.1135	2.1489	2.6837	0.2937	0.4822	2.4629
Swan	4	5/1	85	98	140	145	1.3278	1.3550	1.7159	0.3740	0.4495	2.3452
Swanate	4	7/1	85	98	140	145	1.3136	1.3386	1.7389	0.3773	0.4626	2.3327
Sparrow	2	6/1	115	130	195	195	0.8343	0.8530	1.1085	0.3576	0.4167	2.2244
Sparate	2	7/1	115	130	185	195	0.8251	0.8432	1.1186	0.3609	0.4232	2.2112
Ronin	1	6/1	130	150	210	220	0.6621	0.6759	0.8991	0.3510	0.4003	2.1654
Raven	1/0	6/1	150	175	240	255	0.5243	0.5381	0.7152	0.3412	0.3871	2.1053
Quail	2/0	6/1	175	205	275	295	0.4160	0.4265	0.5807	0.3346	0.3740	2.0472
Pigeon	3/0	6/1	205	240	315	340	0.3304	0.3379	0.4652	0.3228	0.3609	1.9852
Perquin	4/0	6/1	240	275	365	390	0.2616	0.2697	0.3839	0.3150	0.3445	1.9291

CODIGO MUNDIAL	CALIBRE CM	CABLEADO AL/ACERO	AMPACIDAD* (AMPERES)				RESISTENCIA OHMS/KM			REACTANCIA A 60 Hz 305 mm. DE ESPACIAMIENTO	
			SOL NO VIENTO	NO VIENTO NO SOL	SOL VIENTO	VIENTO NO SOL	20°C C.D.	25°C C.A.	75°C C.A.	INDUCTIVA OHMS POR KM.	CAPACITIVA MEGOHMS POR KM.
Waxwing	266.800	12/1	300	345	445	490	0.2119	0.2169	0.2595	0.2559	1.8998
Partridge	266.800	25/7	305	355	455	490	0.2098	0.2146	0.2599	0.2890	1.8602
Ostrich	300.000	26/7	330	390	495	530	0.1867	0.1906	0.2283	0.2344	1.8307
Merlin	336.400	18/1	350	405	515	560	0.1679	0.1719	0.2057	0.2271	1.8274
Linnet	336.400	26/7	360	420	530	570	0.1666	0.1699	0.2034	0.2302	1.8012
Orion	336.400	30/7	365	425	530	575	0.1653	0.1690	0.2021	0.2766	1.7581
Chickadee	397.500	18/1	390	460	575	620	0.1421	0.1457	0.1742	0.2808	1.7846
Ibis	397.500	26/7	405	470	590	640	0.1469	0.1444	0.1726	0.2739	1.7585
Lark	397.500	30/7	410	475	590	640	0.1399	0.1434	0.1716	0.2700	1.7454
Pelican	477.000	18/1	440	520	640	700	0.1184	0.1217	0.1453	0.2739	1.7389
Flicker	477.000	24/7	450	530	670	710	0.1178	0.1207	0.1444	0.2654	1.7192
Mocker	477.000	26/7	460	540	660	720	0.1174	0.1201	0.1437	0.2671	1.7126
Robin	477.000	30/7	460	540	660	720	0.1166	0.1191	0.1427	0.2634	1.6922
Crow	556.500	18/1	490	580	710	770	0.1015	0.1045	0.1247	0.2654	1.6995
Parakeet	556.500	24/7	500	590	720	790	0.1010	0.1037	0.1240	0.2628	1.6790
Drone	556.500	26/7	510	600	730	790	0.1006	0.1033	0.1237	0.2606	1.6732
Blue Jay	556.500	30/7	510	600	730	800	0.0995	0.1027	0.1227	0.2579	1.6562
Mocker	605.300	24/7	530	630	760	830	0.0929	0.0955	0.1142	0.2595	1.6562
Shrike	605.300	26/7	540	630	760	830	0.0925	0.0951	0.1135	0.2579	1.6503
Teal	605.000	30/19	540	640	770	840	0.0920	0.0942	0.1125	0.2549	1.6339
Ronin	636.000	24/7	550	650	780	860	0.0884	0.0906	0.1083	0.2579	1.6470
Grosbeak	636.000	26/7	560	660	790	860	0.0880	0.0902	0.1079	0.2559	1.6371
Egret	636.000	30/19	560	660	790	870	0.0875	0.0899	0.1076	0.2523	1.6240
Fighting	666.600	24/7	570	670	810	890	0.0843	0.0869	0.1037	0.2559	1.6339
Crow	715.500	24/7	600	700	840	920	0.0735	0.0760	0.0956	0.2529	1.6152
Starling	715.500	26/7	610	710	850	930	0.0732	0.0757	0.0951	0.2516	1.6437
Redwing	715.500	30/19	610	710	850	940	0.0726	0.0751	0.0945	0.2480	1.5945
Tern	795.000	45/7	630	750	890	970	0.0713	0.0738	0.0935	0.2523	1.6010
Condor	795.000	54/7	640	760	900	990	0.0708	0.0728	0.0929	0.2487	1.5872
Drake	795.000	26/7	650	770	910	990	0.0704	0.0724	0.0925	0.2460	1.5814
Mallard	795.000	30/19	660	780	910	1000	0.0700	0.0720	0.0920	0.2441	1.5650
Crane	874.500	54/7	690	810	960	1050	0.0642	0.0666	0.0794	0.2454	1.5617
Cunary	900.000	54/7	700	830	950	1050	0.0625	0.0646	0.0771	0.2441	1.5551
Rail	954.000	45/7	720	850	970	1070	0.0594	0.0620	0.0735	0.2454	1.5551
Cardinal	954.000	54/7	730	870	990	1090	0.0589	0.0614	0.0732	0.2425	1.5420
Ortolan	1.033.500	45/7	760	900	1020	1130	0.0549	0.0574	0.0682	0.2425	1.5322
Curlew	1.033.500	54/7	770	910	1040	1150	0.0544	0.0568	0.0676	0.2392	1.5190
Brewer	1.113.000	45/7	790	940	1070	1190	0.0509	0.0535	0.0636	0.2398	1.5125
Finch	1.113.000	54/19	810	960	1090	1210	0.0507	0.0531	0.0633	0.2362	1.4993
Bunting	1.192.500	45/7	830	990	1120	1240	0.0475	0.0502	0.0594	0.2372	1.4951
Crow	1.192.500	54/19	850	1010	1130	1260	0.0474	0.0495	0.0591	0.2336	1.4829
Bittern	1.272.000	45/7	870	1030	1160	1290	0.0446	0.0472	0.0561	0.2349	1.4797
Meadow	1.272.000	54/19	890	1050	1180	1320	0.0444	0.0466	0.0554	0.2313	1.4665
Crow	1.351.500	45/7	900	1060	1210	1340	0.0419	0.0449	0.0528	0.2323	1.4665
Martin	1.351.500	54/19	920	1100	1230	1370	0.0418	0.0440	0.0522	0.2287	1.4501
Bobolink	1.431.000	45/7	940	1120	1250	1390	0.0396	0.0427	0.0502	0.2306	1.4501
Prover	1.431.000	54/19	950	1140	1270	1420	0.0395	0.0417	0.0495	0.2267	1.4337
Nutcrack	1.510.500	45/7	970	1160	1300	1440	0.0375	0.0404	0.0476	0.2280	1.4370
Parrot	1.510.500	54/19	990	1180	1320	1470	0.0374	0.0400	0.0472	0.2251	1.4206
Lawing	1.590.000	45/7	1010	1200	1340	1490	0.0356	0.0387	0.0456	0.2260	1.4229
Falcon	1.590.000	54/19	1030	1230	1360	1520	0.0355	0.0381	0.0449	0.2224	1.4108
Chukar	1.780.000	84/19	1090	1300	1440	1600	0.0319	0.0348	0.0410	0.2205	1.3911
Bluebird	2.156.000	84/19	1230	1450	1610	1810	0.0264	0.0295	0.0344	0.2139	1.3451
Kivi	2.167.000	72/7	1220	1460	1600	1790	0.0263	0.0299	0.0348	0.2162	1.3550

*Basada en una temperatura maxima en el conductor de 75°C y una temperatura ambiente de 25°C.

TABLA A-3

c.- TABLAS DE CONDUCTORES
COPPERWELD Y COBRE CON CABLEADO
DESNUDO, PARA TRANSMISION Y
DISTRIBUCION

TIPO DE CONDUCTOR	DIAMETRO DEL CONDUCTOR		DISEÑO DEL CONDUCTOR		CARGA DE RUPTURA KG.	PESO KG. POR KM.	SECCION mm ²
	mm.	PULGADA	NUMERO Y DIAMETRO DE ALAMBRES DE COPPERWELD CONDUCTIVIDAD 30% E.H.S. m.m.	NUMERO Y DIAMETRO DE ALAMBRES DE COBRE TEMPLE DURO DURO m.m.			
350.000 CIRCULAR MILS. EQUIVALENTE EN COBRE 177.3 mm ²					0.1031 Ohms/Km en 20°C.		
E	20.02	0.788	7x4.003	12x4.003	14,710	2,088.	239.0
EK	18.68	0.735	4x3.734	15x3.734	10,820	1,842	208.0
300.000 CIRCULAR MILS. EQUIVALENTE EN COBRE 152.0 mm ²					0.1203 Ohms/Km en 20°C.		
E	18.52	0.729	7x3.706	12x3.706	12,600	1,790	204.8
EK	17.27	0.680	4x3.457	15x3.457	9,507	1,579	178.3
250.000 CIRCULAR MILS. EQUIVALENTE EN COBRE 126.7 mm ²					0.1444 Ohms/Km en 20°C.		
E	16.92	0.666	7x3.383	12x3.383	10,850	1,491	170.7
EK	15.77	0.621	4x3.155	15x3.155	8,092	1,316	148.6
4/0 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (211.600 Circ. Mils) 107.2 mm ²					0.1706 Ohms/Km en 20°C.		
E	15.57	0.613	7x3.112	12x3.112	9,403	1,262	144.5
EK	14.50	0.571	4x2.903	15x2.903	6,972	1,114	125.7
F	13.97	0.550	1x4.656	6x4.656	5,575	1,057	119.2
3/0 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (167.800 Cir. Mils) 85.03 mm ²					0.2151 Ohms/Km en 20°C.		
E	13.84	0.545	7x2.771	12x2.771	7,620	1,001	114.6
J	14.10	0.555	3x4.702	4x4.702	7,335	1,052	121.5
EK	12.93	0.509	4x2.586	15x2.586	5,611	893.2	99.74
F	12.45	0.490	1x4.156	6x4.145	4,527	838.1	94.45
2/0 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (135.100 Cir. Mils) 67.44 mm ²					0.2712 Ohms/Km en 20°C.		
K	13.56	0.534	4x4.521	3x4.521	7,983	961.2	112.4
J	12.55	0.494	3x4.186	4x4.186	6,092	834.3	96.32
F	11.07	0.436	1x3.693	6x3.693	3,671	664.9	74.97
1/0 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (105.500 Cir. Mils) 53.46 mm ²					0.3422 Ohms/Km en 20°C.		
K	12.07	0.475	4x4.026	3x4.026	6,573	761.9	89.10
J	11.18	0.440	3x3.726	4x3.726	4,976	661.2	76.39
F	9.86	0.388	1x3.287	6x3.287	2,965	527.0	59.40
1 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (83.690 Cir. Mils) 42.40 mm ²					0.4314 Ohms/Km en 20°C.		
K	10.74	0.423	4x3.586	3x3.586	5,398	604.5	70.71
J	9.95	0.392	3x3.320	4x3.320	4,082	524.5	60.58
F	8.79	0.346	1x2.929	6x2.929	2,389	418.0	47.12
2 AWG. EQUIVALENTE EN COBRE (66.370 Cir. Mils) 33.63 mm ²					0.5440 Ohms/Km en 20°C.		
K	9.58	0.377	4x3.193	3x3.193	4,413	479.4	56.05
J	8.86	0.349	3x2.957	4x2.957	3,321	416.0	48.05
A	9.30	0.366	1x4.315	2x4.315	2,655	392.2	43.86
F	7.82	0.308	1x2.606	6x2.606	1,920	331.5	37.37

TABLA A-4

c.- CARACTERISTICAS FISICAS Y ELECTRICAS DE LOS CABLES DE ALUMINIO PURO (AAC)

CODIGO MUNDIAL	CALIBRE			CABLEADO		DIAMETRO TOTAL mm.	TENSION DE RUPTURA Kg.	RESISTENCIA A 25°C y C.C. Ohms/km.	PESO Kg/Km
	AWG - CM	mm ²	EQUIV. EN COBRE	TIPO	NUMERO DE ALAMBRES Y DIAMETRO				
Peachbell	6	13.287	8	A	7x1.554	4.673	252	2.2211	36.4
Rose	4	21.156	6	A	7x1.960	5.892	297	1.3949	58.0
Iris	2	33.604	4	AA, A	7x2.472	7.416	606	0.97923	92.2
Pansy	1	42.376	3	AA, A	7x2.776	8.331	737	0.59653	116.2
Poppy	1/0	53.470	2	AA, A	7x3.119	9.347	894	0.55193	146.6
Aster	2/0	67.402	1	AA, A	7x3.502	10.515	1125	0.43786	184.8
Phlox	3/0	85.011	1/0	AA, A	7x3.891	11.785	1363	0.34716	233.1
Oxlip	4/0	107.199	2/0	AA, A	7x4.417	13.259	1719	0.27532	293.9
Snezewort	250.000	126.678	157.200		7x4.800	14.401	2032	0.23298	347.3
Valerian	250.000	126.678	157.200	A	19x2.913	14.579	2045	0.23298	347.3
Daisy	266.800	135.127	3/0		7x4.960	14.884	2165	0.21841	370.5
Laurel	266.800	135.127	3/0	A	19x3.009	15.062	2177	0.21841	370.5
Peony	300.000	151.962	188.700	A	19x3.192	15.976	2402	0.19420	416.7
Tulip	336.000	170.409	4/0	A	19x3.380	16.916	2694	0.17319	467.3
Dafrodil	350.000	177.310	220.000	A	19x3.446	17.246	2803	0.16644	486.3
Cann	397.500	201.369	250.000	AA, A	19x3.675	18.389	3120	0.14656	551.3
Goldentuft	450.000	227.943	283.000	AA	19x3.909	19.558	3460	0.12947	625.1
Cosmos	477.000	241.617	300.000	AA	19x4.023	20.142	3669	0.12214	662.7
Syringa	477.000	241.617	300.000	AA	37x2.882	20.193	3900	0.12214	662.7
Zinnia	500.000	253.291	314.000	AA	19x4.119	20.599	3846	0.11651	694.7
Hvacinth	500.000	253.291	314.000	A	37x2.951	20.650	4066	0.11651	694.7
Dahlia	556.500	281.929	350.000		19x4.345	21.742	4282	0.10468	773.1
Mistletoe	556.500	281.929	350.000	AA, A	37x3.114	21.793	4458	0.10468	773.1
Meadowsweet	600.000	303.924	377.000	AA, A	37x3.233	22.631	4805	0.09710	833.5
Orchid	636.000	322.177	400.000	AA, A	37x3.329	23.317	5098	0.09160	883.5
Heuchera	650.000	329.272	409.000	AA	37x3.365	23.571	5211	0.08962	903.0
Verbena	700.000	354.621	440.000	AA	37x3.493	24.460	5611	0.08322	972.5
Flag	700.000	354.621	440.000	A	61x2.720	24.465	5833	0.08322	972.5
Violet	715.500	362.490	450.000	AA	37x3.533	24.739	5733	0.08141	994
Nasturtium	715.500	362.490	450.000	A	61x2.750	24.765	5964	0.08141	994
Petunia	750.000	379.905	472.000	AA	37x3.616	25.223	5892	0.07768	1042
Cartail	750.000	379.905	472.000	A	61x2.316	25.349	6128	0.07768	1042
Arbutus	795.000	402.738	500.000	AA	37x3.723	26.060	6245	0.07328	1104
Lilac	795.000	402.738	500.000	A	61x2.900	26.111	6500	0.07328	1104
Cockscomb	900.000	455.950	566.000	AA	37x3.962	27.736	6926	0.06472	1250
Snacoragon	900.000	455.950	566.000	A	61x3.086	27.787	7212	0.06472	1250
Magnolia	954.000	483.298	600.000	AA	37x4.079	28.549	7339	0.06106	1325
Goldenrod	954.000	483.298	600.000	A	61x3.177	28.600	7647	0.06106	1325
Hawkweed	1'000.000	506.586	629.000	AA	37x4.175	29.235	7693	0.05825	1389
Camellia	1'000.000	506.586	629.000	AA	61x3.251	29.260	8051	0.05825	1389
Bluebell	1'033.500	523.546	650.000	AA	37x4.246	29.718	7951	0.05637	1435
Larkspur	1'033.500	523.546	650.000	A	61x3.307	29.768	8282	0.05637	1435
Marigold	1'113.000	563.794	700.000	AA, A	61x3.431	30.886	8917	0.05234	1546
Hawthorn	1'192.500	604.107	750.000	AA, A	61x3.550	31.953	9525	0.04885	1656
Narcissus	1'272.000	644.355	800.000	AA, A	61x3.667	33.020	9979	0.04580	1765
Columbine	1'351.500	684.990	850.000	AA, A	61x3.782	34.036	10614	0.04208	1878
Carnation	1'431.000	724.980	900.000	AA, A	61x3.891	35.026	11022	0.04070	1987
Gladiolus	1'510.500	764.970	950.000	AA, A	61x3.997	35.991	11612	0.03857	2098
Coreopsis	1'590.000	805.605	1'000.000	AA	61x4.102	36.931	12247	0.03663	2209
Jessamine	1'750.000	886.230	1'101.000	AA	61x4.302	38.735	13471	0.03330	2431
Cowsho	2'000.000	1'012.650	1'260.000	A	91x3.764	41.402	15694	0.02914	2776
Sagebrush	2'250.000	1'139.070	1'415.000	A	91x3.992	43.916	17282	0.02590	3156
Lupine	2'500.000	1'265.490	1'570.000	A	91x4.208	46.304	19232	0.02332	3504
Bitterroot	2'750.000	1'391.910	1'730.000	A	91x4.414	48.564	21137	0.02120	3858
Trillium	3'000.000	1'515.750	1'890.000	A	127x2.903	50.698	23042	0.01947	4198
Bluebonnet	3'500.000	1'773.105	2'200.000	A	127x4.216	54.313	26943	0.01664	4958

NOTA: Clase de cableado. La clase de cableado deberá mencionarse en cada orden. La clase AA se utiliza generalmente en conductores desnudos para líneas aéreas. La clase A se utiliza generalmente en conductores que van a ser torcidos con aislamiento o desnudos en lugares donde se necesita mayor flexibilidad que la de la clase AA.

ANEXO B

TABLA DE FACTORES DE SOBRECARGA

EN ESTAS TABLAS SE ENCUENTRAN LOS FACTORES DE SOBRECARGA PARA POSTES DE CONCRETO Y POSTES DE MADERA PARA LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA SEGUN EL NESC.

TAMBIEN SE ANEXAN LAS TABLAS DE POSTES DE CONCRETO DE CONSTRUCCION GRADO B Y GRADO C, EN LAS QUE SE TABULAN LOS VANOS MAXIMOS ATENDIENDO EL FACTOR DE SOBRECARGA, LA ALTURA Y CLASE DEL POSTE, TIPO DE LINEA Y NUMERO DE CIRCUITOS .

TABLA B-1

261A1

Overhead Lines

Strength

261A1

Table 261-2 Overload Capacity Factors for Metal and Prestressed Concrete Structures

	Overload capacity factors	
	Grade B	Grade C
Vertical loads ①	1.50	1.50
Transverse loads		
Wind	2.50	2.20
Wire tension at angles	1.65	1.10
Longitudinal loads		
At Crossings		
In general	1.10	no requirement
At dead ends	1.65	1.10
Elsewhere		
In general	1.00	no requirement
At dead ends	1.65	1.10

① Where vertical loading significantly reduces the loading on a structure member, a vertical overload factor of 1.0 should be used for the design of such member. Such members shall be designed for their worst case loading condition.

NOTE: The factors in this table apply for the loading conditions of Rule 250B. For extreme wind loading conditions, see Rule 260C.

261A2a(4)

Grades B and C Construction

261A2a(4)

Table 261-3A Overload Capacity Factors for Wood Structures ①

	Grade B		Grade C	
	When installed	At replacement ②④	When installed	At replacement ③④
Vertical loads ③	2.20	1.50	2.20	1.50
Transverse (wind) loads				
At crossings	4.00	2.67	2.67	1.33
Elsewhere	4.00	2.67	2.00	1.33
Transverse (wire tension) loads				
At crossings	2.00	1.33	1.33	1.00
Elsewhere	2.00	1.33	1.33	1.00
Longitudinal loads				
In general	1.33	1.00	no requirement	
At dead ends	2.00	1.33	1.33	1.00

① Metal portions of a structure, except guys, may use the overload capacity factors for metal shown in Table 261-2.

② Where structures are built for temporary service, the overload capacity factors at replacement may be used provided that the designated fiber stress is not exceeded during the life of the structure.

③ Where vertical loading significantly reduces the loading on a structure member, a vertical overload factor of 1.0 should be used for the design of such member. Such members shall be designed for their worst case loading condition.

④ When structure strength deteriorates to the level of the overload capacity factors required at replacement, the structure shall be replaced or rehabilitated. If a structure is replaced, it is required to meet the "when installed" overload capacity factors. Rehabilitated portions of structures shall have overload capacity factors in excess of those required "at replacement."

NOTE: The factors in this table apply for the loading conditions of Rule 250B. For extreme wind loading conditions, see Rule 260C.

ALLOWABLE SUM-OF-ADJACENT SPANS
(Revision 1.10)

TABLA B-3

WOCF = 2.50
TOCF = 1.65

GRADE B CONCRETE
CLASE DE POSTE

Pole Ht.	2	3	1000	750	500	300
9.0	0	0	475	344	212	0
10.6	0	0	452	324	195	0
12.0	0	0	435	308	182	
13.7	0	0	416	291	167	
15.0	0	0	402	278		
16.7	0	0	384			
Reduce allowable SAS by degrees of line angle.			33 METERS for each			1.00

WOCF = 2.40
TOCF = 1.47

GRADE C+CONCRETE
CLASE DE POSTE

Pole Ht.	2	3	1000	750	500	300
9.0	0	0	497	360	223	0
10.6	0	0	473	340	206	0
12.0	0	0	456	324	192	
13.7	0	0	436	307	177	
15.0	0	0	422	294		
16.7	0	0	405			
Reduce allowable SAS by degrees of line angle.			30 METERS for each			1.00

WOCF = 2.20
TOCF = 1.10

GRADE C CONCRETE
CLASE DE POSTE

Pole Ht.	2	3	1000	750	500	300
9.0	0	0	547	398	248	0
10.6	0	0	522	376	230	0
12.0	0	0	504	360	216	
13.7	0	0	484	342	201	
15.0	0	0	469	329		
16.7	0	0	451			
Reduce allowable SAS by degrees of line angle.			25 METERS for each			1.00

Circuit	No. 1	No. 2	No. 3
Phase Description :	#2 ACSR	2-#1/0 ACSR	
Phase Tension, N :	4500	6600	
Neutral Description :	#2 ACSR		0
Neutral Tension, N :	4500		
Type of Construction :	1 FASE #2 CON #2N Y 2-#1/0 SEC.		
	1 Phase	430 Pa wind	0 mm. radial ice

For tensions other than those shown above, multiply the SAS reduction by the ratio of the largest phase conductor tensions.

ALLOWABLE SUM-OF-ADJACENT SPANS
(Revision 1.10)

TABLA B-4

WOCF = 2.50
TOCF = 1.65

GRADE B CONCRETE
CLASE DE POSTE

Pole Ht.	2	3	1000	750	500	300
9.0	0	0	945	683	421	0
10.6	0	0	920	659	397	0
12.0	0	0	897	636	376	
13.7	0	0	869	609	348	
15.0	0	0	847	587		
16.7	0	0	817			
Reduce allowable SAS by degrees of line angle.			30 METERS for each			1.00

WOCF = 2.40
TOCF = 1.47

GRADE C CONCRETE
CLASE DE POSTE

Pole Ht.	2	3	1000	750	500	300
9.0	0	0	989	716	443	0
10.6	0	0	963	691	419	0
12.0	0	0	941	669	397	
13.7	0	0	913	641	370	
15.0	0	0	890	619		
16.7	0	0	860			
Reduce allowable SAS by degrees of line angle.			28 METERS for each			1.00

WOCF = 2.20
TOCF = 1.10

GRADE C CONCRETE
CLASE DE POSTE

Pole Ht.	2	3	1000	750	500	300
9.0	0	0	1088	790	493	0
10.6	0	0	1062	765	468	0
12.0	0	0	1040	743	447	
13.7	0	0	1011	715	419	
15.0	0	0	989	693		
16.7	0	0	958			
Reduce allowable SAS by degrees of line angle.			23 METERS for each			1.00

Circuit	No. 1	No. 2	No. 3
Phase Description :	#2 ACSR		
Phase Tension, N :	4500		
Neutral Description :	#2 ACSR		0
Neutral Tension, N :	4500		
Type of Construction :	1 PHASE #2 CON #2 NEUTRO		
	1 Phase	430 Pa wind	0 mm. radial ice

For tensions other than those shown above, multiply the SAS reduction by the ratio of the largest phase conductor tensions.

ALLOWABLE SUM-OF-ADJACENT SPANS
(Revision 1.10)

TABLA B-5

WOCF = 2.50
TOCF = 1.65

GRADE B HORMIGON
CLASE DE POSTE

Pole Ht.	2	3	1000	750	500	300
9.0	0	0	530	383	236	0
10.6	0	0	505	361	218	0
12.0	0	0	486	345	204	
13.7	0	0	466	326	187	
15.0	0	0	451	312		
16.7	0	0	422			
Reduce allowable SAS by degrees of line angle.			30 METERS for each			1.00

WOCF = 2.40
TOCF = 1.47

GRADE C+HORMIGON
CLASE DE POSTE

Pole Ht.	2	3	1000	750	500	300
9.0	0	0	554	401	248	0
10.6	0	0	529	379	230	0
12.0	0	0	510	363	215	
13.7	0	0	489	344	198	
15.0	0	0	474	330		
16.7	0	0	454			
Reduce allowable SAS by degrees of line angle.			28 METERS for each			1.00

WOCF = 2.20
TOCF = 1.10

GRADE C HORMIGON
CLASE DE POSTE

Pole Ht.	2	3	1000	750	500	300
9.0	0	0	610	443	276	0
10.6	0	0	583	420	257	0
12.0	0	0	563	403	242	
13.7	0	0	542	383	225	
15.0	0	0	526	369		
16.7	0	0	506			
Reduce allowable SAS by degrees of line angle.			23 METERS for each			1.00

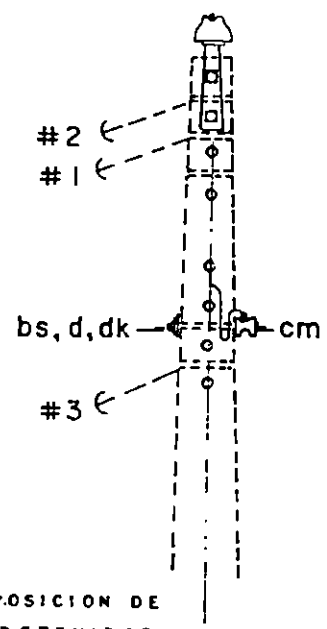
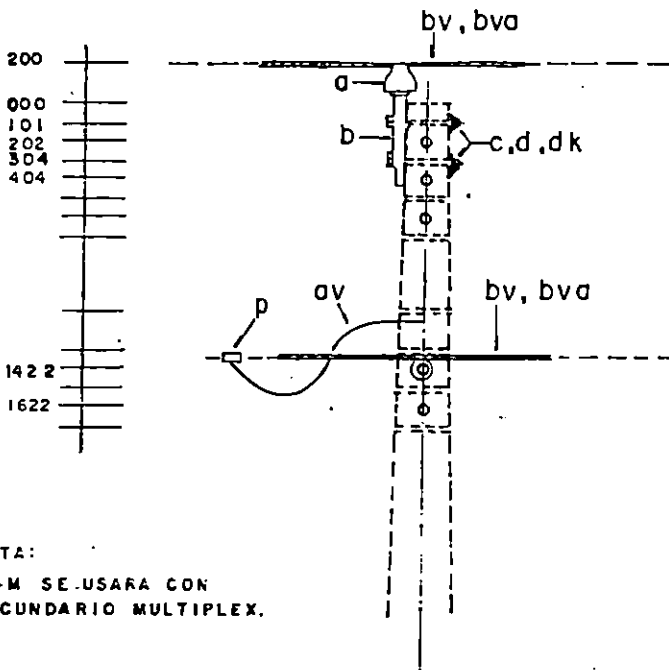
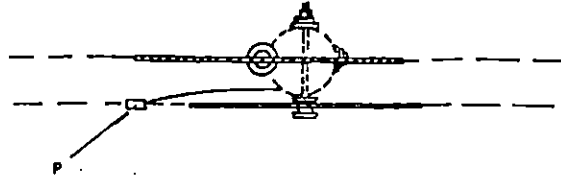
Circuit	No. 1	No. 2	No. 3
Phase Description :	#2 ACSR	2-#2 ACSR	
Phase Tension, N :	4500	4500	
Neutral Description :	#2 ACSR		0
Neutral Tension, N :	4500		
Type of Construction :	1 FASE #2 CON #2N Y 2-#2 SEC.		
	1 Phase	420 Pa wind	0 mm. radial ice

For tensions other than those shown above, multiply the SAS reduction by the ratio of the largest phase conductor tensions.

ANEXO C

ESTRUCTURAS CEL - NRECA

**EN ESTE ANEXO SE MUESTRAN LOS TIPOS DE ESTRUCTURAS
CEL - NRECA MAS UTILIZADOS PARA LINEAS AEREAS DE
DISTRIBUCION ELECTRICA PARA UNA, DOS Y TRES FASES,
A 13.2KV Y 7.6 KV.**



POSICION DE
RETENIDAS
(SI REQUIERE)

Esc. 1:40

NOTA:
AI-M SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIPLEX.

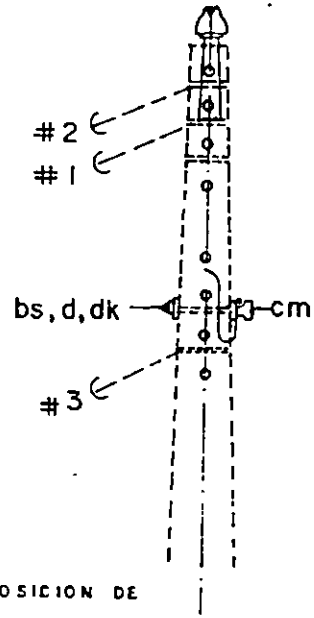
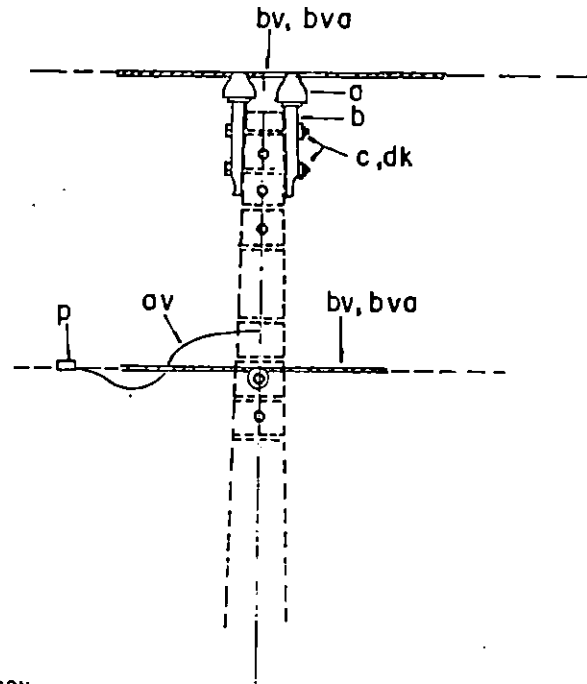
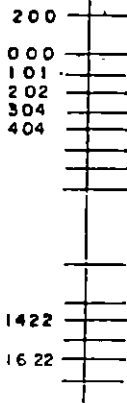
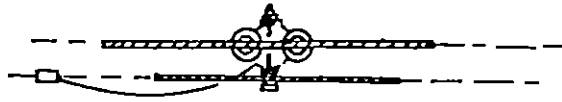
CODIGO	ITEM	AI	AI M		CODIGO	ITEM	AI	AI M	
3422-41-13	a	1	1	AISLADOR TIPO PIN	5371-7X-01	bv	1	1	JGO.VARILLAS PREF.SENCILLO FASE
4561-01-20	b	1	1	CABEZOTE 20"	5371-7X-01	bv	1		JGO.VARILLAS PREF.SENCILLO NEUTRO
0638-05-10	c	2	2	PERNO MAQUINA 5/8" x 10"	6790-11-10	bva	2	1	AMARRADERA ALUMINIO
					0639-05-10	bs	1	1	PERNO AISLADOR CARRETE 5/8" x 10"
7101-99-41	d	3	3	ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16"	3426-20-11	cm	1	1	AISLADOR CARRETE 1 3/4"
7105-95-41	dk	2	2	ARANDELA PRESION AGUJERO 11/16"	1701-XX-XX	p	1	1	CONECTOR COMPRESION NEUTRO TIERRA
					1177-4X-XX	rp		2	REMATE PREFORMADO

LIMITES DE DISEÑO:
Angulo: 0° a 5° max.
Carga Transversal: 500 lbs.
(2,224 N) máxima por

I	101	14/4/93	NRECA
Nº	REV.	FECHA	POR

SOPORTE PRIMARIO SENCILLO
I FASE 13.2 / 7.6 Kv.
Diseño:
Dibujo: A I V.
Aprobó: M. M. *[Signature]*

AI, AI-M



NOTA:
A1-1M SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIPLEX.

POSICION DE
RETENIDAS
(SI REQUIERE)

Esc. 1:40

CODIGO	ITEM	A1-1	ALUM		CODIGO	ITEM	A1-1	ALUM	
3422-41-13	a	2	2	AISLADOR TIPO PIN	5371-7X-02	bv	1	1	JGO. VARILLAS PREF. DOBLE FASE.
4561-01-20	b	2	2	CABEZOTE 20"	5371-7X-01	bv	1		JGO. VARILLAS PREF. SENCILLO NEUTRO
0638-05-10	c	2	2	PERNO MAQUINA 5/8" X 10"	6790-11-10	bva	3	2	AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO
7101-99-41	d	1	1	ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16"	0639-05-10	bs	1	1	PERNO AISLADOR CARRETE 5/8" X 10"
7105-99-41	dk	2	2	ARANDELA PRESION AGUJERO 11/16"	1701-XX-XX	p	1	1	CONECTOR COMPRES. NEUTRO TIERRA
3426-20-11	cm	1	1	AISLADOR CARRETE 1 3/4"	1177-4X-4X	rp		2	REMATE PREFORMADO

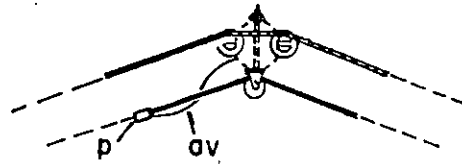
LIMITES DE DISEÑO:
Angulo: 0° a 5° max.
Carga Transversal: 1000 Lbs.
(4,448 N) máximo per
conductor

1	1.01	14/4/93	NRECA

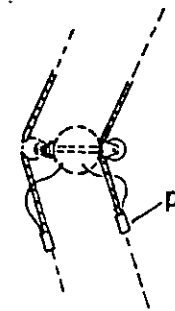
SOPORTE PRIMARIO DOBLE
1 FASE 13.2 / 7.6 Kv.

Diseño:
Dibujó: A. I. V.
Revisó:
Aprobó: N. J.

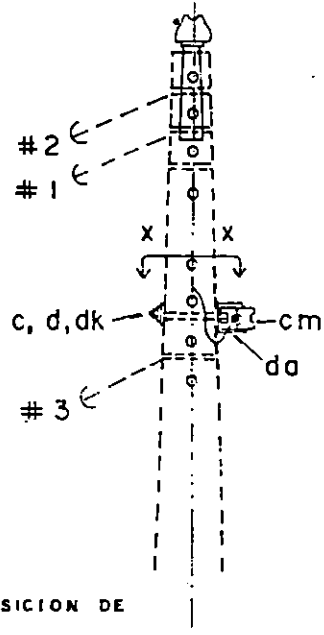
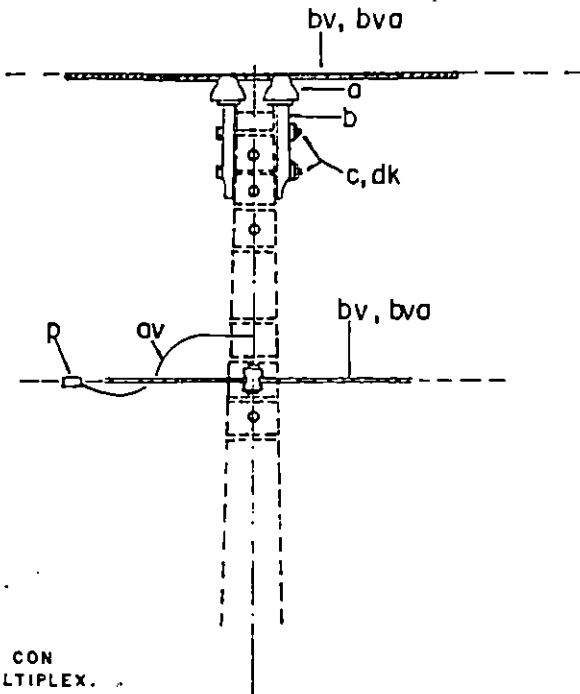
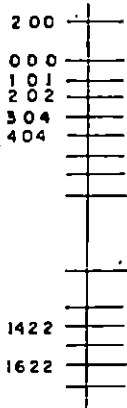
A1-1, A1-1M



SECCION X-X
PLANTA



POSICION
ALTERNATIVA
DEL NEUTRO



POSICION DE
RETENIDAS

Esc. 1:40

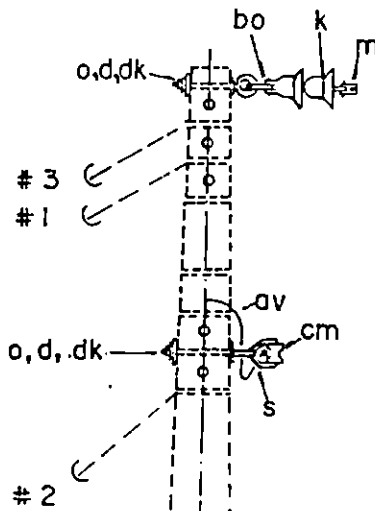
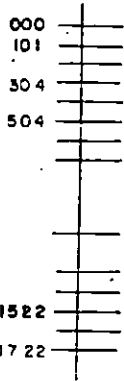
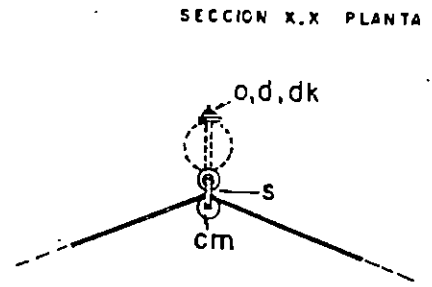
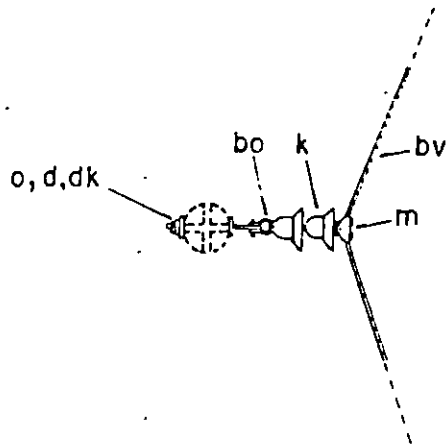
NOTA:
A2-M SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIPLEX.

CODIGO	ITEM	A2	A2-M	A2-1		CODIGO	ITEM	A2	A2-M	A2-1	
3422-41-13	o	2	2	2	AISLADOR TIPO PIN	5371-7X-02	bv	1	1	1	JGO.VARILLA PREF. DOBLE, FASE
4561-01-20	b	2	2	2	CABEZOTE 20"	5371-7X-01	bv	1		1	JGO.VARILLAS PREF.SENCIL NEUTRO
0638-05-10	c	3	3	3	PERNO MAQUINA 5/8" X 10"	6790-11-10	bvo	3	2	3	AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO
7101-99-41	d	1	1	1	ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16"	1701-XX-XX	p	1	1	1	CONECTOR COMPRES. NEUTRO TIERRA
7105-99-41	dk	3	3	3	ARANDELA PRESION AGUJERO 11/16"	1177-4X-4X	rp		2		REMATE PREFORMADO
0780-15-00	da	1	1	1	ESTRIBO AISLADOR CARRETE	3426-20-11	cm	1	1		AISLADOR CARRETE 1 3/4"
3426-40-19	cm			1	AISLADOR CARRETE 3"						

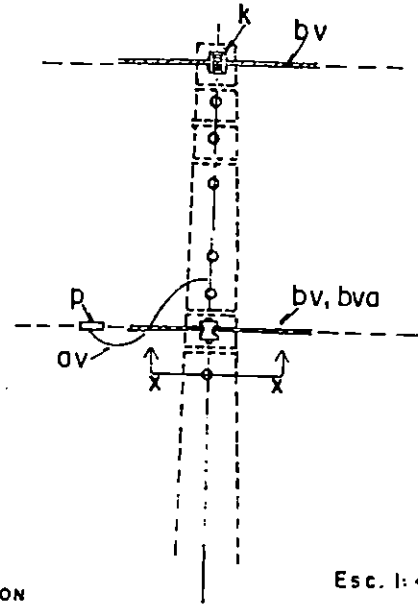
LIMITES DE DISEÑO Angulo: A2 : 5° a 15° max A2-1: 15° a 30° max (4,448 N) máximo por conductor	1	1.01	14/4/93 NRECA	SOPORTE PRIMARIO DOBLE 1 FASE 13.2 / 7.6 Kv.
	N°	REV.	FECHA	POR

Diseño:
Revisó:
Aprobó: M. M. *Tyk*

A2, A2M, A2-1



POSICION DE
RETENIDA
(SEGUN REQUIERE)



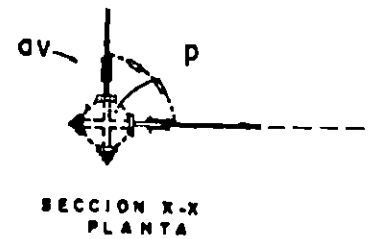
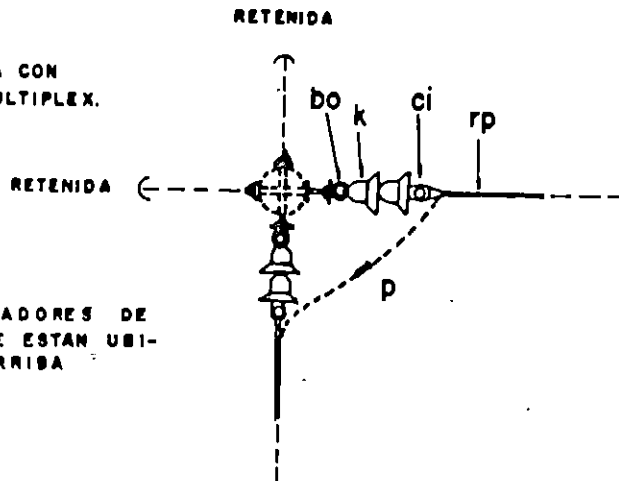
NOTA:
A3-M SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIPLEX.

Esc. 1: 40

CODIGO	ITEM	A3	A3 M		CODIGO	ITEM	A3	A3 M	
3426-40-19	cm	1	1	AISLADOR DE CARRETE 3"	5371-7X-02	bv	1	1	JGO.VARILLAS PREF.DOBLE, FASE
7101-99-41	d	4	4	ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16"	5371-7X-01	bv	1		JGO.VARILLAS PREF.SENCILLA, NEUTRO
0636-15-10	o	2	2	PERNO ARGOLLA 5/8" X 10"	6790-11-10	bv0	1		AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO
1174-16-89	m	1	1	GRAPA SUSPENSION ANGULAR FASE	1230-12-01	s	1	1	RESTRIBO COLGANTE PARA CARRETE
3428-10-13	k	2	2	AISLADOR SUSPENSION 6"	1701-XX-XX	p	1	1	CONECTOR COMPRESION NEUTRO-TIERRA
1230-26-00	bo	1	1	GRILLETE DE ANCLAJE .9/16"	1177-4X-XX	rp	2		REMATE PREFORMADO
7105-99-41	dk	2	2	ARANDELA DE PRESION AGUJERO 11/16"					

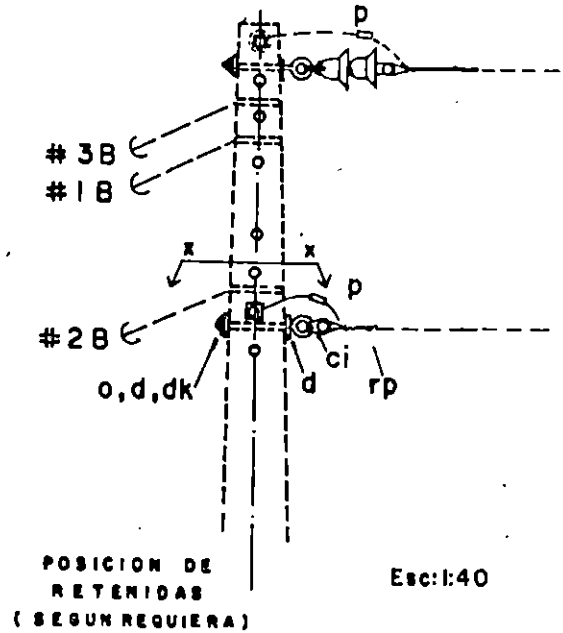
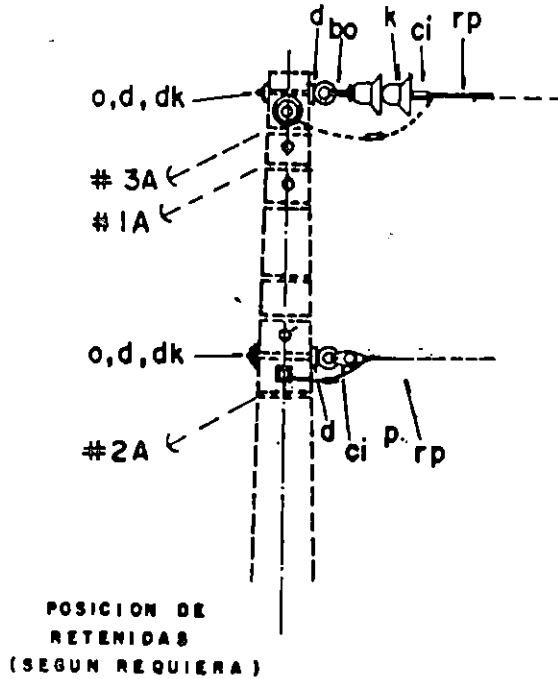
LIMITES DE DISEÑO: Angulo: 30° a 60° max. Carga Transversal: 4,000 lbs. (17,792 N) máximo por conductor	1	101	14/4/93 NRECA	CONSTRUCCION VERTICAL 30° a 60°
				1 FASE 13.2 / 7.6 Kv.
				Diseño: Dibujó: A I V REVISÓ:

NOTA:
A4-M SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIPLEX.



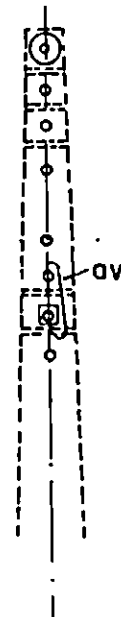
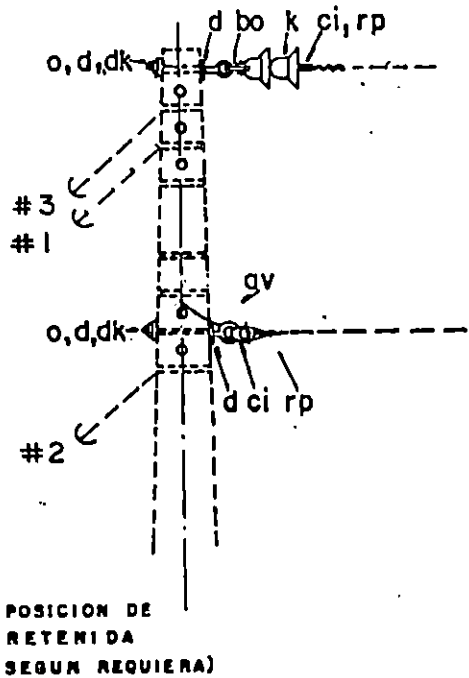
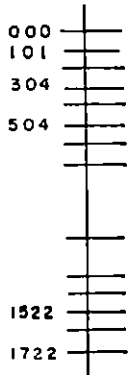
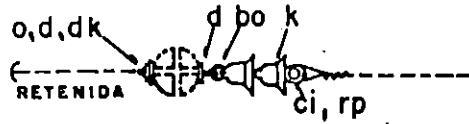
NOTA:
LOS AISLADORES DE
LA FUENTE ESTAN UBI-
CADOS ARRIBA

000	_____
101	_____
202	_____
304	_____
504	_____
1522	_____
1622	_____
1722	_____



CODIGO	ITEM	A4	A4 M		CODIGO	ITEM	A4	A4 M	
7101.99.41	d	8	8	ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16"	1290.15.09	ci	4	4	HORQUILLA(CLEVIS) DE REMATE
7105.99.41	dk	4	4	ARANDELA PRESION AGUJERO 11/16"	1177.4X.XX	rp	2	2	REMATE PREFORMADO FASE
3428.10.13	k	4	4	AISLADOR SUSPENSION 6"	1177.4X.XX	rp	2	2	REMATE PREFORMADO NEUTRO
0636.15.10	o	4	4	PERNO ARGOLLA 5/8" X 10"					
1701.XX.XX	p	1	1	CONECTOR COMPRESION NEUTRO-NEUTRO	1701-XX-XX	p	1	3	CONECTOR COMPRESION NEUTRO-NEUTRO
1701.XX.XX	p	1	1	CONECTOR COMPRESION FASE-FASE	1250-28-00	bo	2	2	GRILLETE DE ANCLAJE 9/16"

LIMITES DE DISEÑO: Angulo: 60° a 120 max. Tension: 4000 Lbs. (17,792 N) máximo por conductor.	1	101	14/4/93	NRECA	CONSTRUCCION VERTICAL 60° o 120°
					1 FASE 13.2 / 7.6 Kv.
					Diseño:
					Dibujo: A.I.V.
	No	REV.	FECHA	POR	Revisó:
					Aprobó: M.M. <i>dyk</i>
					A4, A4M

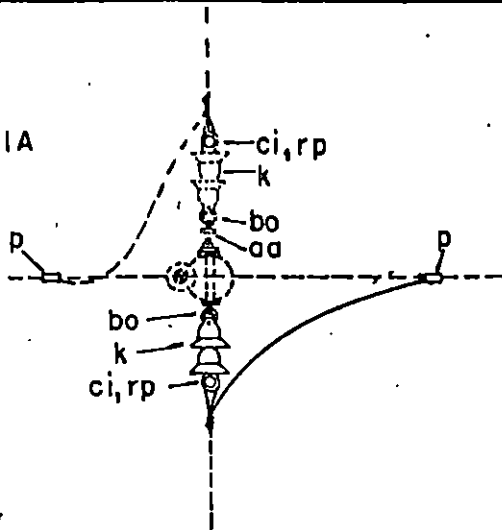


Esc. 1:40

CODIGO	ITEM	AS	AB	M		CODIGO	ITEM	AS			
7101-99-41	d	4			ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16"	1177-4X-XX	rp	1			REMATE PREFORMADO FASE
7105-99-41	dk	2			ARANDELA PRESION AGUJERO N/16"	1177-4X-XX	rp	1			REMATE PREFORMADO NEUTRO
3428-1Q-13	k	2			AISLADOR SUSPENSION 6"	1230-15-09	ci	2			HORQUILLA (CLEVIS) DE REMATE
0636-15-10	o	2			PERNO ARGOLLA 5/8" X 10"	1230-28-00	bo	1			GRILLETE DE ANCLAJE
1701-XX-XX	P	1			CONECTOR COMPRESION NEUTRO-116170						

LIMITES DE DISEÑO: Tensión: 4,000 Lbs. (17,792 N) máximo por conductor.	I	101	14/4/93	NRECA	REMATE PRIMARIO SENCILLO
					I FASE 13.2 / 7.6 Kv.
					Diseño:
					Dibujo: A. I. V.
	Nº	REV.	FECHA	POR	Revisó:
					Aprobó: M. M. <i>Myk</i>
					A5

A5-1A



NOTA:

A5-1I PUEDE COMBINARSE CON:

A1, A1-I, A2, A2-I.

DERIVACION DE LINEA EXISTENTE.

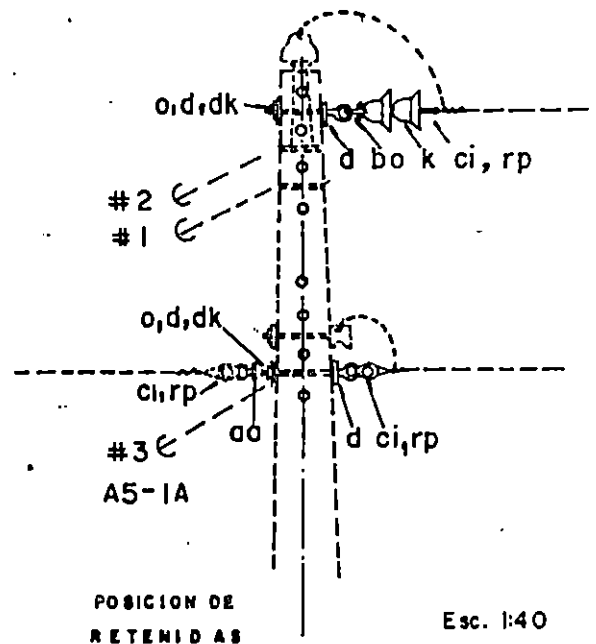
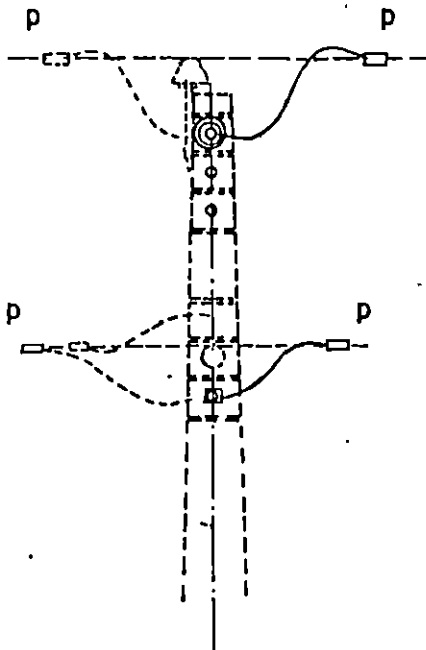
A5-1A PUEDE COMBINARSE CON:

A3, A4, A6, A6-I.

DERIVACION EN PERNO EXISTENTE.

A5-1M: SE USARA CON SECUNDARIO MULTIPLEX

- 200
- 000
- 101
- 202
- 304
- 404
- 604

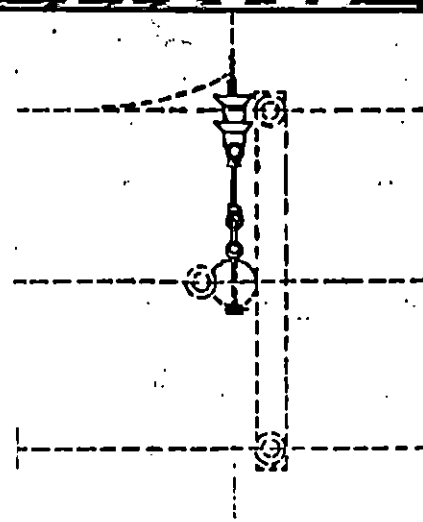


POSICION DE
RETENIDAS
(SI REQUIERE)

Esc. 1:40

CODIGO	ITEM	A5-1	A5-1M	A5-1A		CODIGO	ITEM	A5-1	A5-1M	A5-1A	
0636-15-10	o	2	2		PERNO ARGOLLA 5/8" X 10"	1230-2000	bo	1	1	1	GRILLETE ANCLAJE 9/16"
7101-99-41	d	4	4		ARANDELA CURVA AGUJERO 1/16"	3428-10-13	k	2	2	2	AISLADOR SUSPENSION 6"
7105-99-41	dk	2	2		ARANDELA PRESION AGUJERO 11/16"	1250-15-09	ci	2	2	2	HORQUILLA (CLEVIS) DE REMATE
1701-XX-XX	p	1	1	1	CONECTOR COMPRESION, FASE-FASE	877-4X-XX	rp	1	1	1	REMATE PREFORMADO, FASE
1701-XX-XX	p	1	1	1	CONECTOR COMPRESION, NEUTRO-NEUTRO	1177-4X-XX	rp	1	1	1	REMATE PREFORMADO, NEUTRO
4290-10-63	aa			2	TUERCA ARGOLLA CORRIENTE						

LIMITES DE DISEÑO: Carga Transversal: 4,000 lbs. (17,792 N) máximo por conductor.	1	101	14/4/93	NRECA	DERIVACION PRIMARIA 1 FASE EN LINEA EXISTENTE 13.2 / 7.6 Kv.
					Diseño:
					Di buj: A. I. V.
					Revisó:
	Nº	REV.	FECHA	POR	Aprobó: M. M. <i>[Signature]</i>
					A5-1, A5-1M, A5-1A



NOTA:

AS-2 : PARA USARSE CON ESTRUCTURAS EN CRUCERO:
CEL: A, B, C.

REA: B1, B2, B7, B8, C1, C2, C7, C8.

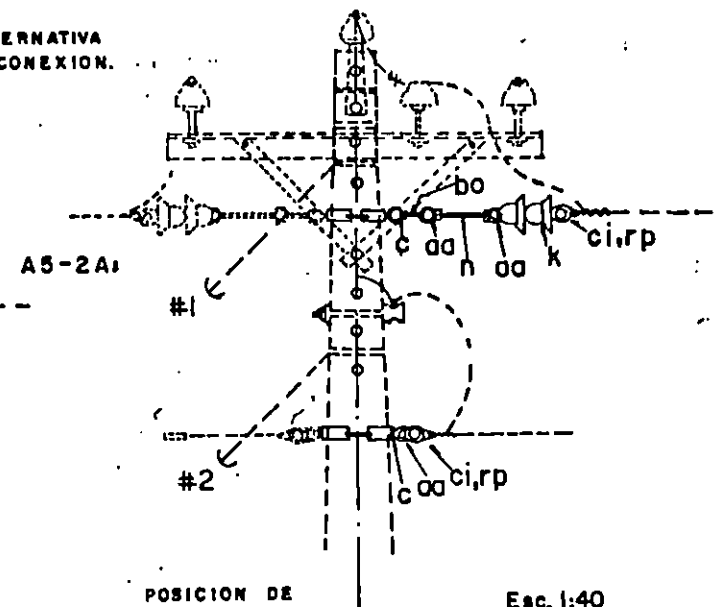
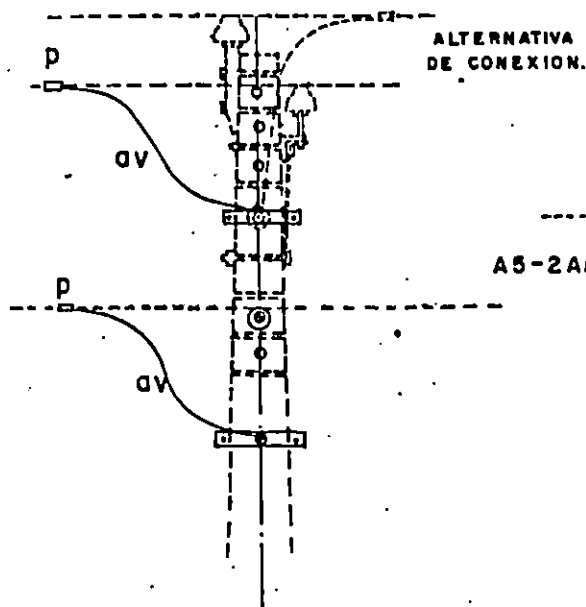
AS-2A: PUEDE COMBINARSE CON AS-2
DERIVACION DE ABRAZADERA EXISTENTE

AS-2M: SE USARA CON SECUNDARIO MULTIPLEX.

NOTA:

AÑADIR MS-B PARA
CONECTAR A FASE B.

- 200
- 000
- 101
- 304
- 504
- 604
- 885
- 1113
- 1422
- 1522
- 2107



POSICION DE
RETENIDAS
(SI REQUIERE)

Esc. 1:40

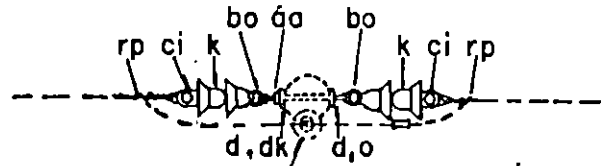
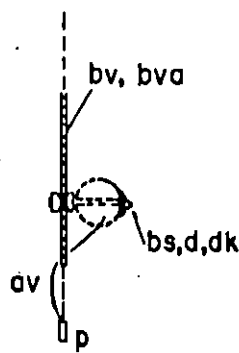
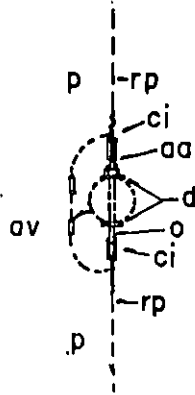
CODIGO	ITEM	AS-2	AS-2M	AS-2A		CODIGO	ITEM	AS-2	AS-2M	AS-2A	
0104-05		1	1		ABRAZADERA 6" A 7"	0636-18-10	n	1	1	1	PERNO TODO-ROSCA 5/8" X 14"
0101-05-05		1	1		ABRAZADERA 7" A 8"	1177-4X-XX	rp	1	1	1	REMATE PREFORMADO, FASE.
000-28-00	bo	1	1	1	GRILLETE DE ANCLAJE 9/16"	1177-4X-XX	rp	1	1	1	REMATE PREFORMADO, NEUTRO.
0631-05-02	c	2	2	2	PERNO CARROCERIA	1701-XX-XX	p	1	1	1	CONECTOR COMPRESION FASE-FASE.
000-15-09	cl	2	2	2	MORQUILLA (CLEVIS) DE REMATE	1701-XX-XX	p	1	3	1	CONECTOR COMPRESION NEUTRO-NEUTRO
0426-10-13	k	2	2	2	AISLADOR SUSPENSION 6"	1701-XX-XX	rp	1	1	1	CONECTOR DE COMPRESION
000-10-63	oo	4	4	4	TUERCA ARGOLLA CORRIENTE, 5/8"						

LIMITES DE DISEÑO: Carga Transversal: 2000lbs. (8,896 N) máxima por conductor.	1	101	14/4/93	NREGA	DERIVACION PRIMARIA 1 FASE EN LINEA
					EXISTENTE 13.2 / 7.6 Kv.
					Diseño:
					Dibujo: A. I. V.
					Revisó:
					Aprobó: M.M. <i>[Signature]</i>
	Nº REV.	FECHA	POR		A5-2, A5-2M, A5-2A

SECCION X-X
A6: REMATE NEUTRO.

SECCION X-X
A6-A1: NEUTRO TANGENTE.

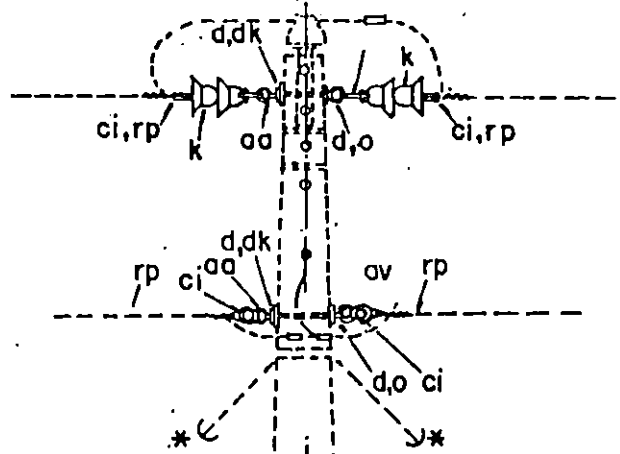
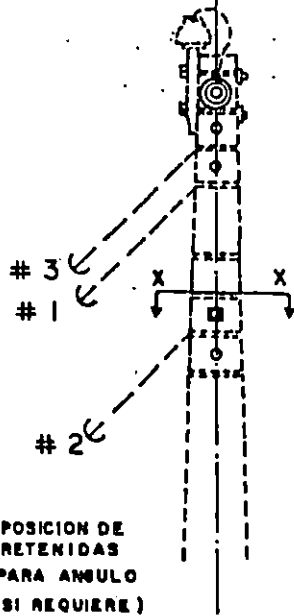
NOTA:
A6-M SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIPLEX.



AÑADIR M5-2 PARA
CERRAR PUENTE ABIERTO

200
000
101
202
304
504
704
1422
1522
1622

AÑADIR M5-2
SI REQUIERE



Esc. 1:40

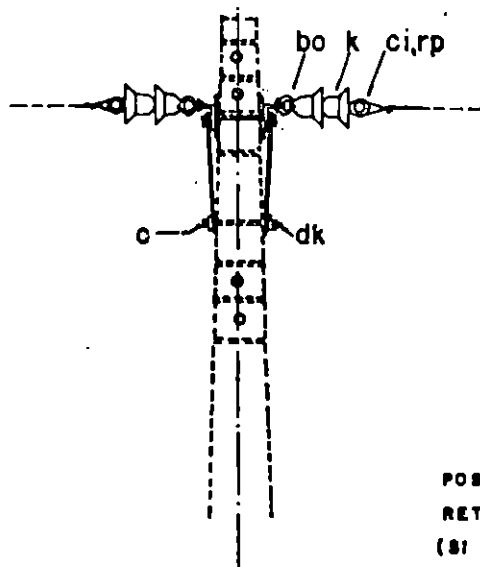
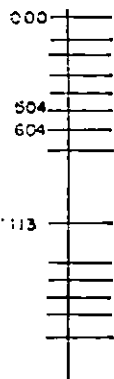
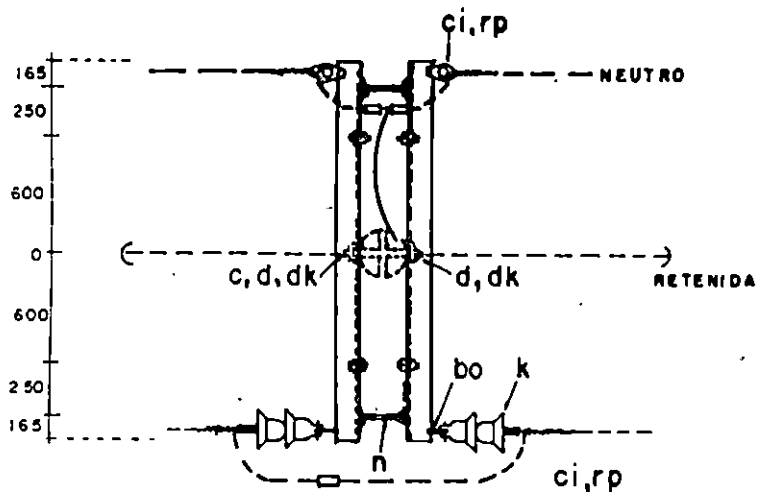
CODIGO	ITEM	A6	A6M	A6A		CODIGO	ITEM	A6	A6M	A6A	
7101-99-41	d	4	4	3	ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16"	1177-4X-XX	rp	2	2	2	REMATE PREFORMADO FASE,
7105-99-41	dk	2	2	2	ARANDELA PRESION AGUJERO 11/16"	1177-4X-XX	rp	2	2		REMATE PREFORMADO NEUTRO.
5536-15-10	o	2	2	1	PERNO ARGOLLA 5/8" X 10"	1230-15-09	ci	4	4	2	HORQUILLA (CLEVIS) DE REMATE
2428-10-13	k	4	4	4	AISLADOR SUSPENSION 6"	1230-28-00	bo	2	2	2	GRILLETE DE ANCLAJE 9/16"
2290-10-63	aa	2	2	1	TUERCA ARGOLLA CORRIENTE.	5371-7X-01	bv			1	VARILLA PREF. SENCILLA, NEUTRO
7101-XX-XX	p	1	1	1	CONECTOR COMPRESION NEUTRO-TIERRA	6790-11-10	bva			1	AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO
7101-XX-XX	p	1	3		CONECTOR COMPRESION NEUTRO-NEUTRO	0780-43-00	da		2		ESTRIBOS P/AISLADOR DE CARRE
3339-05-10	bs			1	PERNO AISLADOR DE CARRETE 5/8" X 10"	3426-20-11	cm	2	1		AISLADOR DE CARRETE 1 3/4"

LIMITES DE DISEÑO:
Angulo: 0° a 30° max.
Carga Transversal: 1000 Lbs.
(4,448 N) maximo por
conductor.

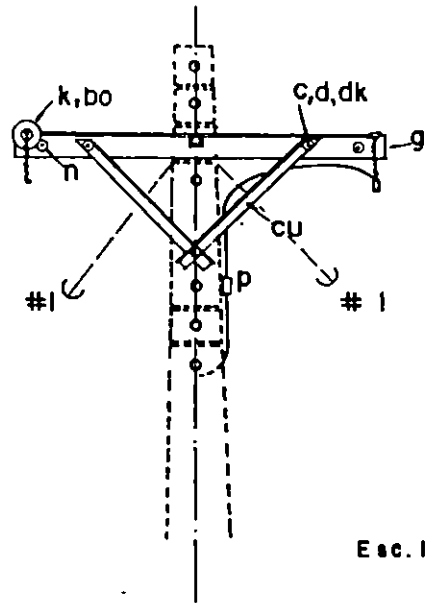
1	101	14/4/93	NRECA
Nº	REV.	FECHA	POR

REMATE PRIMARIO DOBLE
1 FASE 13.2 / 7.6 Kv.
Diseño:
Dibujó: A. I. V.
Revisó:
Aprobó: M. M.

A6, A6M, A6A



POSICION DE
RETENIDA
(SI REQUIERE)



Esc. 1:40

CODIGO	ITEM	AB			CODIGO	ITEM	AB		
26-10-43	k	4		AISLADOR DE SUSPENSION 6"	1230-15-09	ci	4		HORQUILLA (CLEVIS) DE REMATE.
20-28-00	bo	2		GRILLETE DE ANCLAJE 9/16"	1177-4X-XX	rp	2		REMATE PREFORMADO NEUTRO.
21-05-10	c	2		PERNO MAQUINA 5/8" X 10"	1177-4X-XX	rp	2		REMATE PREFORMADO PRIMARIO.
21-05-10	c	4		PERNO MAQUINA 5/8" X 1 1/2"	6261-08-25	g	2		CRUCERO N° 3" X 3" X 1/4" X 2.03 M.
23-09-41	dk	10		ARANDELA DE PRESION 11/16"	6261-01-25	cu	4		DIAGONAL N° 1 1/2" X 1 1/2" X 1/4" X 0.91M
23-05-41	d	4		ARANDELA PLANA 11/16"	6241-08-18	gz	1		ZAPATA PARA POSTE.
23-05-12	n	2		PERNO TODO ROSCA 5/8" X 12"	1701-XX-XX	P	2		CONECTOR COMPRESION NEUTRO-TIERR
							1		CONECTOR COMPRESION FASE

ANTES DE DISEÑO:

Carga: 4,000 lbs (17,792 N)
Peso por conductor.

I	1.01	14/4/93	NRECA
No	REV.	FECHA	POR

CONSTRUCCION EN CRUCERO

DOBLE REMATE . 1 FASE Y NEUTRO.

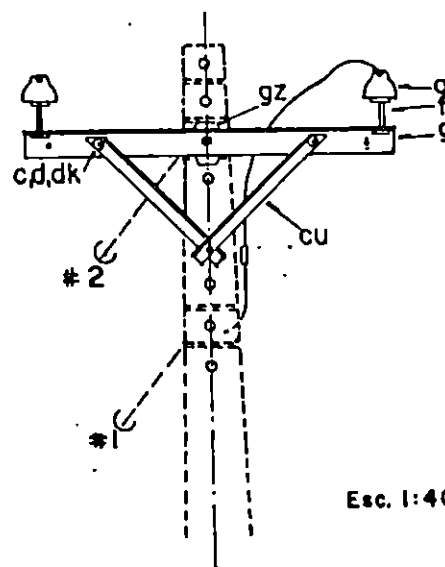
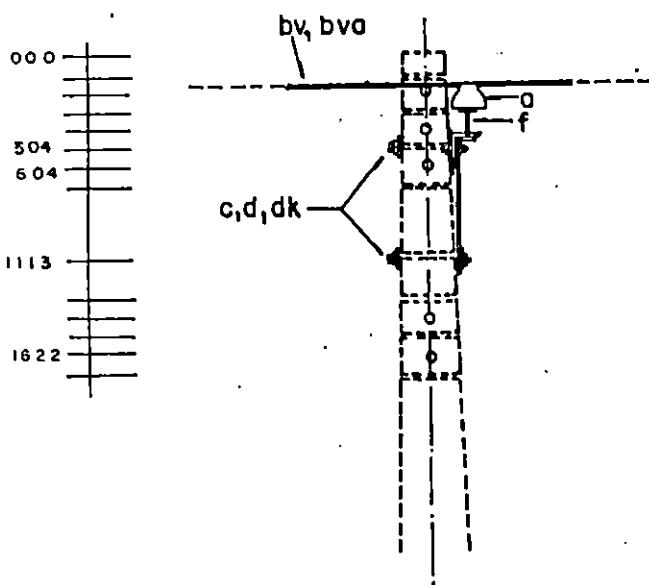
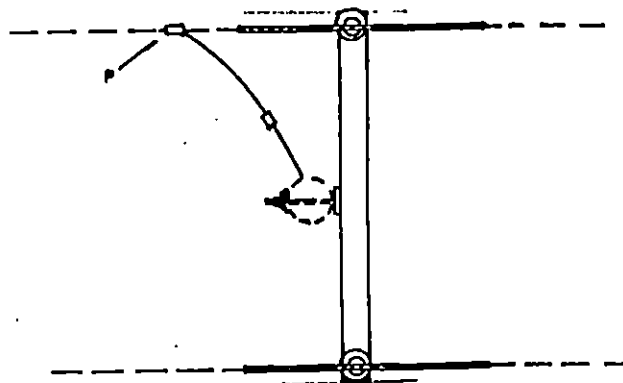
Diseño:

Dibujo: A. I. V.

Revisó:

Aprobó: M. M. *myk*

AB



Esc. 1:40

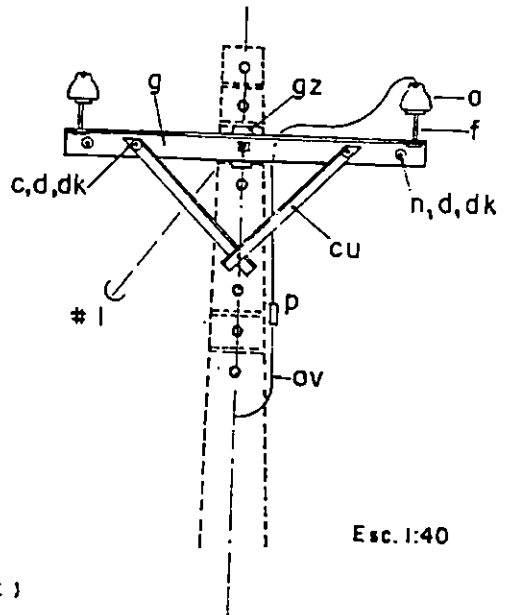
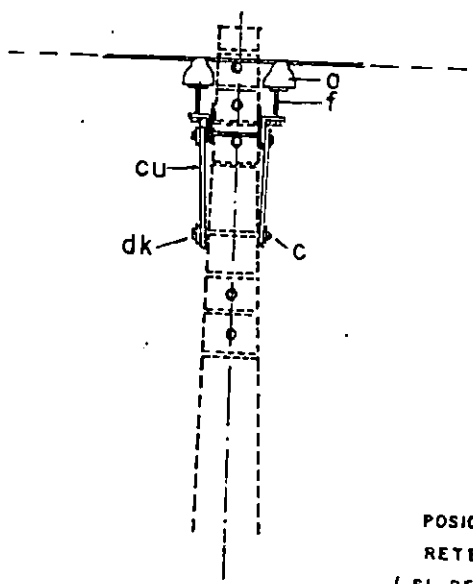
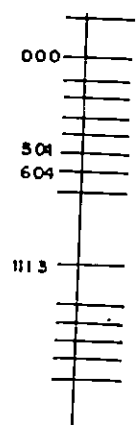
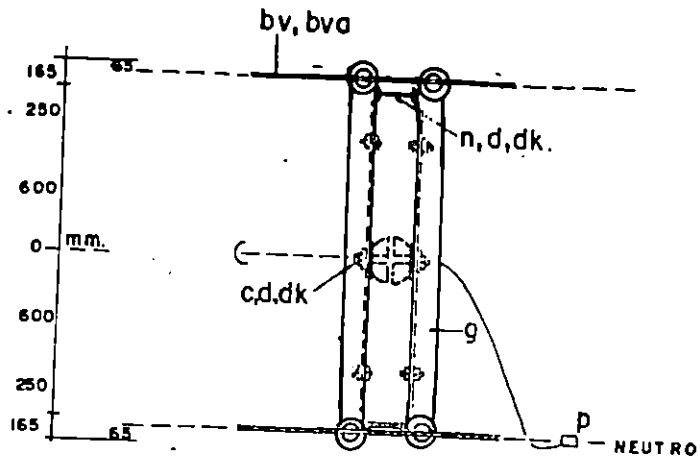
CODIGO	ITEM	A9-1			CODIGO	ITEM	A9-1		
6422-41-13	a	2		AISLADOR TIPO PIN.	6261-05-28	g	1		CRUCERO 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.03M.
6638-05-10	c	2		PERNO MAQUINA 5/8" x 10"	6261-01-25	cu	2		DIAGONAL 1 1/2" x 1 1/2" x 1/4" x 0.91M.
6638-05-10	c	2		PERNO MAQUINA 5/8" x 1 1/2"	6241-98-18	gz	1		ZAPATA PARA POSTE.
7101-99-41	d	2		ARANDELA CURVA ABUJERO 11/16"	5371-7X-01	bv	1		JGO.VARILLAS PREF.SENCILLA FASE.
6341-32-51	f	2		ESPIGA AISLADOR TIPO PIN.	5371-7X-01	bv	1		JGO.VARILLAS PREF.SENCILLA NEUTR.
7105-99-41	dk	4		ARANDELA DE PRESION ABUJERO 11/16"	6790-11-10	dvo	2		AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO
1701-XX-XX	p	2		CONECTOR COMPRESION NEUTRO-TIERRA					

LIMITES DE DISEÑO:
 Angulo: 0° a 5° máximo.
 Carga Transversal: 500Lbs.
 (2,224 N) máximo por
 conductor.

Nº	REV.	FECHA	POR

CONSTRUCCION EN CRUCERO
 I FASE Y NEUTRO.
 Diseñó:
 Dibujo: A. I. V.
 Revisó:
 Aprobó: M. M. *[Signature]*

A9



POSICION DE
RETENIDA
(SI REQUIERE)

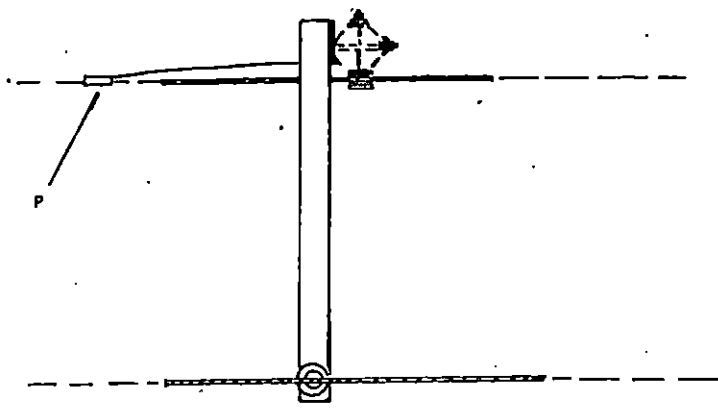
Esc. 1:40

CODIGO	ITEM	AS			CODIGO	ITEM	AS		
3422-41-13	a	4			0633-05-12	n	2		
0638-05-10	c	2			5371-7X-02	bv	1		
0638-05-01	c	4			5371-7X-02	bv	1		
7103-65-41	d	4			6790-11-10	bvo	4		
7105-99-41	dk	10			1701-XX-XX	p	2		
4541-32-51	f	4			624 L56-JB	gz	1		
6261-05-25	g	2							
6261-01-25	cu	4							

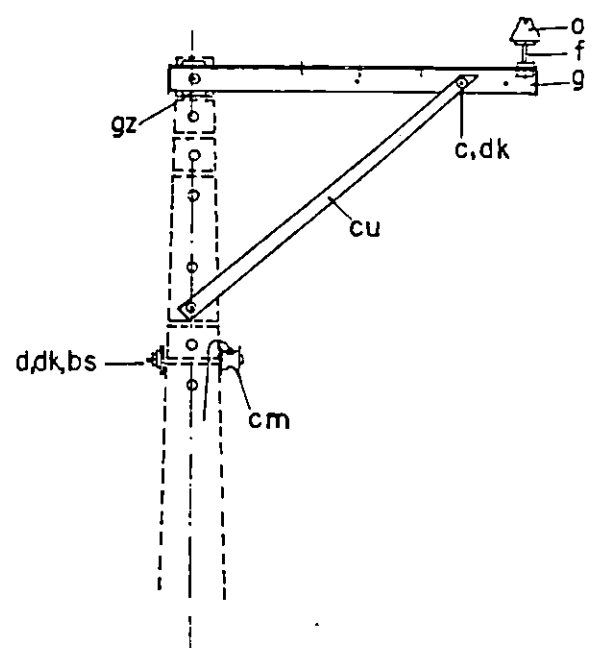
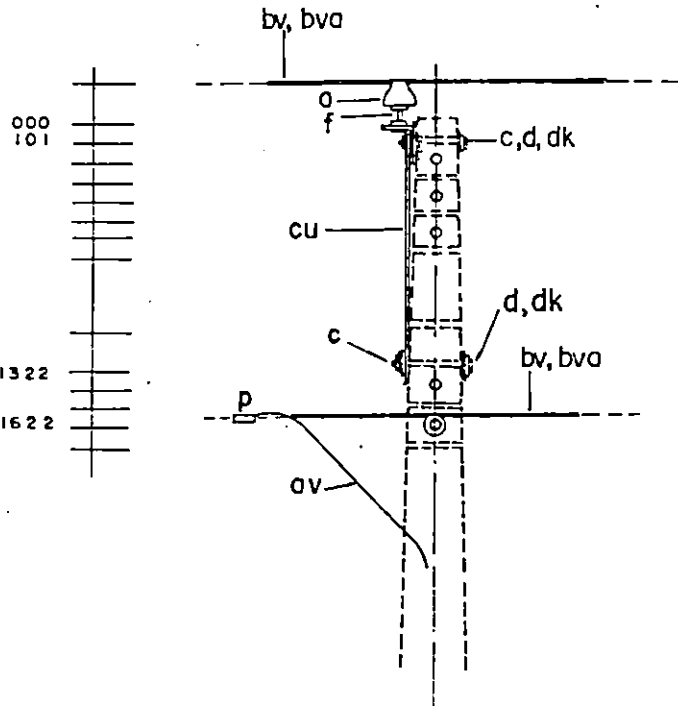
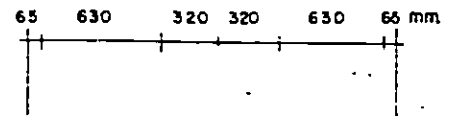
LIMITES DE DISEÑO:
Angulo: 0° a 20° máximo
Carga Transversal: 1000lbs.
(4,448 N) máxima por
conductor.

1	101	14/4/93	NRECA
Nº	REV.	FECHA	POR

CONSTRUCCION EN DOBLE CRUCERO Y NEUTRO:
1ª FASE.
Diseño:
Dibujo: A. I. V.
Revisó:
Aprobó: M. M. *[Signature]*

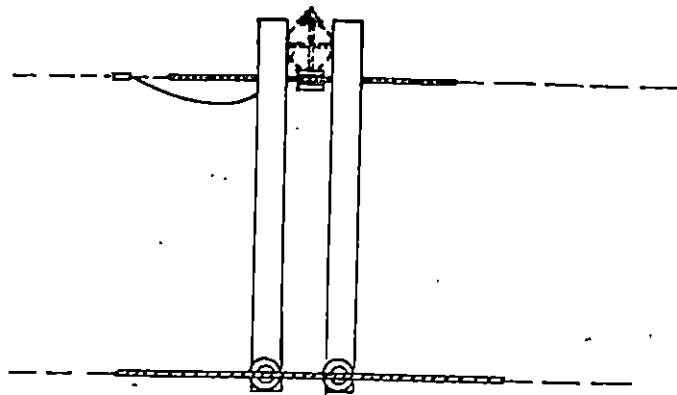


NOTA:
A10M SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIPLEX.

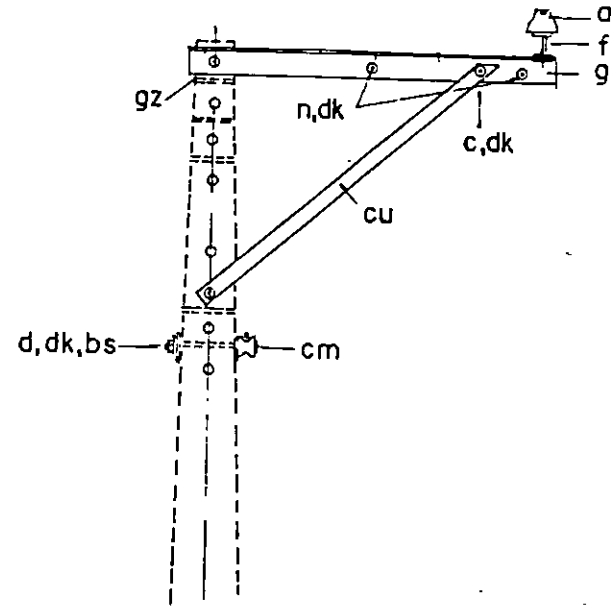
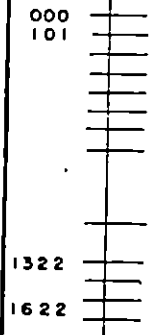
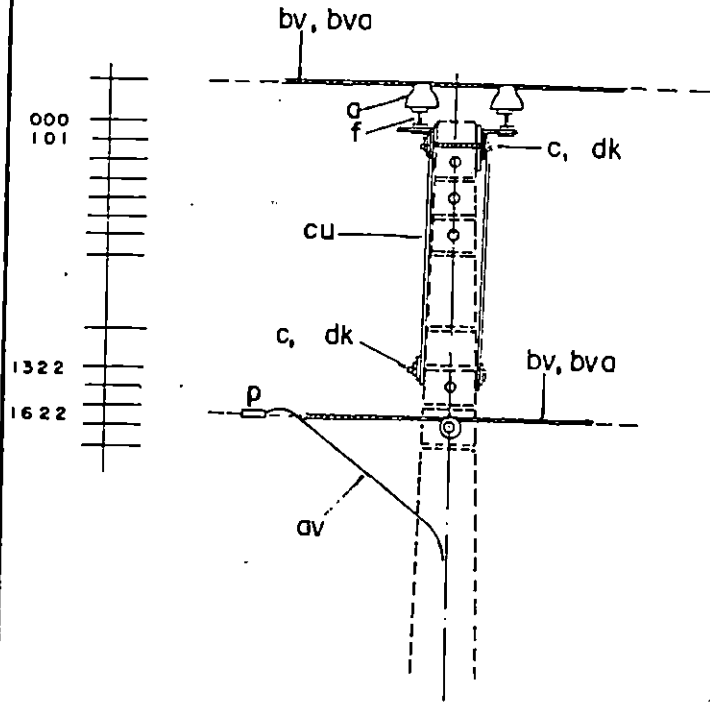
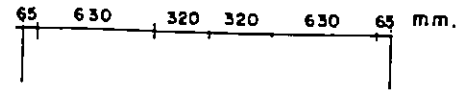


CODIGO	ITEM	AIO	A10M		CODIGO	ITEM	AIO	A10M	
3422-41-13	o	1	1	AISLADOR TIPO PIN.	6261-05-25	9	1	1	CRUCERO 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 203 M.
0638-05-10	c	2	3	PERNO MAQUINA 5/8" x 10".	6261-01-25	cu	1	1	DIAGONAL 1 1/2" x 1 1/2" x 1/4" x 178 M
0638-05-01	c	1	1	PERNO MAQUINA .5/8" x 1 1/2".	6241-98-18	gz	1	1	ZAPATA PARA POSTE.
7101-99-41	d	3	3	ARANDELA CURVA 11/16".	5371-7X-02	bv	1	1	JGO.VARILLAS PREF.SENCILLA,FASE.
4541-32-51	f	1	1	ESPIGA AISLADOR TIPO PIN.	5371-7X-01	by	1	1	JGO.VARILLAS PREF.SENCILLA,NEUT.
					6790-11-10	bva	1	1	AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO.
7103-32-51	dk		4	ARANDELA DE PRESION 11/16".	0780-45-00	bo		1	ESTRIBO PARA CARRETE.
7701-XX-XX	p	1	1	CONECTOR DE COMPRESION.	3426-20-11	cm	1	1	AISLADOR DE CARRETE 1 3/4".
					1177-4X-XX	rp		2	REMATE PREF NEUTRO.
								1	PERNO AISLADOR CARRETE

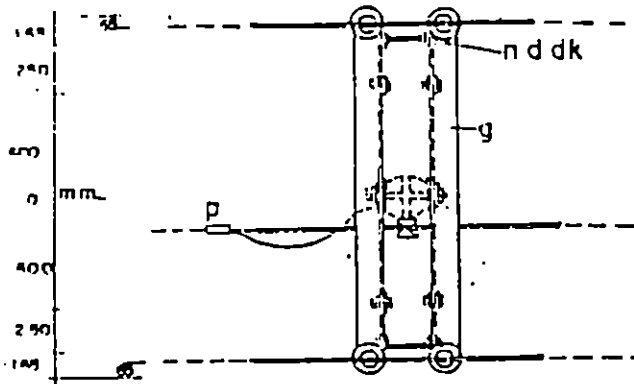
LIMITES DE DISEÑO: Angulo: 0° a 15° máximo.	1	101	14/4/93	NRECA	SOPORTE PRIMARIO SENCILLO EN CRUCERO			
					I FASE. 132 / 7.6 Kv.			
					Diseño:			
					Dibujo: A. I. V.			
					Revisó:			
					Aprobó: M. M. <i>[Signature]</i>			
	Nº	REV.	FECHA	POR	AIO, A10M			



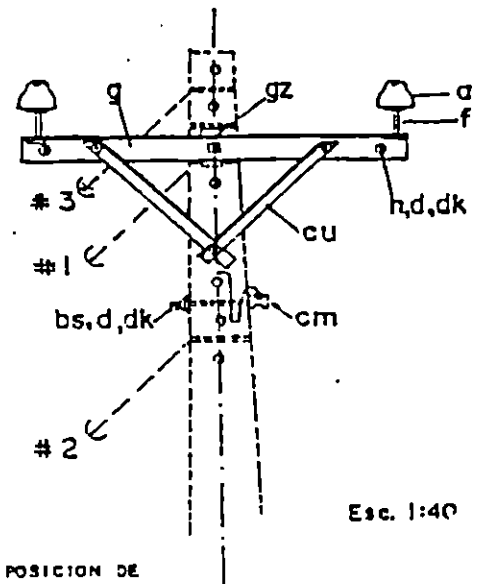
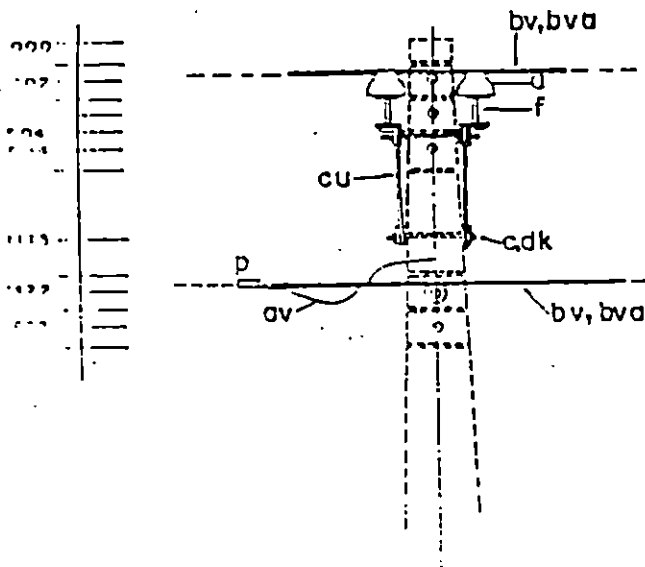
NOTA:
AIO-IM SE USARA
CON SECUNDARIO
MULTIPLEX.



CODIGO	ITEM	AIO-I	AIO-IM		CODIGO	ITEM	AIO-I	AIO-IM		
3422-41-13	a	2	2	AISLADOR TIPO PIN.	6261-05-25	g	2	2	CRUCERO 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.03 M.	
0638-05-10	c	2	3	PERNO MAQUINA 5/8" x 10"	6261-01-25	cu	2	2	DIAGONAL 1 1/2" x 1 1/2" x 1/4" x 1.78 M.	
0638-05-01	c	2	2	PERNO MAQUINA 5/8" x 1 1/2"	6241-98-18	gz	1	1	ZAPATA PARA POSTES.	
7101-99-41	d	1	1	ARANDELA CURVA 11/16"	5371-7X-02	bv	1	1	JGO.VARILLAS PREF DOBLE,FASE.	
4541-32-51	f	2	2	ESPIGA AISLADOR TIPO PIN.	5371-7X-01	bv	1		JGO.VARILLAS PREF.SENCILLA,NEUT.	
					6790-11-10	bvo	3	2	AMARADERA PRIMARIA ALUMINIO.	
7103-32-51	dk	8	9	ARANDELA DE PRESION 11/16"	0639-05-10	ds	1		PERNO AISLADOR CARRETE.	
7701-XX-XX	p	1	1	CONECTOR DE COMPRESION.	3426-20-11	cm	1	1	AISLADOR DE CARRETE 1 3/4"	
0633-05-12	n	2	2	PERNO TODO ROSCA 5/8" x 12"	7103-65-41	d	4	4	ARANDELA PLANA 11/16"	
					0750-43-00	do		1	ESTRIBO PARA AISLADOR CARRETE	
								2	REMATE PREFORMADO	
LIMITES DE DISEÑO:				I	101	14/4/93	NRECA	SOPORTE PRIMARIO DOBLE EN CRUCERO		
								I FASE. 13.2 / 7.6 Kv.		
								Diseño:		
								Dibujó: A. I. V.		
								Revisó:		
				Nº	REV.	FECHA	POR	Aprobó: M. M.		
							AIO-I, AIO-IM			



NOTA:
BI-IM SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIPLEX.

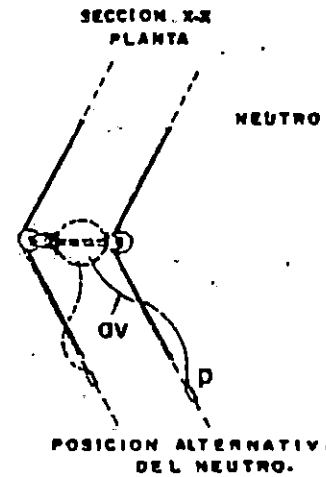
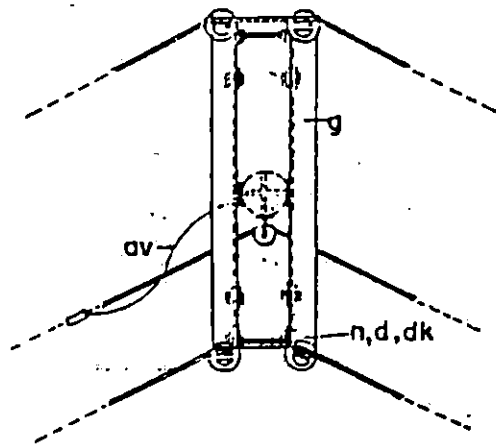


Esc. 1:40

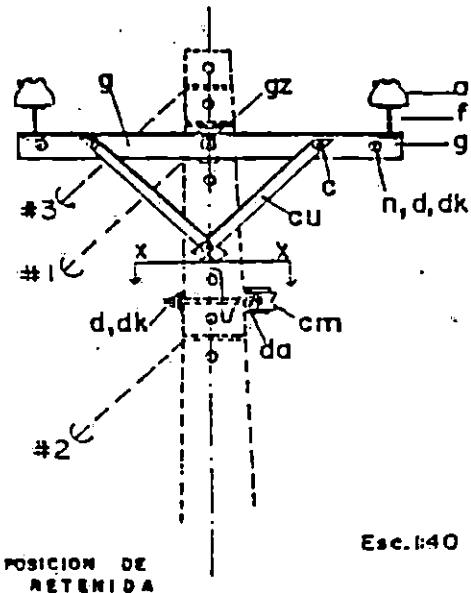
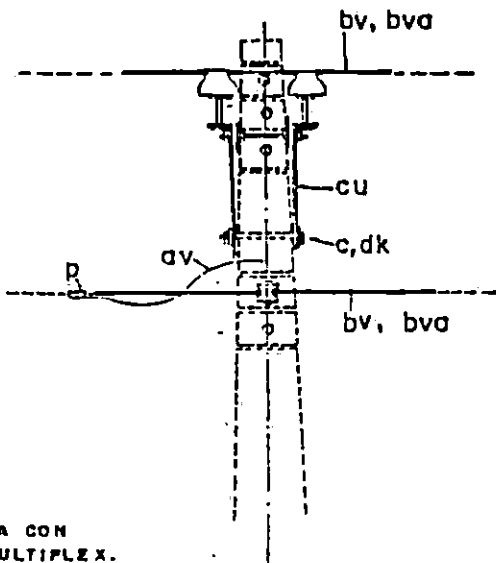
POSICION DE
RETENIDA
(SI REQUIERE)

COD	ITEM	Q	Q'		CODIGO	ITEM	Q-1	Q-1'	
0241-01-13	a	4	4	AISLADOR TIPO PIN.	0638-08-12	n	2	2	PERNO TODO ROSCA 5/8" X 12".
0241-01-10	c	2	2	PERNO MAQUINA 5/8" X 10"	6571-7X-02	bv	2	2	JEO. VARILLAS PREF. DOBLE, FASE.
0241-01-01	c	4	4	PERNO MAQUINA 5/8" X 1 1/2"	6571-7X-01	bv	1		JEO. VARILLAS PREF. SENCILLO, NEUTRO.
0241-01-41	d	1	1	ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16"	6790-11-10	bva	8	4	AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO.
0241-01-41	d	4	4	ARANDELA PLANA REDONDA AG. 11/16"	0638-08-10	bs	1	1	PERNO AISLADOR CARRETE 5/8" X 10"
0241-01-41	dk	10	10	ARANDELA DE PRESION AGUJERO 11/16"	3426-20-11	cm	1	1	AISLADOR DE CARRETE 1 3/4".
0241-01-81	f	4	4	ESPIGA AISLADOR TIPO PIN	1701-XX-XX	p	1	1	CONECTOR COMPRESION NEUTRO-TIERRA
0241-01-26	g	2	2	CRUCERO 2 1/2" X 2 1/2" X 1/4" X 2.03M	6241-08-18	gz	1	1	ZAPATA PARA POSTE.
0241-01-25	cu	4	4	DIAGONAL 1 1/2" X 1 1/2" X 1/4" X 0.91M					
					1177-4X-XX	fp		2	REMATES PREFORMADO NEUTRO.

LIMITES DE DISEÑO: Angulo: 0° a 5° máximo. Carga Transversal: 1,000 lb (445 N) máximo por conductor.	1	101	16/4/93	NRECA	SOPORTE PRIMARIO DOBLE EN CRUCERO	
					2 FASES 13.2 / 7.6 Ky.	
					Diseño:	
					Dibujó: A. I. V.	
					Revisó:	
					Aprobó: M. M. <i>Fig</i>	
					BI-1, BI-1M	



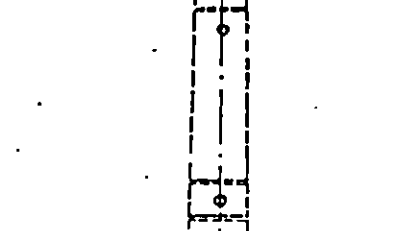
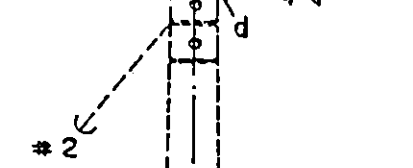
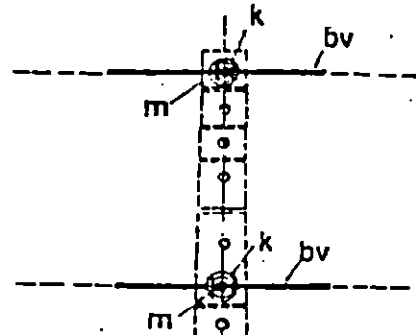
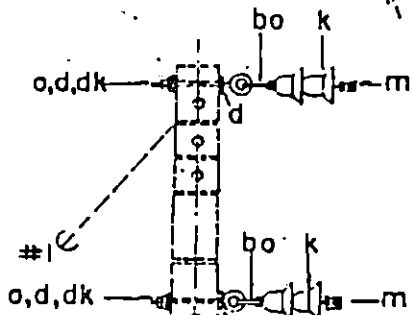
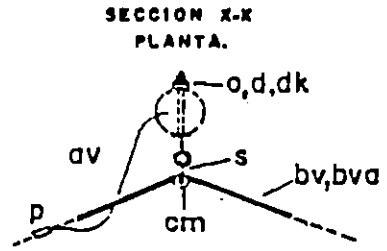
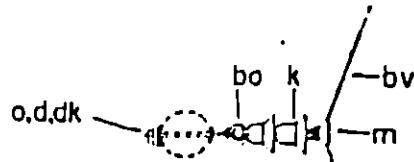
000
702
904
604
1113
1422
1422



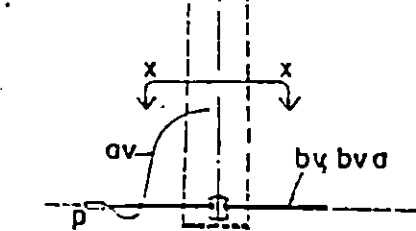
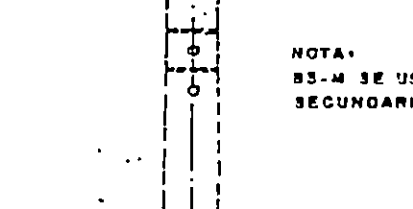
NOTA:
B2-M, SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIFLEX.

CODIGO	ITEM	Q ²	Q ³	Q ⁴		CODIGO	ITEM	Q ²	Q ³	Q ⁴	
1422-41-13	d	4	4	4	AISLADOR TIPO PIN.	0633-08-12	n	2	2	2	PERNO TODOROSCA 5/8" x 12"
1438-08-10	c	3	3	3	PERNO MAQUINA 5/8" x 12"	5371-7X-02	bv	2	2	2	JBO. VARILLAS PREF. DOBLE, FASE.
0633-08-01	c	4	4	4	PERNO MAQUINA 5/8" x 1 1/2"	5371-7X-01	bv	1		1	JBO. VARILLAS PREF. SENCILLO, NEUTRO.
0101-98-41	d	1	1	1	ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16"	6790-11-10	bvd	8	4	8	AMARRADERA PRIMARIA DE ALUMINIO.
0103-88-41	d	4	4	4	ARANDELA PLANA REDONDA AG. 11/16"	0780-48-00	da	1	1	1	ESTRIBO AISLADOR CARRETE.
0109-98-41	dk	11	8	11	ARANDELA DE PRESION AGUJERO 11/16"	3426-20-11	cm	1	1		AISLADOR DE CARRETE 1 3/4"
0241-05-28	g	2	2	2	CRUCERO 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.03 M.	3426-40-18	cm			1	AISLADOR DE CARRETE 3"
0261-01-25	cu	4	4	4	DIAGONAL 1 1/2" x 1 1/2" x 1/4" x 0.91 M.	6241-98-18	gz	1	1	1	ZAPATA PARA POSTE.
0701-XX-XX	p	1	1	1	CONECTOR COMPRESION NEUTRO-TIERR.						
4541-32-51		4	4	4	ESPIGA P/ AISLADOR TIPO PIN.	1177-4X-XX	TP		2		REMATES PREFORMADO NEUTRO.

LMITES DE DISEÑO: Ángulo B2: 5° a 15° máximo. B2-1: 15° a 30° máximo. Carga Transv. 1,000 lbs. (444.8 N) máximo por conductor.	I	1,01	16/4/93	NRECA	SOPORTE PRIMARIO DOBLE EN CRUCERO
					2 FASES 13.2 / 7.6 Kv.
					Diseño:
					Dibujos: A. I. V.
					Revisión:
					Aprobación: M. M.
					B2, B2-M, B2-1



NOTA:
B3-M SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIPLEX.



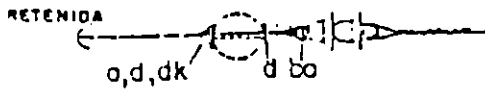
POSICION DE
RETENIDA
(SI REQUIERE)

Esc. 1:40

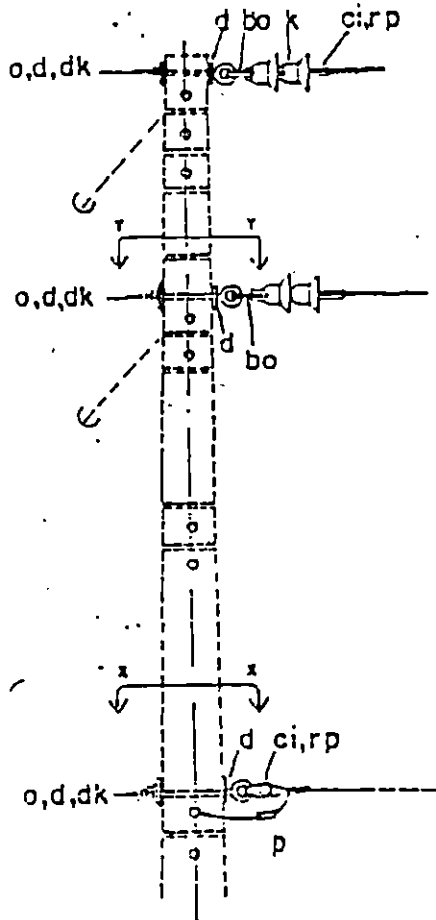
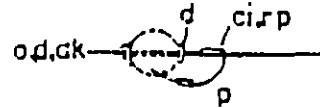
CANTIDAD	ITEM	UNID.	UNID.		CODIGO	ITEM	UNID.	UNID.	
10-19	cm	1	1	AISLADOR DE CARRETE 3".	8571-7X-02	bv	2	2	JGO.VARILLAS PREP.DOBLE,FASE.
10-99-41	d	8	8	ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16".	8571-7X-01	bv	1		JGO.VARILLAS PREP.SENCILLO,NEUTRO
10-10-13	k	4	4	AISLADOR SUSPENSION 8".	8790-11-10	bva	1		AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO.
10-10-10	o	3	3	PERNO ARGOLLA 5/8"x 10".	1230-12-01	s	1	1	ESTRIBO COLGANTE PARA CARRETE.
10-10-99	m	2	2	GRAPA SUSPENSION ANGULAR,FASE.	1701-XX-XX	p	1	1	CONECTOR COMPRES.NEUTRO-TIERR.
10-10-00	bo	2	2	GRILLETE DE ANCLAJE.					
10-10-41	dk	3	3	ARANDELA DE PRESION AGUJ. 11/16"	1177-4X-XX	fp	2		REMATES PREFORMADOS NEUTRO.

LIMITE DE DISEÑO: Ángulo: 30° a 60° máximo. Carga Transversal: 4,000 lbs. (1,792 N) máximo por conductor.	1	1.01	18/4/93	NRECA	CONSTRUCCION VERTICAL 30° a 60°
					2 FASES. 13.2 / 7.6 Kv.
					Diseño:
					Dibujó: A. I. V.
	Nº	REV.	FECHA	POR	Revisó:
					Aprobó: M. M.
					B3, B3-M

SECCION Y-Y. PLANTA.



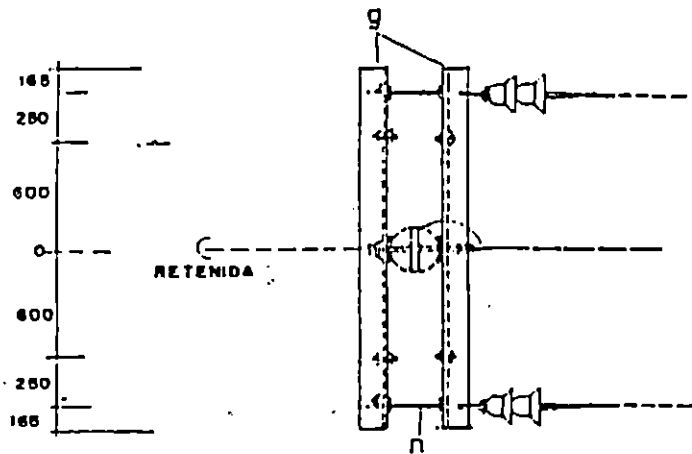
SECCION X-X. PLANTA.



Esc. 1:40

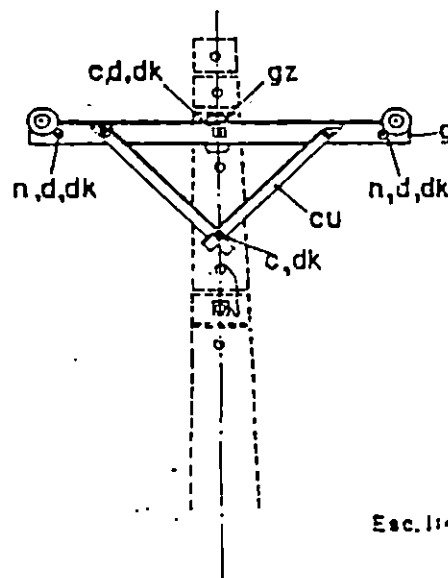
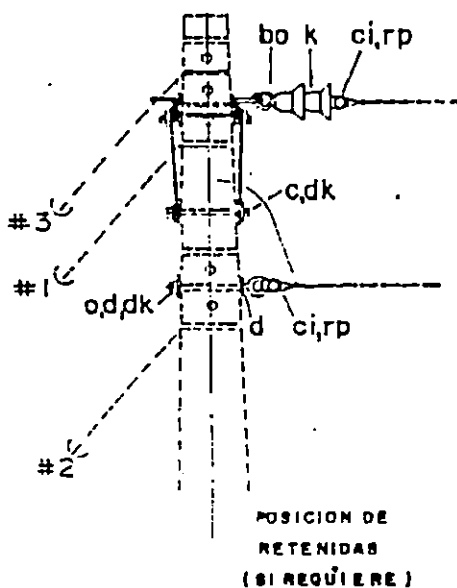
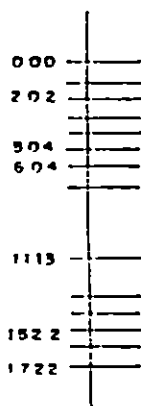
ITEM	QTY	DESCRIPCION	CODIGO	ITEM	QTY	DESCRIPCION
1177-41	d	6				ARANDELA CURVA
1177-13	k	4	1177-4X-XX	rp	2	REMATE PREF. FASE.
1177-43	ci	3	1177-4X-XX	rp	1	REMATE PREF. NEUTRO.
1177-2000	bo	2				GRILLETE DE ANCLAJE 9/16"
1177-10	o	3	1701-XX-XX	p	1	CONECTOR COMPRESION.
			7105-99-41	dk	3	ARANDELA DE PRESION.

LIMITES DE DISEÑO: Tension: 4,000 lbs. (3 N) máximo por conductor...	I	101	16/4/93	NRECA	CONSTRUCCION VERTICAL, 2 FASES.
					REMATE (SENCILLO)
					Diseño:
					Dibujó: A. I. V.
					Revisó:
					Aprobo: M. M.
	Nº	REV.	FECHA	POR	B5



NOTA:

- *B7-3: CONDUCTOR Nº2 ACSB.
- *B7-4: CONDUCTOR Nº1/0 ACSB.
- *B7-5: CONDUCTOR Nº4/0 ACSB.



CODIGO	ITEM	B7-3	B7-4	B7-5		CODIGO	ITEM	B7-3	B7-4	B7-5	
0636-06-10	C	2	2	2	PERNO MAQUINA 5/8" X 10"	6261-01-28	CU	4	4	4	DIAGONAL 1/2" X 1/2" X 1/4" X 0.91 M.
0638-06-01	C	4	4	4	PERNO MAQUINA 5/8" X 1 1/2"	0633-06-12	n	2	2	2	PERNO TODO ROSCA 5/8" X 12"
7101-99-41	d	2	2	2	ARANDELA CURVA AGUJERO 7/16"	0636-16-10	o	1	1	1	PERNO ARGOLLA 5/8" X 10"
7105-66-41	d	4	4	4	ARANDELA PLANA REDONDA AGUJ. 11/16"	6241-99-18	gz	1	1	1	ZAPATA PARA POSTE.
7106-99-41	dk	11	11	11	ARANDELA DE PRESION AGUJERO 11/16"	1230-28-00	bo	2	2	2	GRILLETE DE ANCLAJE 9/16"
3426-70-15	h	4	4	4	AISLADOR SUSPENSION 6"	1177-4X-XX	rp	2	2	2	REMATE PREFORMADO, FASE.
	g	2			CRUCERO 8 X 8" X 1/4" X 2.0 CM.	1230-16-08	ci,	3	3	3	MORQUILLA (CLEVIS) DE REMATE.
6261-	g		2		CRUCERO 4 X 4" X 1/4" X 2.0 CM.	1177-4X-XX	rp	1	1	1	REMATE PREFORMADO, NEUTRO
	g			2	CRUCERO 8 X 5" X 5/16" X 2.0 CM.	1701-XX-XX	p	1	1	1	CONECTOR COMPRESION, NEUTRO TIPO

LIMITES DE DISEÑO:

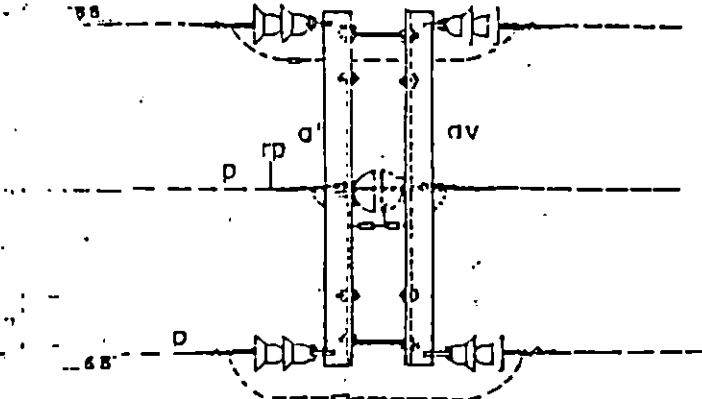
Tension: 4,000 Lbs.(17,792 N)
máxima por conductor.

1	1.01	16/4/93	NRECA
Nº	REV.	FECHA	POR

REMATE SENCILLO EN CRUCERO
2 FASES. 132 / 7.6 Kv.

Diseño:
Dibujó: A. I. V.
Revisó:
Aprobó: M. M.

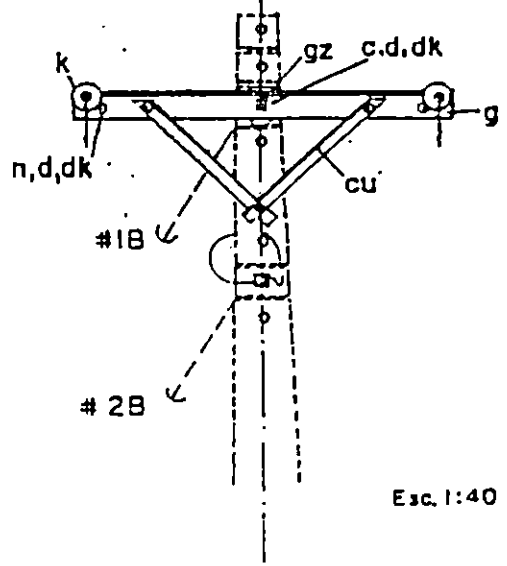
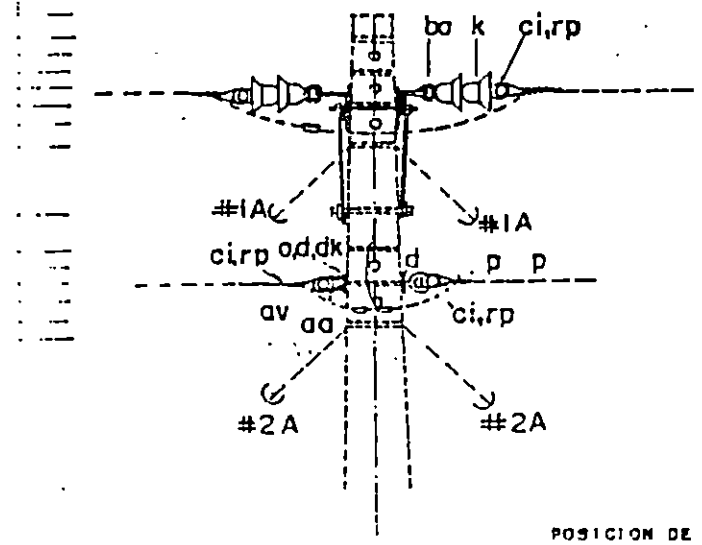
B7-3, B7-4, B7-5



NOTA:

- * 88-3: CONDUCTOR N° 2 ACSR.
- * 88-4: CONDUCTOR N° 1/0 ACSR.
- * 88-5: CONDUCTOR N° 4/0 ACSR.
- POR UNIDADES MULTIPLE USAR 3 CONECTORES MAS CADA ESTRUCTURA.

AÑADIR PUENTES SI REQUIERE.



Esc. 1:40

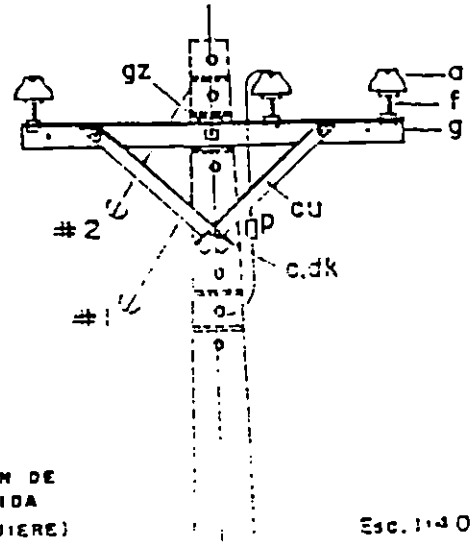
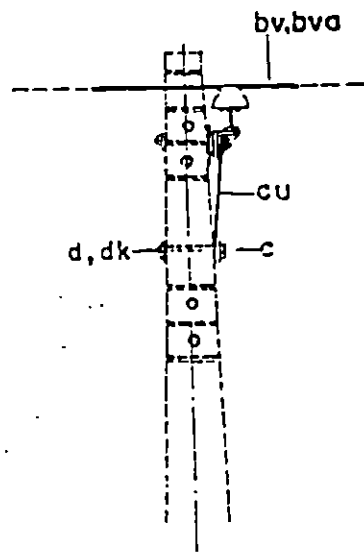
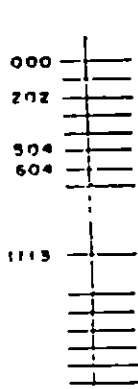
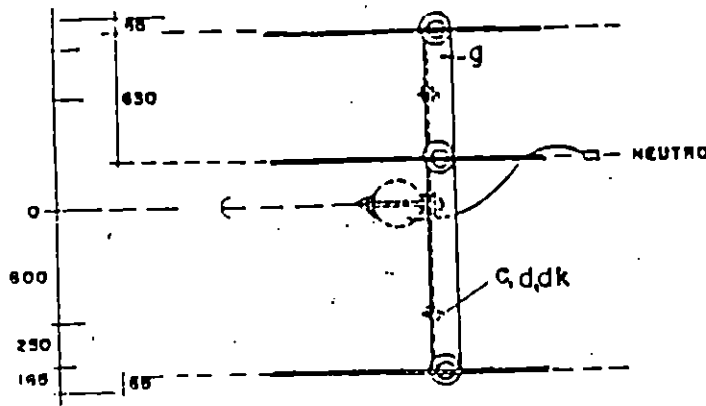
POSICION DE
RETENIDA
(SI REQUIERE)
A: ANCLAJE
B: ANGULO

ITEM	Q	Q	Q	Q	CODIGO	ITEM	Q	Q	Q	Q	
10	C	2	2	2	PERNO MAQUINA 5/8" x 10"	0653-05-12	n	2	2	2	PERNO TODO ROSCA 5/8" x 12"
11	C	4	4	4	PERNO MAQUINA 5/8" x 1 1/2"	0656-05-10	o	1	1	1	PERNO ARROLLA 5/8" x 10"
12	d	2	2	2	ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16"	6241-88-18	gz	1	1	1	ZAPATA PARA POSTE.
13	d	4	4	4	ARANDELA PLANAREDONDA AGUJ. 11/16"	1230-28-00	bo	4	4	4	GRILLETE DE ANCLAJE. 9/16"
14	dk	11	11	11	ARANDELA PRESION AGUJERO 11/16"	1230-18-09	ci	6	6	6	HORQUILLA (CLEVIS) DE REMATE.
15	k	6	6	6	BISLADOR SUSPENSION 6"	1177-4X-XX	rp	4	4	4	REMATE PREFORMADO, FASE.
16	g	2	2	2	CRUCERO 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.03 M.	1177-4X-XX	rp	2	2	2	REMATE PREFORMADO, NEUTRO.
17	g			2	CRUCERO 3" x 3" x 1/4" x 2.03 M	1701-XX-XX	p	1	1	1	CONECTOR COMPRESION, NEUTRO-TIERRA
18	cu	4	4	4	DIAGONAL 1 1/2" x 1 1/2" x 1/4" x 0.91 M	1701-XX-XX	p	2	2	2	CONECTOR COMPRESION, NEUTRO-NEUT.
19	gd	1	1	1	TUERCA ARROLLA 5/8"	1701-XX-XX	p	2	2	2	CONECTOR COMPRESION, FASE-FASE.

DE DISEÑO:
1,000 Lbs. (17,792N)
por conductor.

1	1.01	16/4/93	NRECA
Nº	REV.	FECHA	FOR

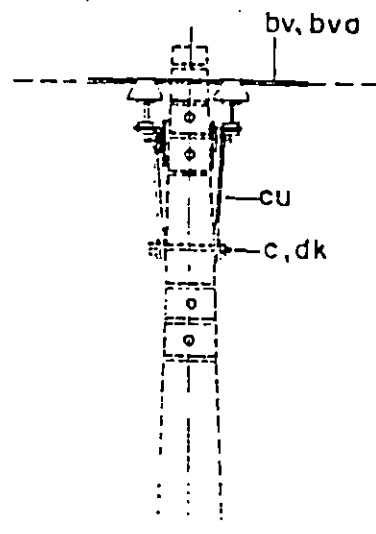
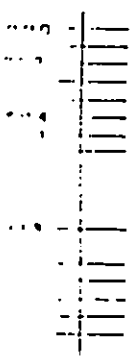
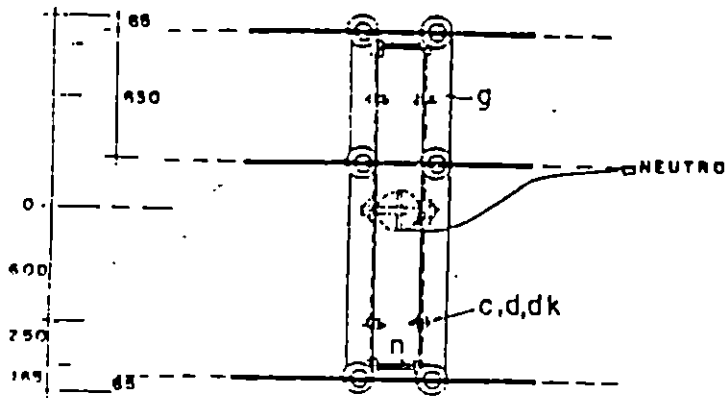
DOBLEREMATE EN CRUCERO
2 FASES. 13.2 / 7.6 Kv.
Diseño:
Dibujó: A. I. V.
Revisó:
Aprobó: M. M. *Jy*
88-3, 88-4, 88-5



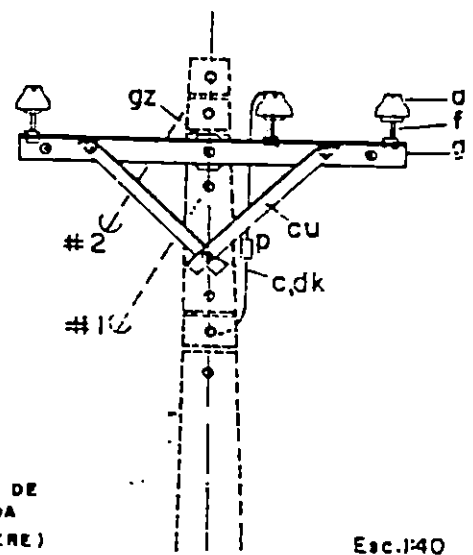
POSICION DE
RETENIDA
(SI REQUIERE)

Esc. 1:40

CODIGO	ITEM	Q ^o			CODIGO	ITEM	Q ^o		
3422-41-13	o	3		AISLADOR DE PIN.	6371-7X-02	bv	2		JOOVARILLAS PREC. SENC. FASE.
0636-06-10	c	2		PERNO MAQUINA 5/8" x 10"	6371-7X-01	bv	1		JOOVARILLAS PREC. SENC. NEUTRO
7101-99-41	d	2		ARANDELA CURVA 7/16"	6790-11-10	bva	3		AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO
7106-99-41	dk	4		ARANDELA DE PRESION 11/16"	6261-06-25	g	1		CRUCERO 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 203M
4541-32-51	f	3		ESPIGA PARA AISLADOR TIPO PIN.	6241-99-18	gZ	1		ZAPATA PARA POSTE.
6261-01-25	CU	2		DIAGONAL 1 1/2" x 1 1/2" x 1/4" x 0.91M.	0636-06-01	c	2		PERNO MAQUINA 5/8" x 1 1/2"
					1701-XX-XX	p	2		CONECTOR COMPRESION NEUTRO-TIERRA
LIMITES DE DISEÑO: Angulo: 0° a 5° máximo Carga Transversal: 500 Lbs. (2,228 N) máximo por conductor.					CONSTRUCCION DE CRUCERO 2 FASES. Y NEUTRO Diseñado: Dibujo: A. I. V. Revisado: Aprobado: M. M.				
N° REV.		FECHA		POR		89			



POSICION DE
RETENIDA
(SI REQUIERE)

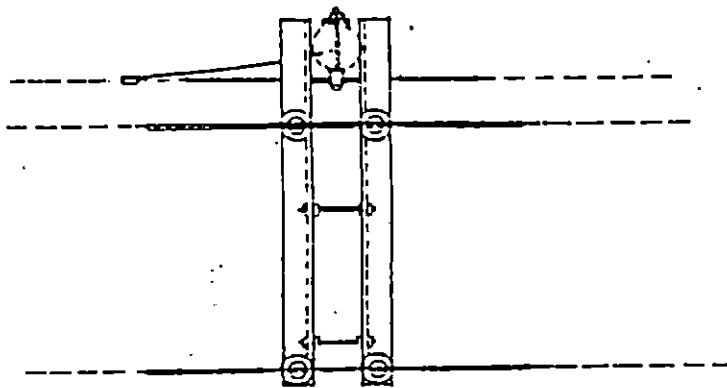


Esc. 1:40

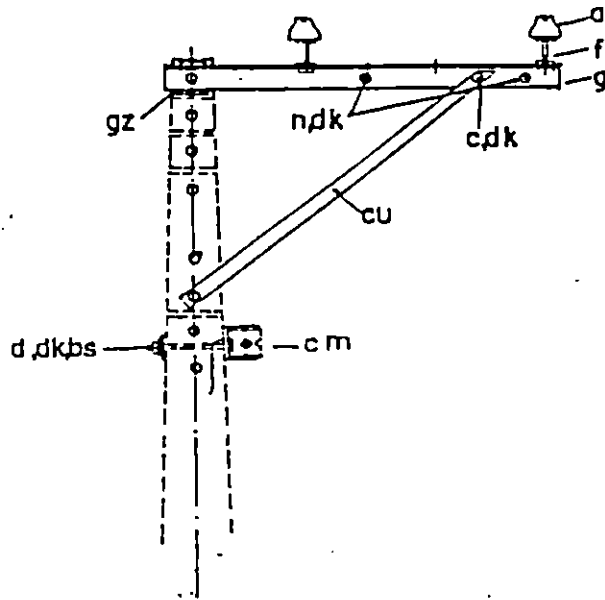
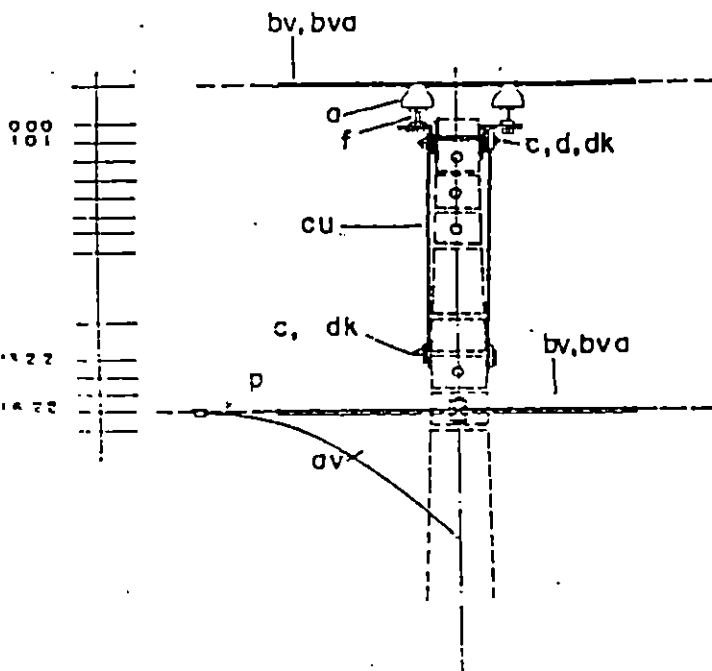
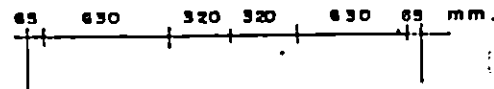
CODIGO	ITEM	Q ^o		CODIGO	ITEM	Q ^o	
41-13	d	6	AISLADOR DE PIN.	0838-08-01	c	4	PERNO MAQUINA 5/8" X 1 1/2"
05-10	c	2	PERNO MAQUINA 5/8" X 10"	8281-08-25	g	2	CRUCERO 2 1/2" X 2 1/2" X 1/4" X 2.03 M
09-41	d	4	ARANDELA PLANA 11/16"	8261-01-28	cu	4	DIAGONAL 1 1/2" X 1 1/2" X 1/2" X 0.91 M
09-41	dk	10	ARANDELA DE PRESION 11/16"	5371-7X-02	bv	2	JGO. VARILLA PREF. DOBLE, FASE.
12-51	f	6	ESPIGA AISLADOR TIPO PIN,	5371-7X-01	bv	1	JGO. VARILLAS PREF. DOBLE, NEUTRO
04-12	n	2	PERNO TODO ROSCA. 5/8" X 12"	8790-11-10	bvo	8	AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO.
73-XX	p	2	CONECTOR COMPRESION NEUTRO-TIERR.	8241-98-18	gz	1	ZAPATA PARA POSTES.

LIMITES DE DISEÑO: ángulo: 0° a 20° máximo. carga Transversal: 1,000 lbs (o N) máximo por conductor.	1	1.01	16/4/93	NRECA	CONSTRUCCION EN CRUCERO
					DOBLE LINEA (2 FASES) Y NEUTRO.
					Diseño:
					Dibujó: A. I. V.
	Nº	REV.	FECHA	POR	Revisó:
					Aprobó: M. M.

89-1

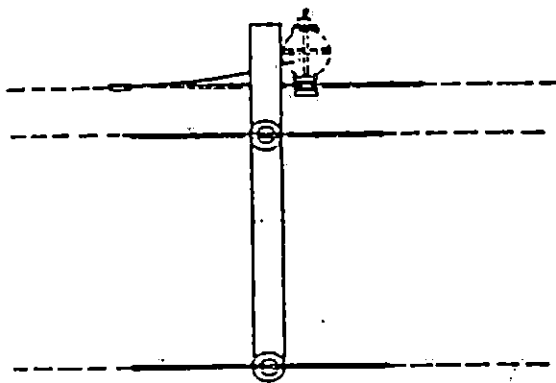


NOTA:
BIO-IM SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIPLEX

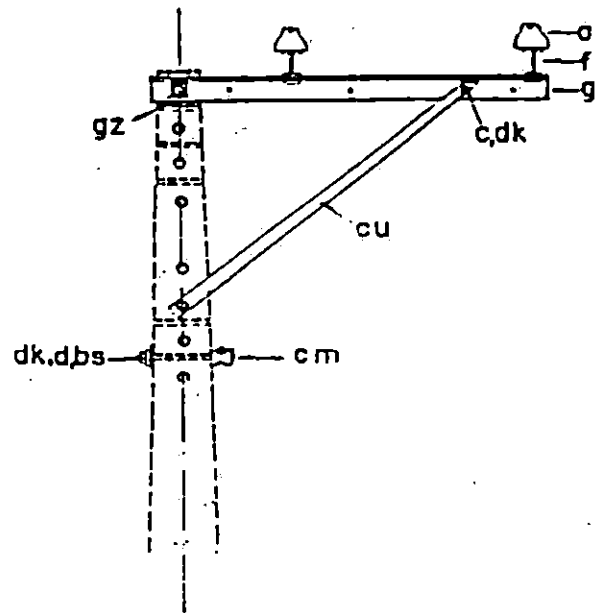
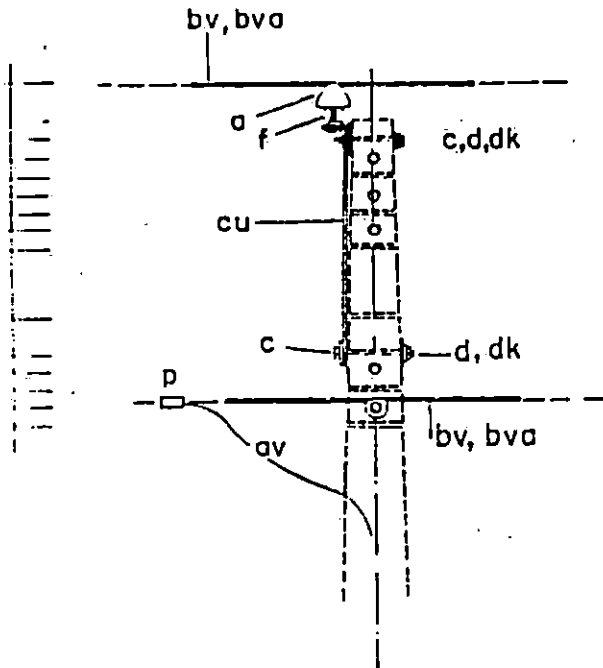
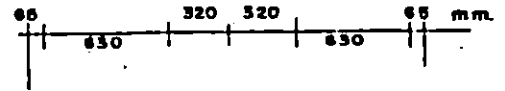


CODIGO	ITEM	Q10	Q00		CODIGO	ITEM	Q10	Q00	
3422-41-13	g	4	4	AISLADOR TIPO PIN.	6261-05-25	g	2	2	CRUCERO 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.03M
2436-05-10	c	3	3	PERNO MAQUINA 5/8" x 10"	6261-01-25	cu	2	2	DIAGONAL 1 1/2" x 1 1/2" x 1/4" x 1.7 6M
2434-05-01	c	2	2	PERNO MAQUINA 5/8" x 1 1/2"	6241-96-18	gz	1	1	ZAPATA PARA POSTES.
7101-99-41	d	1	1	ARANDELA CURVA 11/16"	6371-7X-02	bv	2	2	100.VARILLAS PREF. DOBLE, FASE
4441-32-91	f	4	4	ESPIGA AISLADOR TIPO PIN.	6371-7X-01	bv	1		100.VARILLAS PREF. SENCILLA, NEUT.
2750-43-00	do	1	1	ESTRIBO PARA AISLADOR DE CARRETE	6780-11-10	bvo	5	4	AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO.
7103-32-91	dk	9	9	ARANDELA DE PRESION 11/16"					
7701-XX-XX	p	1	1	CONECTOR DE COMPRESION.	3428-20-11	cm	1	1	AISLADOR DE CARRETE 1 3/4"
2433-05-12	n	2	2	PERNO TODO ROSCA 5/8" x 18"	7103-65-41	d	4	4	ARANDELA PLANA 11/16.
1177-4X-XX	rp		2	REMATE PREFORMADO.					

LIMITES DE DISEÑO: Angulo: 5° a 15° máximo.	1	101	18/4/93	NRECA	SOPORTE PRIMARIO DOBLE EN CRUCERO.
					2 FASES. 13.2 / 7.6 Kv.
					Diseño:
					Dibujó: A. I.V.
	Nº	REV.	FECHA	POR	Revisó:
					Aprobó: M.M.
					BIO-1, BIO-1M

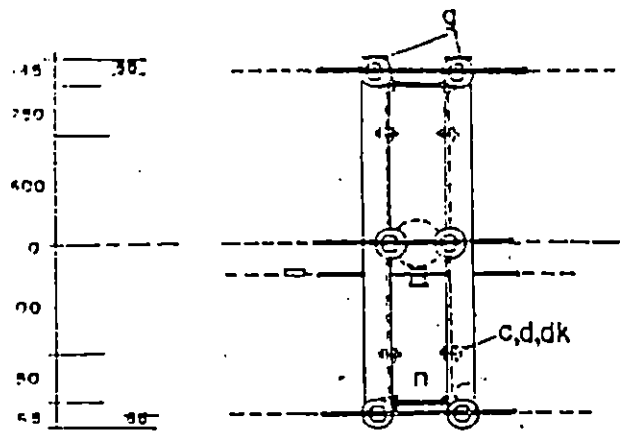


NOTA 1
 BIO-M SE USARA CON
 SECUNDARIO MULTIPLEX.

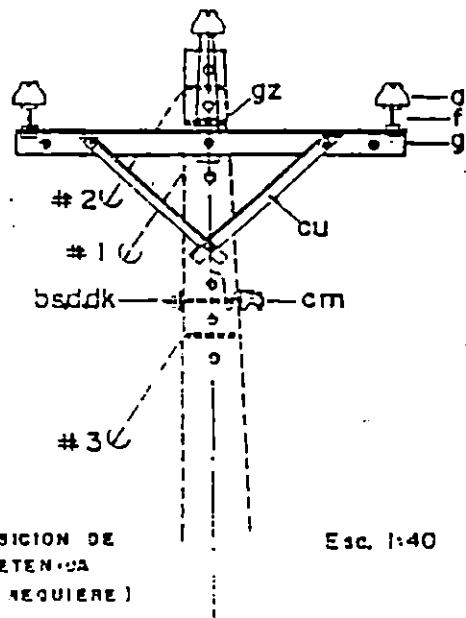
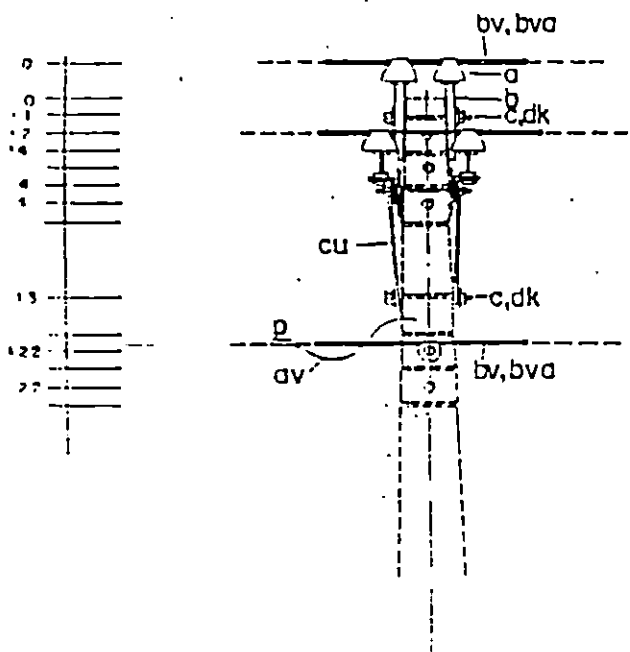


CODIGO	ITEM	Q ¹⁰	Q ^{BIO}		CODIGO	ITEM	Q ¹⁰	Q ^{BIO}	
04-13	a	2	2	AISLADO TIPO PIN.	6261-05-28	g	1	1	CRUCERO 2 1/2" X 2 1/2" X 1/4" X 2.03 M.
05-10	c	2	2	PERNO MAQUINA 5/8" X 10".	6261-01-25	cu	1	1	DIAGONAL 1 1/2" X 1 1/2" X 1/4" X 1.78 M
05-01	c	1	1	PERNO MAQUINA 5/8" X 1 1/2".	6241-06-18	gz	1	1	ZAPATA PARA POSTES.
09-41	d	3	3	ARANDELA CURVA 11/16".	6371-7X-02	bv	2	2	J80.VARILLAS PREF.SENCILLA,FASE.
12-51	f	2	2	ESPISA AISLADOR TIPO PIN.	6371-7X-01	bv	1		J80.VARILLAS PREF.SENCILLA,NEUTRO
17-51	dk	3	3	ARANDELA DE PRESION 11/16".	6790-11-10	bvo	3	2	ANARRADERA PRIMARIA ALUMINIO.
17-XX	p	1	1	CONECTOR DE COMPRESION	0639-05-10	bs	1	1	PERNO P/AISLADOR DE CARRETE
17-4X-XX	rp		2	REMATE PREFORMADO.	3426-20-11	cm	1	1	AISLADOR DE CARRETE 1 3/4".

AUTORES DE DISEÑO:				1	101	16/4/93	NRECA	SOPORTE PRIMARIO SENCILLO EN CRUCERO	
Escala: 0° a 5° máximo.								2 FASES. 13.2 / 7.6 Kv.	
								Diseño:	
								Dibujó: A. I. V.	
								Revisó:	
				Nº	REV.	FECHA	POR	Aprobo: M.M.	
								BIO, BIO-M	



NOTA:
 CI-IM SE USARA CON
 SECUNDARIO MULTIPLEX.

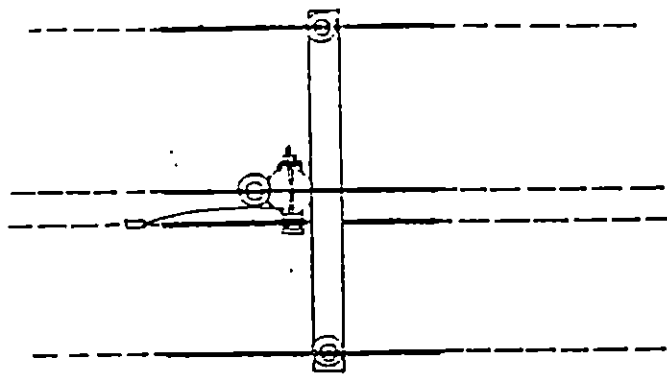


POSICION DE
 RETENCIÓN
 (SI REQUIERE)

Esc. 1:40

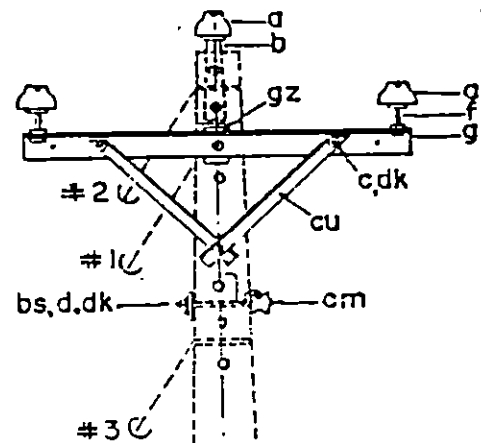
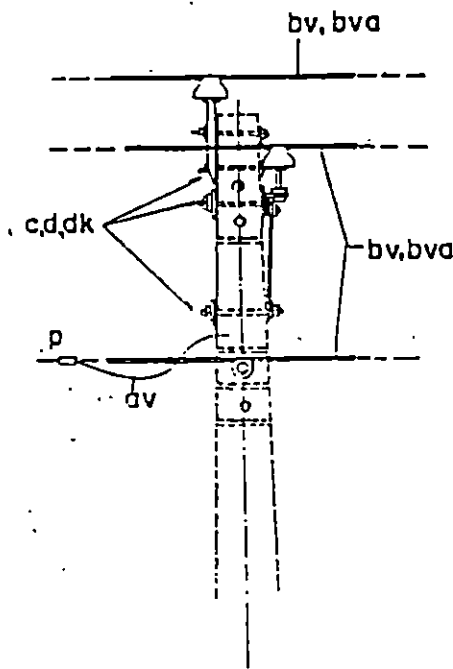
IGO	ITEM	C ¹	C ²		CODIGO	ITEM	C ¹	C ²	
41-13	a	6	6	AISLADOR TIPO PIN.	0653-08-12	n	2	2	PERNO TODO ROSCA 5/8" x 12" -
01-20	b	2	2	CABEZOTE 20".	5371-7X-02	bv	3	3	JOOVARILLAS PRES DOBLE, FASE.
06-10	c	4	4	PERNO MAQUINA 5/8" x 12".	5371-7X-01	bv	1		JOOVARILLAS PRES ENCILLO, NEUTRO
05-01	c	4	4	PERNO MAQUINA 5/8" x 1 1/2".	6790-11-10	bva	7	6	AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO.
45-41	d	4	4	ARANDELA PLANA REDONDA AG. 11/16".	0459-08-10	bs	1	1	PERNO AISLADOR CARRETE 5/8" x 10"
99-41	d	1	1	ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16".	3426-20-11	cm	1	1	AISLADOR DE CARRETE.
99-41	dk	12	12	ARANDELA PRESION AGUJERO 11/16".	1701-XX-XX	p	1	1	CONECTOR COMPRESION, NEUTRO-TIERRA
12-31	f	4	4	ESPIGA AISLADOR TIPO PIN.	6241-08-16	gz	1	1	ZAPATA PARA POSTE.
01-25	cu	4	4	DIAGONAL 1 1/2" x 1 1/2" x 1/4" x 0.81 M.					
05-25	g	2	2	CRUCERO 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.05 M.	1177-4X-XX	fd		2	REMATES PREFORMADOS.

LÍMITES DE DISEÑO: ángulo 0° a 5° máximo. carga Transversal: 1,000 lbs. (18 N) máximo por conductor.	1	101	16/4/88	NRECA	SOPORTE PRIMARIO DOBLE EN CRUCERO		
					3 FASES. 13.2 / 7.6 Kv.		
					Diseño:		
					Dibujo: A. I. V.		
					Revisó:		
					Aprobó: M. M. <i>[Signature]</i>		
					CI, CI-M		



NOTA:
CI-M SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIPLEX.

- 000
- 101
- 202
- 304
- 604
- 704
- 1113
- 1422
- 1522



POSICION DE
RETENIDA
(SI REQUIERE)

Escala: 1:40

CODIGO	ITEM	Q	Q'		CODIGO	ITEM	Q	Q'	
1422-41-13	a	3	3	AISLADOR TIPO PIN.	6241-08-18	gz	1	1	ZAPATA PARA POSTE.
4561-01-20	b	1	1	CABEZOTE 20"	6371-7X-01	bv	3	3	JOO.VARILLAS PREF.SENCILLO,FASE
6438-05-10	c	4	4	PERNO MAQUINA 5/8"x10"	6371-7X-01	bv	1		JOO.VARILLAS PREF.SENCILLO,NEUT
6438-06-01	c	2	2	PERNO MAQUINA 5/8" x 1 1/2"	6790-11-10	bva	4	3	AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO
7101-99-41	d	5	5	ARANDELA CURVA AG. 11/16"	0638-08-10	bs	1	1	PERNO AISLADOR CARRETE 5/8"x
7105-99-41	dk	6	6	ARANDELA DE PRESION AG. 11/16"	3428-20-11	cm	1	1	AISLADOR DE CARRETE 1 3/4"
1141-32-51	f	2	2	ESPIGA AISLADOR TIPO PIN.	1701-XX-XX	p	1	1	CONECTOR COMPRESION NEUTROTR
6261-08-25	g	1	1	CRUCERO 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.03M					
6261-01-25	cu	2	2	DIAGONAL 1/2" x 1/2" x 1/4" x 0.91 M	11774X-XX	fp	2		REMATE PREFORMADO,NEUTRO

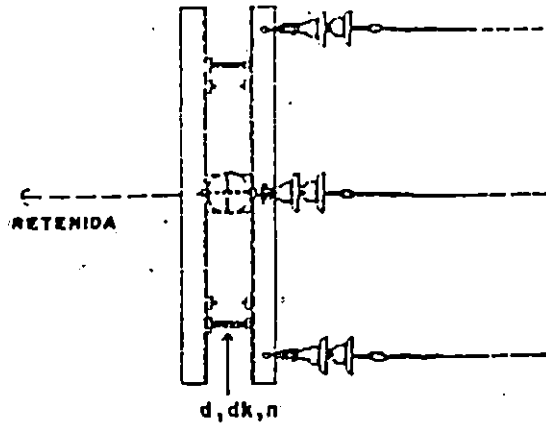
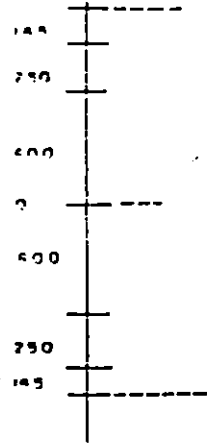
LIMITES DE DISEÑO:
Angulo: 0° a 5° máximo.
Carga Transversal: 500 Lbs.
(2,224 N) máximo por
conductor.

I	101	16/4/93	INRECA
Nº	REV.	FECHA	POR

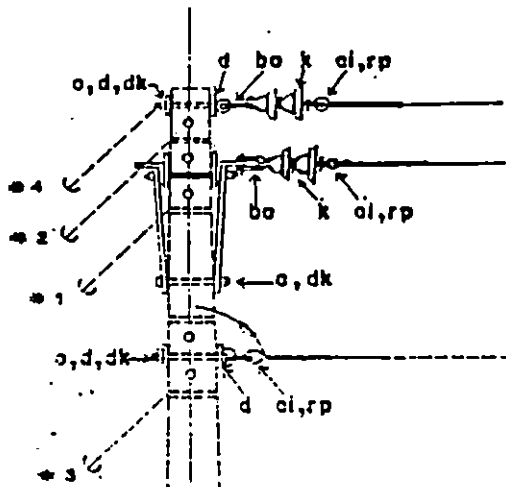
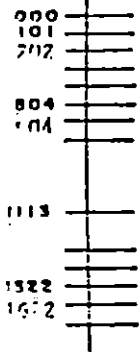
SOPORTE PRIMARIO SENCILLO EN CRUCERO
3 FASES 13.2 / 7.6 Kv.

Diseño:
Dibujo: A.I.V.
Revisó:
Aprobó: M.M.

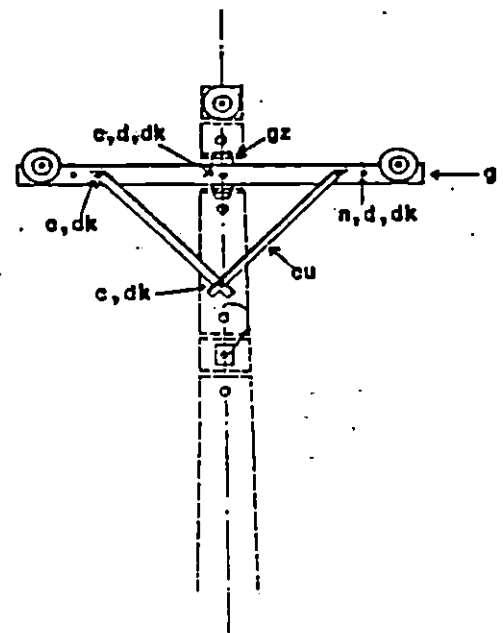
CI, CI-M



NOTAS:
 * C7-3 : CONDUCTOR Nº 2 ACSR
 * C7-4 : CONDUCTOR Nº 1/0 ACSR
 * C7-5 : CONDUCTOR Nº 4/0 ACSR



POSICION DE
 RETENIDA
 (SI REQUIERE)



Esc. 1:40

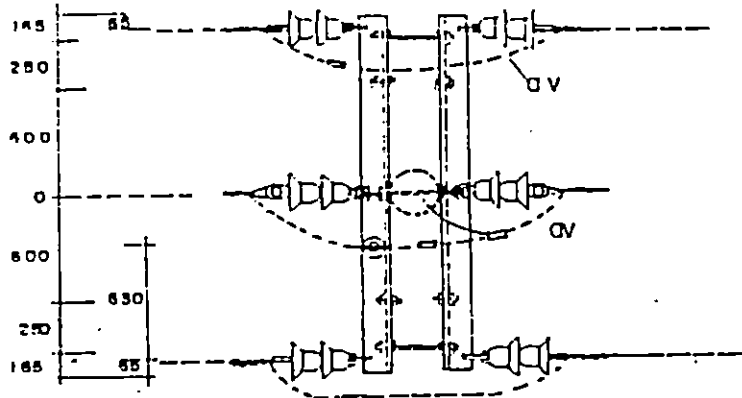
CODIGO	ITEM	Q ²	Q ³	Q ⁴		CODIGO	ITEM	Q ²	Q ³	Q ⁴	
0638-06-10	o	2	2	2	PERNO MAQUINA 5/8" x 10"	0638-06-10	o	2	2	2	PERNO ANOILLA 5/8" x 10"
0638-06-01	o	4	4	4	PERNO MAQUINA 5/8" x 1 1/2"	0241-06-16	gz	1	1	1	ZAPATA PARA POSTE
7101-06-41	d	4	4	4	ARANDELA CURVA AGUJERO 11/16"	1230-28-00	bo	3	3	3	GRILLETE DE ANCLAJE 9/16"
7103-06-41	d	4	4	4	ARANDELA PLANA REDONDA AGUJERO 11/16"	1230-16-09	cl	4	4	4	HORQUILLA (CLEVIS) DE REMATE
7106-06-41	dk	12	12	12	ARANDELA DE PRESION AGUJERO 11/16"	1177-4X-XX	rp	3	3	3	REMATE PREFORMADO FASE
7426-10-13	k	6	6	6	AISLADOR SUSPENSION 5" DIAMETRO	1177-4X-XX	rp	1	1	1	REMATE PREFORMADO NEUTRO
8261-	g	2	-	-	CRUCERO No 3x3" x 1/4" x 2.03m	1701-XX-XX	p	1	1	1	CONECTOR COMPRESION NEUTRO-TIERRA
8261-	g	-	2	-	CRUCERO No 4x4" x 1/4" x 2.03m						
8261-	g	-	-	2	CRUCERO No 5x5" x 5/16" x 2.03m						
8261-01-26	cu	4	4	4	DIAGONAL No 1 1/2" x 1 1/2" x 1/4" x 0.91m						
0635-06-12	n	2	2	2	PERNO TODO ROSCA 3/8" x 12"						

LIMITES DE DISEÑO:
 TENSION: 4,000 LBS.
 (17,792 N) MAX. POR
 CONDUCTOR

1	101	16/4/93	IN REQA
Nº	REV.	FECHA	POR

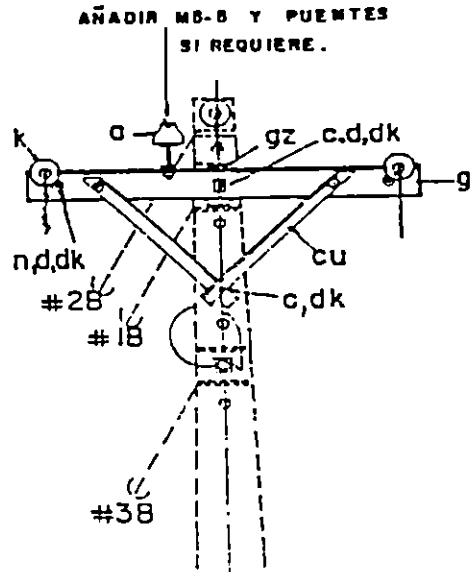
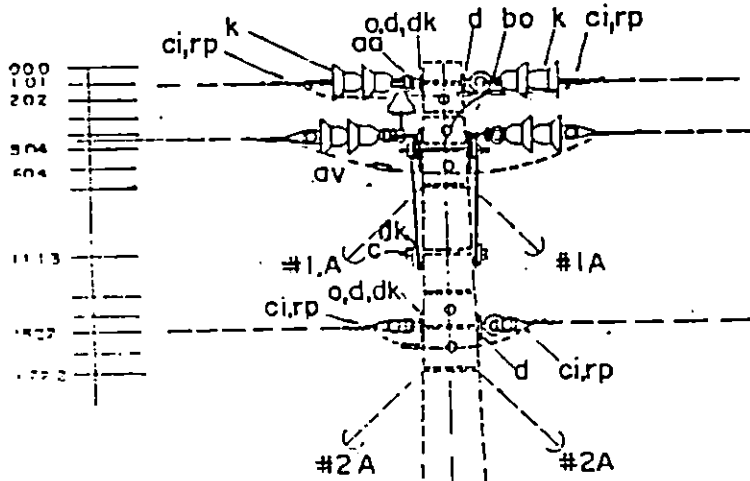
REMATE SENCILLO EN CRUCERO
 3 FASES 13.2 / 7.6 KV
 DISEÑO :
 DIBUJO : Y.M.A.F.
 REVISO :
 APROBO : *HL*

C7-3, C7-4, C7-5



NOTA:

- * C8-3: CONDUCTOR N°2 ACSR.
- * C8-4: CONDUCTOR N° 1/0 ACSR.
- * C8-5: CONDUCTOR N°4/0 ACSR.



E sc. 1:40

POSICION DE RETENIDA

(SI REQUIERE)

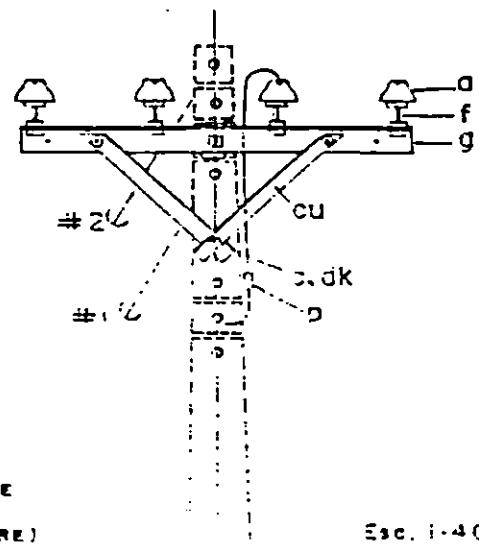
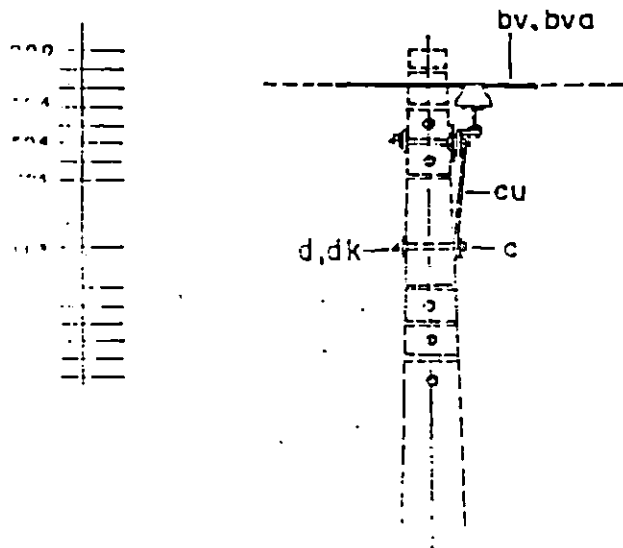
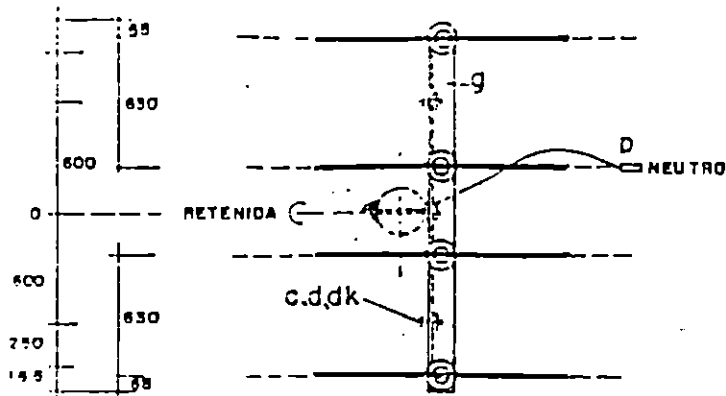
- A: ANCLAJE
- B: ANGULO

CODIGO	ITEM	Q	Q	Q	Q	CODIGO	ITEM	Q	Q	Q	Q
0638-05-10	C	2	2	2		0638-05-12	P	2	2	2	
0638-05-01	C	4	4	4		0638-05-10	O	2	2	2	
1101-99-41	d	4	4	4		6241-98-18	GZ	1	1	1	
1102-88-41	d	4	4	4		1230-28-00	BO	8	8	8	
1105-99-41	dk	12	12	12		1230-18-09	CI	8	8	8	
3428-10-13	X	12	12	12		1177-4X-XX	RP	6	6	6	
4261-08-28	Q	2	2			1177-4X-XX	RP	2	2	2	
4261-	Q			2		1701-XX-XX	P	1	1	1	
6261-01-28	CU	4	4	4		1701-XX-XX	P	1	1	1	
3422-41-13	Q	1	1	1		1701-XX-XX	P	3	3	3	
4441-32-31	I	1	1	1							

LIMITES DE DISEÑO:
Tensión: 4,000 Lbs (17,792 N)
máximo por conductor.

	1	1,01	16/4/93	N RECA
N°	REV.	FECHA	POR	

DOBLE REMATE EN CRUCERO	
3 FASES. 13.2 / 7.6 Kv.	
Diseño:	
Dibujo:	A. I.V.
Revisó:	
Aprobó:	M.M. <i>[Signature]</i>
C8-3, C8-4, C8-5	

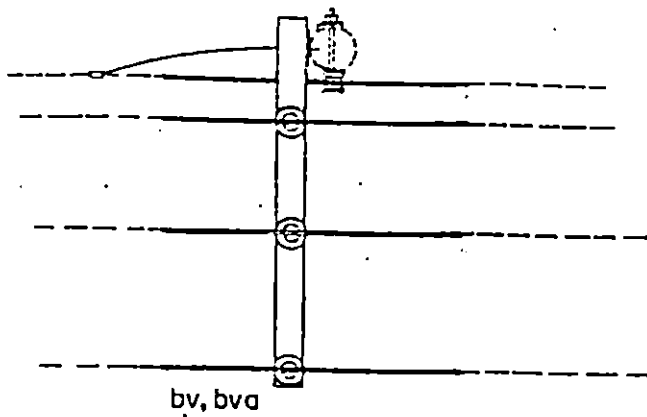


POSICION DE
RETENIDA
(SI REQUIERE)

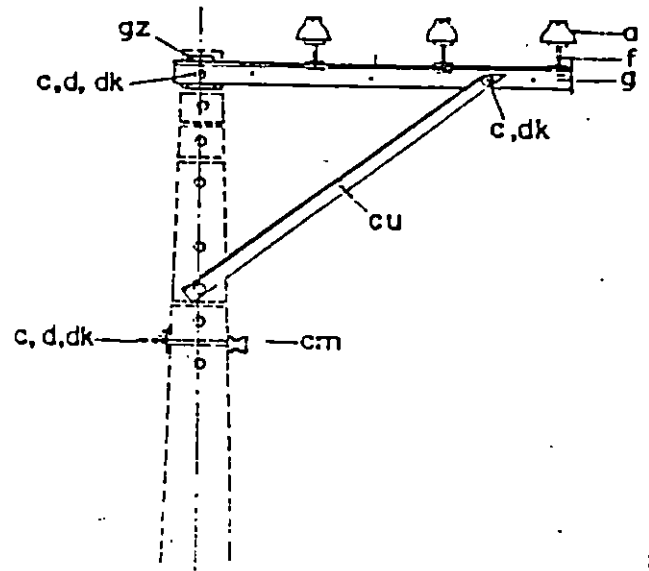
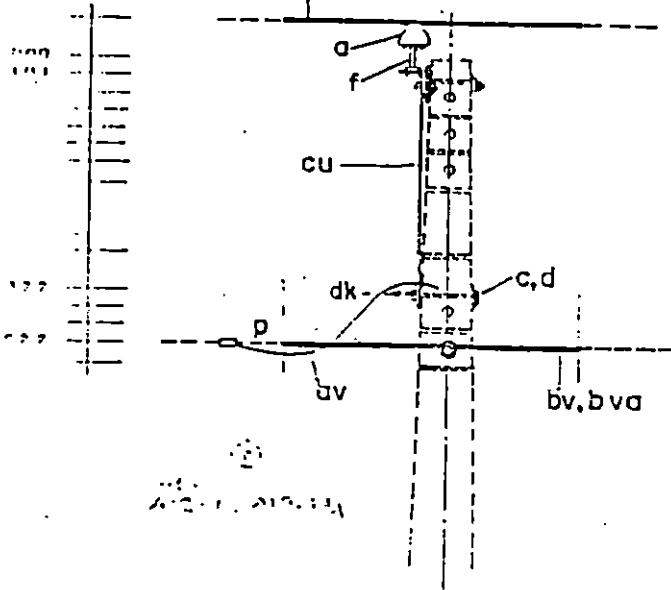
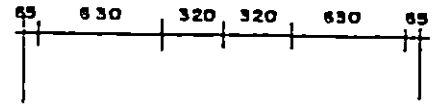
Esc. 1-40

CODIGO	ITEM	CANT.	DESCRIPCION	CODIGO	ITEM	CANT.	DESCRIPCION
2-41-15	g	4	AISLADOR DE PIN.	4841-32-81	f	4	ESPIGA PARA AISLADOR TIPO PIN.
1-05-10	c	2	PERNO MAQUINA 5/8" x 10"	6281-05-28	g	1	CRUCEÑO 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 203 M.
1-05-01	c	2	PERNO MAQUINA 3/8" x 1 1/2"	6281-01-28	cu	2	DIAGONAL 1/2" x 1 1/2" x 1/4" x 0.91 M.
1-09-41	d	2	ARANDELA CURVA 11/16"	7105-09-41	dk	4	ARANDELA DE PRESION 11/16"
				6241-06-18	gz	1	ZAPATA PARA POSTE.
1-74-02	bv	3	JGO.VARILLAS PREF.SENCILLO, FASE.	6790-11-10	bva	4	AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO.
1-74-01	bv	1	JGO.VARILLAS PREF.SENCILLO,NEUTRO.	1701-XX-XXI	P	2	CONECTOR COMPRESION N/T.

LÍMITES DE DISEÑO: Ángulo: 0° a 20° máximo. Carga Transversal: 1,000 lbs (448 N) máxima por conductor.	1	101	16/4/93	NRECA	CONSTRUCCION DE CRUCEÑO
					3 FASES. Y. NEUTRO.
					Diseño:
					Dibujó: A. I. V.
					Revisó:
					Aprobó: M. M. <i>[Signature]</i>
					C9

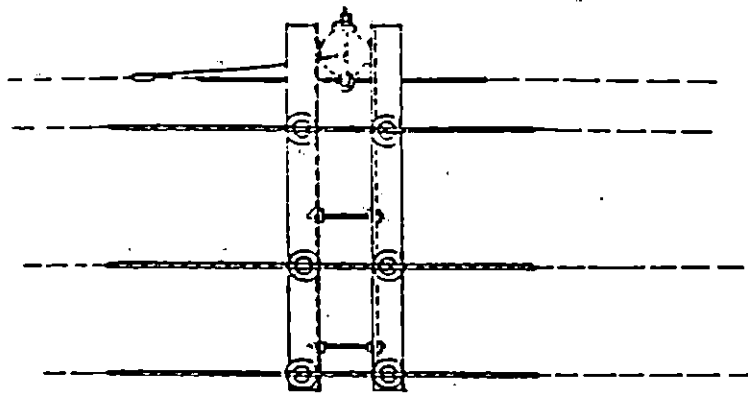


NOTA:
C10-M SE USARA
CON SECUNDARIO
MULTIPLEX.

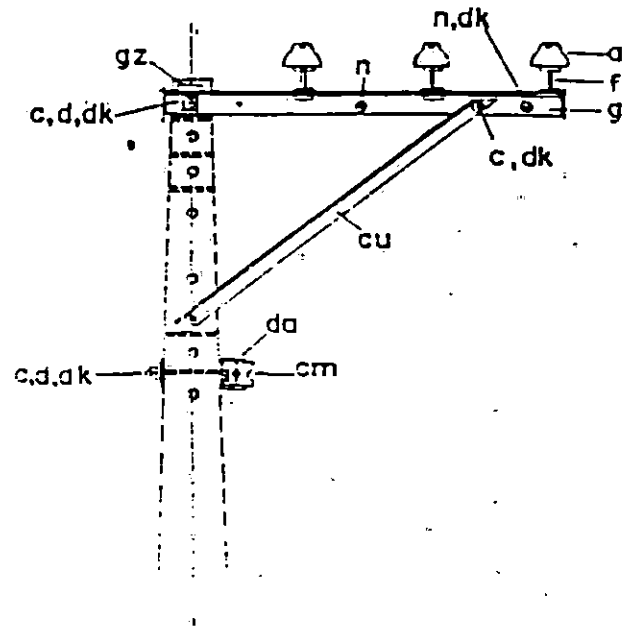
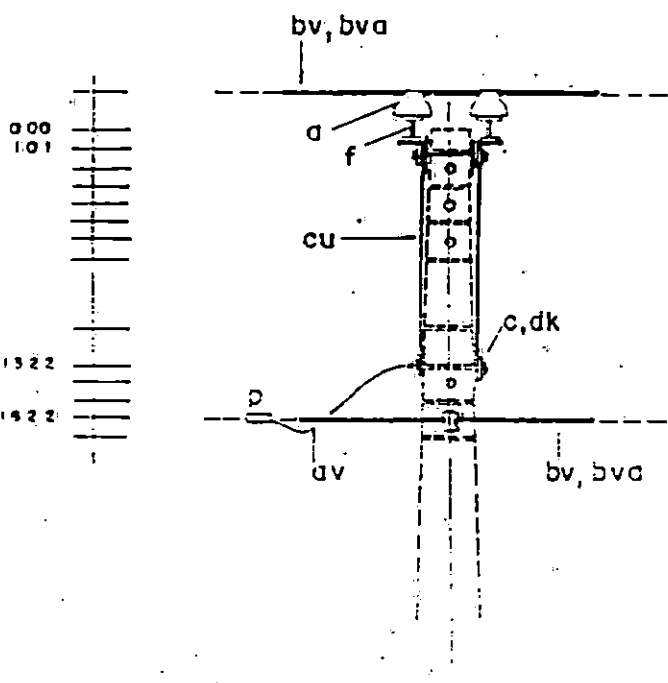
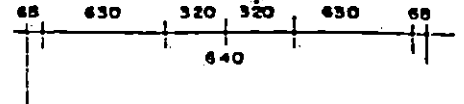


CODIGO	ITEM	C ^o	C ^o M		CODIGO	ITEM	C ^o	C ^o M	
1177-41-73	d	3	3	AISLADOR TIPO PIN.	6261-08-25	g	1	1	CRUCERO 2 1/2" X 2 1/2" X 1/4" X 2.03M
1177-05-0	c	2	2	PERNO MAQUINA 5/8" X 10"	6261-01-25	cu	1	1	DIAGONAL 1 1/2" X 1 1/2" X 1/4" X 1.78 M
1177-05-01	c	1	1	PERNO MAQUINA 5/8" X 1 1/2"	6241-08-18	gz	1	1	ZAPATA PARA POSTE.
1101-99-41	d	3	3	ARANDELA CURVA 11/16"	5371-7X-02	bv	3	3	JOO. VARILLA PREF. SENCILLA, FASE.
1141-32-51	f	3	3	ESPIGA AISLADOR TIPO PIN.	5371-7X-01	bv	1		JOO. VARILLA PREF. SENC. NEUTRO.
					6790-11-10	bva	4	3	AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO.
1173-32-51	dk	3	3	ARANDELA DE PRESION 11/16"	0750-43-00	da	1	1	PERNO PARA AISLADOR DE CARRETE
1177-4X-XX	p	1	1	CONECTOR COMP. NEUTRO-TIERRA.	3426-40-19	cm	1	1	AISLADOR DE CARRETE 1 3/4"
1177-4X-XX	rp		2	REMATE PREFORMADO NEUTRO.					

LIMITE DE DISEÑO: Ángulo: 0° a 5° máximo.	1	1.01	16/4/93	N RECA	SOPORTE PRIMARIO SENCILLO EN CRUCERO
					3 FASES 132 / 7.6 Kv.
					Diseño:
					Dibujó: A. I. V.
					Revisó:
					Aprobó: M. M.
					C10, C10-M



NOTA:
C10-1M SE USARA CON
SECUNDARIO MULTIPLEX.



CODIGO	ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	CODIGO	ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION		
3422-41-73	d	6	6	AISLADOR TIPO PIN.	6261-08-25	g	2	2	CRUCERO 2 1/2" X 2 1/2" X 1/4" X 2.03M
0638-05-10	c	9	3	PERNO MAQUINA 5/8" X 12"	6261-01-25	cu	2	2	DIAGONAL 1 1/2" X 1 1/2" X 1/4" X 1.78M
0638-06-01	c	2	2	PERNO MAQUINA 5/8" X 1 1/2"	0241-06-18	gz	1	1	ZAPATA PARA POSTE.
7101-99-41	d	1	1	ARANDELA CURVA 11/16"	6571-7X-02	bv	3	3	JGO. VARILLAS PREF. DOBLE, FASE.
4541-32-51	f	6	6	ESPIGA AISLADOR TIPO PIN.	6571-7X-01	bv	1	1	JGO. VARILLAS PREF. SENCILLO NEUTRO
7270-04-01	av			ALAMBRE POLARIZACION POSTE.	6790-11-10	bvo	7	6	AMARRADERA PRIMARIA ALUMINIO.
7103-32-51	dk	9	9	ARANDELA DE PRESION 11/16"	0780-43-00	dg	1	1	ESTRIBO PARA AISLADOR DE CARRETE
7701-XX-XX	p	1	1	CONECTOR COMPRESION NEUTRO-TIERRA	3426-40-18	cm	1	1	AISLADOR DE CARRETE 1 3/4"
1177-4X-XX	dp		2	REMATE PREFORMADO NEUTRO.	0633-03-12	n	2	2	PERNO TUDO ROSCA 3/4 X 12"
7103-43-41	d	4	4	ARANDELA PLANA 11/16"					

LIMITES DE DISEÑO: Angulo: 5° a 15° máxima	1	1.01	14/4/93	NRECA	SOPORTE PRIMARIO DOBLE EN CRUCERO
					3 FASES 13.2 / 7.6 Kv.
					Diseño:
					Dibujó: A. I. V.
					Revisó:
					Aprobó: M. M.
					C 10-1, C10-1M

ANEXO D

PROGRAMA FUENTE

EN ESTE ANEXO SE MUESTRAN LAS INSTRUCCIONES DEL PROGRAMA DE COMPUTACION QUE CALCULA EL VANO MAXIMO HORIZONTAL.

9.INGRESO DE DATOS

Task No. : 9.

Task Description : INGRESO DE DATOS

Main File : 0
 Key: > No. : 0
 > Exp : 0
 Mode: >Type : Modify
 > Exp : 0

Task Type (O/B) : Online

(Task size : 12261)

Open Files :	Modifiable (Y/N) :	Expression for :	Conditions (Y/N) :
DB : 2	Options : Y	Locate : 0	Open Window : Y
I/O : 0	Modify : Y	Range : 0	Close Window : Y
	Create : Y	End : 0	Record Cycle : Y
	Delete : Y	Delete : 0	Repaint Screen : N
	Locate : Y	Form Lines : 0	Resident Task : N
	Range : Y	Task Help : 0	
	Key : Y		
	Sort : Y		
	I/O Files : Y		

DB File	Lock	Open	Exp
2 CONDOC	Share	Preimage	0
6 CEL	Share	Preimage	0

File : Virtual Length : 0

Field	Type	Whole	Decimal	Storage	Size
1 LIBRA	Number	2		Signed Int	2
2 VANO OTRAVEZ	Number	5	2	MAGIC Numeric	5
3 RETENIDAS VIRT	Number	1		Signed Int	2
4 ESFUERZO VIRTUAL	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
5 CALIBRE VIRTUAL	Alpha			String	5
6 TIPO VIRTUAL SECUND	Number	1		Signed Int	2
7 TIPO VIRTUAL NEUTRO	Number	1		Signed Int	2
8 TIPO VIRTUAL DE COND	Number	1		Signed Int	2
9 % DE RUPTURA	Number	2	2	MAGIC Numeric	3
10 ANGULO NEW	Number	3	2	MAGIC Numeric	4
11 VALOR DEL VANO NEW	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
12 FLECHA NEW	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
13 ESFUERZO NEW	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
14 ESTRUCTURA NEW	Alpha			String	6
15 CLASE NEW	Number	5		Signed Int	4
16 ALTURA DEL PST NEW	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
17 hcsc	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
18 hcsb	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
19 hcsc	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
20 GRT	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
21 CUANTAS RETENIDAS	Number	1		Signed Int	2
22 denominador	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
23 numerador	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
24 NEW ARROW	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
25 NUEVO VANO	Number	5	3	MAGIC Numeric	6

System : Calculo de Vanos
Prefix : c:\magic\vanos\va

Date : 16/03/94 Time : 20:20:57
Page : 2

9.INGRESO DE DATOS

File : Virtual Length : 0

Field	Type	Whole	Decimal	Storage	Size
26 grt	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
27 grp	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
28 gr	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
29 gh	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
30 hg	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
31 Tt	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
32 mt	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
33 mcr	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
34 flecha	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
35 SH	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
36 MP	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
37 HCN	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
38 MC	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
39 HCC	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
40 HCB	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
41 HCA	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
42 PW	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
43 MR	Number	5	3	MAGIC Numeric	6
44 FMAX	Number	4	3	MAGIC Numeric	5
45 HP	Number	2	3	MAGIC Numeric	4
46 CALIBRE DE SECUND	Number	2		Signed Int	2
47 # DE FASES	Number	1		Signed Int	2
48 CARGA DE RUPT. SECU	Number	4		Signed Int	2
49 DIAMETRO CON. SECUN	Number	2	4	MAGIC Numeric	4
50 TIPO DE COND. SEC	Alpha			String	12
51 TIENE SECUNDARIO	Alpha			String	1
52 CALIBRE DEL NEUTRO	Number	2		Signed Int	2
53 CALIBRE DEL PRIMARIO	Number	2		Signed Int	2
54 CARGA DE RUPT NEUTRO	Number	4		Signed Int	2
55 DIAMETRO NEUTRO COND	Number	2	4	MAGIC Numeric	4
56 TIPO DE NETRO COND	Alpha			String	12
57 NUMERO DE FASES	Number	1		Signed Int	2
58 CARGA DE RUPTURA	Number	4		Signed Int	2
59 DIAMETRO DEL CONDUCT	Number	2	4	MAGIC Numeric	4
60 TIPO DE CONDUCTOR	Alpha			String	12
61 FACTOR DE CARGA DE T	Number	1	2	MAGIC Numeric	3
62 FACTOR DE CARGA DE V	Number	1	2	MAGIC Numeric	3
63 VELOCIDAD MAX DE V	Number	3		Signed Int	2
64 ANGULO DE LA LINEA	Number	3	2	MAGIC Numeric	4
65 ESTRUCTURA CEL NRECA	Alpha			String	5
66 ALTURA DEL POSTE	Number	2	2	MAGIC Numeric	3
67 CLASE	Number	4		Signed Int	2
68 DIAMETRO DE PUNTA	Number	2	2	MAGIC Numeric	3
69 DIAMETRO BASE	Number	2	2	MAGIC Numeric	3
70 FACTOR DE SEGURIDAD	Number	1		Signed Int	2

9.INGRESO DE DATOS

Change Level	1 :	Record	Main	Abortable	Yes			
Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0	-----	-----					
2	0	-----	-----					
3	0	-----	-----					
4	0	-----	-----					
5	1	Sel. Field>	Virtual	66	ALTURA DEL POSTE	0	0	0
6	7	Exec. Task>	No. >	7	DATOS DEL POSTE	Parms>	0	Scr>
7	1	Sel. Field>	Virtual	67	CLASE	0	89	0
8	1	Sel. Field>	Virtual	68	DIAMETRO DE PUNTA	0	89	0
9	1	Sel. Field>	Virtual	69	DIAMETRO BASE	0	89	0
10	1	Sel. Field>	Virtual	70	FACTOR DE SEGURIDAD	0	89	0
11	0	-----	-----					
12	1	Sel. Field>	Virtual	65	ESTRUCTURA CEL NRECA	0	0	0
13	7	Exec. Task>	No. >	8	DATOS DE DISEÑO	Parms>	1	Scr>
14	1	Sel. Field>	Virtual	64	ANGULO DE LA LINEA	0	0	0
15	2	Stop !!! >	Show >	VALOR DE ANGULO NO CORRESPONDE A ESTRUCTURA DIGITEI				
16	0	-----	-----					
17	1	Sel. Field>	Virtual	63	VELOCIDAD MAX DE V	0	0	0
18	1	Sel. Field>	Virtual	62	FACTOR DE CARGA DE V	0	0	0
19	1	Sel. Field>	Virtual	61	FACTOR DE CARGA DE T	0	0	0
20	7	Exec. Task>	No. >	6	VALORES DE SOBRECARG	Parms>	0	Scr>
21	1	Sel. Field>	Virtual	60	TIPO DE CONDUCTOR	0	0	0
22	7	Exec. Task>	No. >	5	TIPO DE CONDUCTOR	Parms>	0	Scr>
23	1	Sel. Field>	Virtual	8	TIPO VIRTUAL DE COND	0	0	0
24	2	Stop !!! >	Show >	CONDUCTOR NO VALIDO INTENTE NUEVAMENTE				
25	0	-----	-----					
26	0	-----	-----					
27	1	Sel. Field>	Virtual	59	DIAMETRO DEL CONDUCT	0	89	0
28	1	Sel. Field>	Virtual	58	CARGA DE RUPTURA	0	89	0
29	0	-----	-----					
30	0	-----	-----					
31	1	Sel. Field>	Virtual	57	NUMERO DE FASES	0	0	0
32	0	-----	-----					
33	0	-----	-----					
34	0	-----	-----					
35	1	Sel. Field>	Virtual	53	CALIBRE DEL PRIMARIO	0	0	0
36	1	Sel. Field>	Virtual	56	TIPO DE NETRO COND	0	0	0
37	0	-----	-----					
38	7	Exec. Task>	No. >	4	TIPO DE NEUTRO	Parms>	0	Scr>
39	1	Sel. Field>	Virtual	7	TIPO VIRTUAL NEUTRO	0	0	0
40	2	Stop !!! >	Show >	TIPO DE CONDUCTOR NO VALIDO				
41	1	Sel. Field>	Virtual	55	DIAMETRO NEUTRO COND	0	89	0
42	1	Sel. Field>	Virtual	54	CARGA DE RUPT NEUTRO	0	89	0
43	1	Sel. Field>	Virtual	9	% DE RUPTURA	0	0	0
44	0	-----	-----					
45	1	Sel. Field>	Virtual	52	CALIBRE DEL NEUTRO	0	89	0
46	0	-----	-----					
47	1	Sel. Field>	Virtual	51	TIENE SECUNDARIO	0	0	0
48	1	Sel. Field>	Virtual	50	TIPO DE COND. SEC	0	0	0
49	7	Exec. Task>	No. >	3	TIPO DE SECUNDARIO	Parms>	0	Scr>
50	1	Sel. Field>	Virtual	6	TIPO VIRTUAL SECUND	0	0	0

9.INGRESO DE DATOS

Change Level		1 :	Record	Main	Abortable : Yes			
Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
51	2	Stop !!!	>	Show	>	TIPO DE CONDUCTOR NO VALIDO		
52	0	-----						
53	1	Sel. Field>	Virtual	49	DIAMETRO CON. SECUN	0	0	0
54	1	Sel. Field>	Virtual	48	CARGA DE RUPT. SECU	0	0	0
55	1	Sel. Field>	Virtual	46	CALIBRE DE SECUND	0	0	0
56	1	Sel. Field>	Virtual	47	# DE FASES	0	0	0
57	1	Sel. Field>	Virtual	21	CUANTAS RETENIDAS	0	0	0
58	0	-----						
59	2	Stop !!!	>	Show	>	NUMERO DE FASES NO VALIDO		
60	2	Stop !!!	>	Show	>	NUMERO DE FASES NO VALIDO		
61	1	Sel. Field>	Virtual	45	HP	0	0	0
62	9	Upd. Field>	No.	>	BE HP	Exp >	83	Mod> Normal
63	1	Sel. Field>	Virtual	44	FMAX	0	0	0
64	9	Upd. Field>	No.	>	BF FMAX	Exp >	82	Mod> Normal
65	1	Sel. Field>	Virtual	43	MR	0	0	0
66	9	Upd. Field>	No.	>	BG MR	Exp >	81	Mod> Normal
67	1	Sel. Field>	Virtual	42	PW	0	0	0
68	9	Upd. Field>	No.	>	BH PW	Exp >	80	Mod> Normal
69	1	Sel. Field>	Virtual	41	HCA	0	0	0
70	1	Sel. Field>	Virtual	40	HCB	0	0	0
71	1	Sel. Field>	Virtual	39	HCC	0	0	0
72	1	Sel. Field>	Virtual	37	HCN	0	0	0
73	1	Sel. Field>	Virtual	19	hcsa	0	0	0
74	1	Sel. Field>	Virtual	18	hcsb	0	0	0
75	1	Sel. Field>	Virtual	17	hcsc	0	0	0
76	0	-----						
77	0	-----						
78	0	-----						
79	3	Beg. Link >	File >	6	CEL	Key >	1	Ret> ??
80	1	Sel. Field>	Real	6	DIPUFA6	0	0	0
81	1	Sel. Field>	Real	7	DIPUFB6	0	0	0
82	1	Sel. Field>	Real	8	DIPUFC6	0	0	0
83	1	Sel. Field>	Real	9	DIPUN6	0	0	0
84	1	Sel. Field>	Real	14	DIPUSA	0	0	0
85	1	Sel. Field>	Real	15	DIPUSB	0	0	0
86	1	Sel. Field>	Real	16	DIPUSC	0	0	0
87	1	Sel. Field>	Real	17	ANGULO MINIMO	0	0	0
88	1	Sel. Field>	Real	18	ANGULO MAXIMO	0	0	0
89	0	-----						
90	0	-----						
91	0	-----						
92	0	-----						
93	1	Sel. Field>	Real	10	R16	0	0	0
94	1	Sel. Field>	Real	11	R26	0	0	0
95	1	Sel. Field>	Real	12	R36	0	0	0
96	1	Sel. Field>	Real	13	R46	0	0	0
97	1	Sel. Field>	Virtual	30	hg	Exp >	64	Mod> Normal
98	9	Upd. Field>	No.	>	CC hg	Exp >	62	Mod> Normal
99	9	Upd. Field>	No.	>	CC hg	Exp >	60	Mod> Normal
100	9	Upd. Field>	No.	>	CC hg	Exp >	60	Mod> Normal

9.INGRESO DE DATOS

Change Level 1 : Record Main Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
101	0	-----	-----					
102	0	-----	-----					
103	9 Upd. Field>	No.	> BI	HCA	Exp	> 78	Mod>	Normal
104	9 Upd. Field>	No.	> BJ	HCB	Exp	> 77	Mod>	Normal
105	9 Upd. Field>	No.	> BK	HCC	Exp	> 76	Mod>	Normal
106	9 Upd. Field>	No.	> BL	HCN	Exp	> 75	Mod>	Normal
107	9 Upd. Field>	No.	> BM	hcsa	Exp	> 27	Mod>	Normal
108	9 Upd. Field>	No.	> BN	hcsb	Exp	> 26	Mod>	Normal
109	9 Upd. Field>	No.	> BO	hcsc	Exp	> 25	Mod>	Normal
110	0	-----	-----					
111	0	-----	-----					
112	1 Sel. Field>	Virtual	38	MC	0	0	0	0
113	9 Upd. Field>	No.	> CD	MC	Exp	> 72	Mod>	Normal
114	1 Sel. Field>	Virtual	36	MP	0	0	0	0
115	9 Upd. Field>	No.	> CE	MP	Exp	> 71	Mod>	Normal
116	1 Sel. Field>	Virtual	35	SH	70	0	0	0
117	4 End Link >							
118	3 Beg. Link >	File	> 2	CONDUC	Key	> 1	Ret>	??
119	1 Sel. Field>	Real	5	PESO2	0	0	0	0
120	1 Sel. Field>	Real	4	CARGA2	0	0	0	0
121	1 Sel. Field>	Virtual	34	flecha	0	0	0	0
122	1 Sel. Field>	Virtual	31	Tt	0	0	0	0
123	9 Upd. Field>	No.	> CJ	Tt	Exp	> 66	Mod>	Normal
124	9 Upd. Field>	No.	> CI	flecha	Exp	> 68	Mod>	Normal
125	4 End Link >							
126	1 Sel. Field>	Virtual	33	mcr	0	0	0	0
127	9 Upd. Field>	No.	> CK	mcr	Exp	> 67	Mod>	Normal
128	1 Sel. Field>	Virtual	32	mt	0	0	0	0
129	9 Upd. Field>	No.	> CL	mt	Exp	> 65	Mod>	Normal
130	1 Sel. Field>	Virtual	29	gh	0	0	0	0
131	9 Upd. Field>	No.	> CM	gh	Exp	> 59	Mod>	Normal
132	1 Sel. Field>	Virtual	28	gr	0	0	0	0
133	9 Upd. Field>	No.	> CN	gr	Exp	> 58	Mod>	Normal
134	1 Sel. Field>	Virtual	5	CALIBRE VIRTUAL	0	0	0	0
135	7 Exec. Task>	No.	> 2	TIPO DE RETENIDA	Parms>	0	Scr>	0
136	1 Sel. Field>	Virtual	4	ESFUERZO VIRTUAL	0	0	0	0
137	1 Sel. Field>	Virtual	3	RETENIDAS VIRT	0	0	0	0
138	9 Upd. Field>	No.	> CQ	RETENIDAS VIRT	Exp	> 10	Mod>	Normal
139	1 Sel. Field>	Virtual	27	grp	0	0	0	0
140	9 Upd. Field>	No.	> CR	grp	Exp	> 57	Mod>	Normal
141	0	-----	-----					
142	1 Sel. Field>	Virtual	26	grt	0	0	0	0
143	9 Upd. Field>	No.	> CS	grt	Exp	> 56	Mod>	Normal
144	1 Sel. Field>	Virtual	20	GRT	0	0	0	0
145	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp	> 48	Mod>	Normal
146	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp	> 47	Mod>	Normal
147	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp	> 46	Mod>	Normal
148	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp	> 45	Mod>	Normal
149	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp	> 44	Mod>	Normal
150	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp	> 43	Mod>	Normal

9.INGRESO DE DATOS

Change Level		1 :		Record		Main		Abortable : Yes	
Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max	
151	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp >	43	Mod>	Normal	
152	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp >	41	Mod>	Normal	
153	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp >	48	Mod>	Normal	
154	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp >	47	Mod>	Normal	
155	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp >	46	Mod>	Normal	
156	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp >	45	Mod>	Normal	
157	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp >	44	Mod>	Normal	
158	9 Upd. Field>	No.	> CT	GRT	Exp >	41	Mod>	Normal	
159	1 Sel. Field>	Virtual	25	NUEVO VANO	0	0	0	0	
160	9 Upd. Field>	No.	> CU	NUEVO VANO	Exp >	55	Mod>	Normal	
161	9 Upd. Field>	No.	> CU	NUEVO VANO	Exp >	54	Mod>	Normal	
162	3 Beg. Link >	File	> 2	CONDOC	Key >	1	Ret>	??	
163	1 Sel. Field>	Real	5	PES02	0	0	0	0	
164	4 End Link >								
165	0	-----							
166	1 Sel. Field>	Virtual	23	numerador	0	0	0	0	
167	1 Sel. Field>	Virtual	22	denominador	0	0	0	0	
168	0	-----							
169	9 Upd. Field>	No.	> CW	numerador	Exp >	50	Mod>	Normal	
170	9 Upd. Field>	No.	> CX	denominador	Exp >	49	Mod>	Normal	
171	1 Sel. Field>	Virtual	24	NEW ARROW	0	0	0	0	
172	9 Upd. Field>	No.	> CY	NEW ARROW	Exp >	52	Mod>	Normal	
173	1 Sel. Field>	Virtual	11	VALOR DEL VANO NEW	0	15	0	0	
174	1 Sel. Field>	Virtual	12	FLECHA NEW	0	15	0	0	
175	1 Sel. Field>	Virtual	13	ESFUERZO NEW	0	15	0	0	
176	1 Sel. Field>	Virtual	14	ESTRUCTURA NEW	0	15	0	0	
177	1 Sel. Field>	Virtual	15	CLASE NEW	0	15	0	0	
178	1 Sel. Field>	Virtual	16	ALTURA DEL PST NEW	0	15	0	0	
179	1 Sel. Field>	Virtual	10	ANGULO NEW	0	0	0	0	
180	9 Upd. Field>	No.	> CZ	VALOR DEL VANO NEW	Exp >	22	Mod>	Normal	
181	9 Upd. Field>	No.	> DA	FLECHA NEW	Exp >	21	Mod>	Normal	
182	9 Upd. Field>	No.	> DA	FLECHA NEW	Exp >	8	Mod>	Normal	
183	1 Sel. Field>	Virtual	2	VANO OTRAVEZ	0	0	0	0	
184	9 Upd. Field>	No.	> DG	VANO OTRAVEZ	Exp >	6	Mod>	Normal	
185	1 Sel. Field>	Virtual	1	LIBRA	0	0	0	0	
186	9 Upd. Field>	No.	> DH	LIBRA	Exp >	4	Mod>	Normal	
187	0	-----							
188	9 Upd. Field>	No.	> DB	ESFUERZO NEW	Exp >	20	Mod>	Normal	
189	9 Upd. Field>	No.	> DC	ESTRUCTURA NEW	Exp >	19	Mod>	Normal	
190	9 Upd. Field>	No.	> DD	CLASE NEW	Exp >	18	Mod>	Normal	
191	9 Upd. Field>	No.	> DE	ALTURA DEL PST NEW	Exp >	17	Mod>	Normal	
192	9 Upd. Field>	No.	> DF	ANGULO NEW	Exp >	16	Mod>	Normal	
193	0	-----							
194	7 Exec. Task>	No.	> 1	ACTUALIZANDO EL MAES	Parms>	1	Scr>	0	
195	0	-----							

9.INGRESO DE DATOS

Expression	Translation
1 O=3 AND BK-CY>6	NUMERO DE FASES = 3 AND HCC - NEW ARROW > 6
2 BK-CY	HCC - NEW ARROW
3 BK-CY<6 AND O=3	HCC - NEW ARROW < 6 AND NUMERO DE FASES = 3
4 BK-CY	HCC - NEW ARROW
5 6	6
6 (CY*CJ*8/CG)^0.5	(NEW ARROW * Tt * 8 / PESO2) ^ 0.5
7 BK-CY>6 AND O=3	HCC - NEW ARROW > 6 AND NUMERO DE FASES = 3
8 BK-6	HCC - 6
9 BI-CY<6 AND O<3	HCA - NEW ARROW < 6 AND NUMERO DE FASES < 3
10 CN/CP	gr / ESFUERZO VIRTUAL
11 L<>1	TIPO VIRTUAL DE COND <> 1
12 R<>1	TIPO VIRTUAL NEUTRO <> 1
13 Y<>2 AND W='S'	TIPO VIRTUAL SECUND <> 2 AND TIENE SECUNDARI
14 G<BW OR G>BX	ANGULO DE LA LINEA < ANGULO MINIMO OR ANGULO ANGULO MAXIMO
15 'FALSE'L	'FALSE'L
16 G	ANGULO DE LA LINEA
17 A	ALTURA DEL POSTE
18 B	CLASE
19 F	ESTRUCTURA CEL NRECA
20 CS	grt
21 BI-6	HCA - 6
22 CF	SH
23 BC=3	# DE FASES = 3
24 BC>1	# DE FASES > 1
25 BE-BV	HP - DIPUSC
26 BE-BU	HP - DIPUSB
27 BE-BT	HP - DIPUSA
28 CT<1428	GRT < 1428
29 4898<CT AND CT<6576	4898 < GRT AND GRT < 6576
30 4240<CT AND CT<4898	4240 < GRT AND GRT < 4898
31 3152<CT AND CT<4240	3152 < GRT AND GRT < 4240
32 2426<CT AND CT<3152	2426 < GRT AND GRT < 3152
33 2154<CT AND CT<2426	2154 < GRT AND GRT < 2426
34 1428<CT AND CT<2154	1428 < GRT AND GRT < 2154
35 CT>6576	GRT > 6576
36 CT>4898	GRT > 4898
37 CT>4240	GRT > 4240
38 CT>3152	GRT > 3152
39 CT>2426	GRT > 2426
40 CT>1428	GRT > 1428
41 1428	1428
42 2154<CT	2154 < GRT
43 6576	6576
44 4898	4898
45 4240	4240
46 3152	3152
47 2426	2426
48 2154	2154
49 8*CJ	8 * Tt
50 CV*CU^2	PESO2 * NUEVO VANO ^ 2
51 K	TIPO DE CONDUCTOR
52 CW/CX	numerador / denominador
53 O=3	NUMERO DE FASES = 3
54 (8*CJ*(BK-6)/CG)^0.5	(8 * Tt * (HCC - 6) / PESO2) ^ 0.5
55 (8*CJ*(BI-6)/CG)^0.5	(8 * Tt * (HCA - 6) / PESO2) ^ 0.5

9. INGRESO DE DATOS

Expression	Translation
56 CR/0.3	grp / 0.3
57 CN/BD	gr / CUANTAS RETENIDAS
58 CM*1.57	gh * 1.57
59 (CF*CK+CL+CE)/CC	(SH * mcr + mt + MP) / hg
60 (BY+BZ+CA+CB)/4	(R16 + R26 + R36 + R46) / 4
61 O=2	NUMERO DE FASES = 2
62 (BY+BZ+CA)/3	(R16 + R26 + R36) / 3
63 O=1	NUMERO DE FASES = 1
64 (BY+BZ)*0.5	(R16 + R26) * 0.5
65 J*2*(CJ*BI+CJ*BJ+CJ*BK+CJ*BL+B M*BI+BN*BI+BO*BI)*SIN (G* 0.017453*0.5)	FACTOR DE CARGA DE T * 2 * (Tt * HCA + Tt * Tt * HCN + hcsa * HCA + hcsb * HCA + hcsc * ANGULO DE LA LINEA * 0.017453 * 0.5)
66 U*CH/100	% DE RUPTURA * CARGA2 / 100
67 CD*COS (G*0.017453*0.5)	MC * COS (ANGULO DE LA LINEA * 0.017453 * 0.
68 CG*CF^2/(8*0.35*CH)	PESO2 * SH ^ 2 / (8 * 0.35 * CARGA2)
69 K	TIPO DE CONDUCTOR
70 (BG-CE)/CD	(MR - MP) / MC
71 I*(0.0042*H^2*(0.0149899*0.5*B E+0.20992)*BE)*BE*0.5	FACTOR DE CARGA DE V * (0.0042 * VELOCIDAD M 0.0149899 * 0.5 * HP + 0.20992) * HP * HP *
72 I*(BI*BH+BJ*BH+BK*BH+BH*BL+BM* BH+BN*BH+BO*BH)	FACTOR DE CARGA DE V * (HCA * PW + HCB * PW * HCN + hcsa * PW + hcsb * PW + hcsc * PW)
73 O=3	NUMERO DE FASES = 3
74 O>=2	NUMERO DE FASES >= 2
75 BE-BS	HP - DIPUN6
76 BE-BR	HP - DIPUF66
77 BE-BQ	HP - DIPUF66
78 BE-BP	HP - DIPUFA6
79 F	ESTRUCTURA CEL NRECA
80 0.0042*H^2*M*0.001	0.0042 * VELOCIDAD MAX DE V ^ 2 * DIAMETRO D 0.001
81 BF*BE*2	FMAX * HP * 2
82 B/2.205	CLASE / 2.205
83 A-(0.1*A+0.7)	ALTURA DEL POSTE - (0.1 * ALTURA DEL POSTE +
84 BC<1 AND W='S'	# DE FASES < 1 AND TIENE SECUNDARIO = 'S'
85 BC>3 AND W='S'	# DE FASES > 3 AND TIENE SECUNDARIO = 'S'
86 W='S'	TIENE SECUNDARIO = 'S'
87 O<1	NUMERO DE FASES < 1
88 O>3	NUMERO DE FASES > 3
89 'FALSE'L	'FALSE'L

Display 1 : INGRESO DE DATOS

Class : 0 Header Size : (**,

Field	Description	Type	Position	Size	Decs	Upp
1 A	ALTURA DEL POSTE	Number	(4, 33)	(1, 5) [5]	2 [2]	No
2 B	CLASE	Number	(4, 48)	(1, 4) [4]	0 [0]	No
3 C	DIAMETRO DE PUNTA	Number	(6, 29)	(1, 5) [5]	2 [2]	No
4 D	DIAMETRO BASE	Number	(6, 55)	(1, 5) [5]	2 [2]	No
5 E	FACTOR DE SEGURIDAD	Number	(8, 43)	(1, 1) [1]	0 [0]	No
6 F	ESTRUCTURA CEL NRECA	Alpha	(15, 29)	(1, 5) [5]	0 [0]	Ye
7 Q	TIPO DE NETRO COND	Alpha	(15, 59)	(1, 12) [12]	0 [0]	Nc
8 R	TIPO VIRTUAL NEUTRO	Number	(16, 44)	(1, 1) [1]	0 [0]	No
9 G	ANGULO DE LA LINEA	Number	(17, 29)	(1, 6) [6]	2 [2]	Nc
10 S	DIAMETRO NEUTRO COND	Number	(17, 59)	(1, 7) [7]	4 [4]	No
11 H	VELOCIDAD MAX DE V	Number	(19, 29)	(1, 3) [3]	0 [0]	No

9.INGRESO DE DATOS

Display 1 : INGRESO DE DATOS Class : 0 Header Size : (**,

Field	Description	Type	Position	Size	Decs	Upp
12	T	CARGA DE RUPT NEUTRO	Number	(20, 60)	(1, 4)	[4] 0 [0] No
13	U	% DE RUPTURA	Number	(23, 59)	(1, 5)	[5] 2 [2] No
14	I	FACTOR DE CARGA DE V	Number	(24, 13)	(1, 4)	[4] 2 [2] No
15	J	FACTOR DE CARGA DE T	Number	(24, 25)	(1, 4)	[4] 2 [2] No
16	K	TIPO DE CONDUCTOR	Alpha	(30, 26)	(1, 12)	[12] 0 [0] Ye
17	W	TIENE SECUNDARIO	Alpha	(30, 67)	(1, 1)	[1] 0 [0] Ye
18	L	TIPO VIRTUAL DE COND	Number	(31, 10)	(1, 1)	[1] 0 [0] No
19	Y	TIPO VIRTUAL SECUND	Number	(31, 44)	(1, 1)	[1] 0 [0] No
20	M	DIAMETRO DEL CONDUCT	Number	(32, 26)	(1, 7)	[7] 4 [4] No
21	X	TIPO DE COND. SEC	Alpha	(32, 64)	(1, 12)	[12] 0 [0] Ye
22	Z	DIAMETRO CON. SECUN	Number	(34, 64)	(1, 7)	[7] 4 [4] No
23	N	CARGA DE RUPTURA	Number	(35, 26)	(1, 4)	[4] 0 [0] No
24	BA	CARGA DE RUPT. SECU	Number	(36, 64)	(1, 4)	[4] 0 [0] No
25	O	NUMERO DE FASES	Number	(37, 26)	(1, 1)	[1] 0 [0] No
26	BC	# DE FASES	Number	(38, 64)	(1, 1)	[1] 0 [0] No
27	P	CALIBRE DEL PRIMARIO	Number	(39, 26)	(1, 2)	[2] 0 [0] No
28	CO	CALIBRE VIRTUAL	Alpha	(43, 45)	(1, 5)	[5] 0 [0] No
29	CQ	RETENIDAS VIRT	Number	(46, 46)	(1, 1)	[1] 0 [0] No
30	CZ	VALOR DEL VANO NEW	Number	(66, 32)	(1, 9)	[9] 3 [3] No
31	CY	NEW ARROW	Number	(68, 32)	(1, 9)	[9] 3 [3] No
32	DB	ESFUERZO NEW	Number	(70, 32)	(1, 9)	[9] 3 [3] No
33	DC	ESTRUCTURA NEW	Alpha	(72, 32)	(1, 6)	[6] 0 [0] Ye
34	DE	ALTURA DEL PST NEW	Number	(72, 66)	(1, 9)	[9] 3 [3] No
35	DD	CLASE NEW	Number	(74, 32)	(1, 5)	[5] 0 [0] No
36	DF	ANGULO NEW	Number	(74, 66)	(1, 6)	[6] 2 [2] No

9.INGRESO DE DATOS 1.ACTUALIZANDO EL MAESTRO

Task No. : 9.1.

Task Description : ACTUALIZANDO EL MAESTRO

Main File : 7 MAESTRO
 Key: > No. : 2 vano maximo
 > Exp : 0
 Mode: >Type : Modify
 > Exp : 0

Task Type (O/B) : Batch

(Task size : 1414)

Open Files :	Modifiable (Y/N) :	Expression for :	Conditions (Y/N) :
DB : 1	Options : Y	Locate : 0	Open Window : Y
I/O : 0	Modify : Y	Range : 0	Close Window : Y
	Create : Y	End : 0	Record Cycle : Y
	Delete : Y	Delete : 0	Repaint Screen : N
	Locate : Y		Resident Task : N
	Range : Y	Form Lines : 0	
	Key : Y	Task Help : 0	
	Sort : Y		
	I/O Files : Y		

DB File	Lock	Open	Exp
7 MAESTRO	Share	Preimage	0

9.INGRESO DE DATOS 1.ACTUALIZANDO EL MAESTRO

Change Level		1 :		Record		Main		Abortable : Yes	
Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max	
1	0								
2	1 Sel. Field>	Real	1	VANO ESTRUCTURAL	0	0	0	0	
3	1 Sel. Field>	Real	2	VANO MAXIMO	0	0	0	0	
4	1 Sel. Field>	Real	3	FLECHA MAXIMA	0	0	0	0	
5	1 Sel. Field>	Real	4	LIBRAMIENTO	0	0	0	0	
6	1 Sel. Field>	Real	5	NUMERO DE RETENIDAS	0	0	0	0	
7	1 Sel. Field>	Real	6	CONDUCTOR DE LA RETE	0	0	0	0	
8	1 Sel. Field>	Real	7	TIPO DE RETENIDA	0	0	0	0	
9	1 Sel. Field>	Real	8	TIPO DE ESTRUCTURA	0	0	0	0	
10	1 Sel. Field>	Real	9	ALTURA DEL POSTE	0	0	0	0	
11	1 Sel. Field>	Real	10	ANGULO DE LA LINEA	0	0	0	0	
12	1 Sel. Field>	Real	11	TIPO DE CONDOC PRI	0	0	0	0	
13	1 Sel. Field>	Real	12	NU DE CONDOC PRIMARI	0	0	0	0	
14	1 Sel. Field>	Real	13	NUMERO DE FASES PRI	0	0	0	0	
15	1 Sel. Field>	Real	14	TIPO DE CONDOC NEU	0	0	0	0	
16	1 Sel. Field>	Real	15	NU DE CONDOC NEUTRO	0	0	0	0	
17	1 Sel. Field>	Real	16	TIP DE CONDOC SECU	0	0	0	0	
18	1 Sel. Field>	Real	17	NUMERO DE CONDOC SEC	0	0	0	0	
19	1 Sel. Field>	Real	18	NUMERO DE FASES SEC	0	0	0	0	
20	1 Sel. Field>	Real	19	RETENIDAS NUMERO	0	0	0	0	
21	1 Sel. Field>	Real	20	FLECHA DE CALCULO	0	0	0	0	

Change Level		1 :		Record		Suffix		Abortable : Yes	
Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max	
1	0								
2	9 Upd. Field>	No.	> DI	VANO ESTRUCTURAL	Exp >	18	Mod>	Normal	
3	9 Upd. Field>	No.	> DJ	VANO MAXIMO	Exp >	17	Mod>	Normal	
4	9 Upd. Field>	No.	> DK	FLECHA MAXIMA	Exp >	3	Mod>	Normal	
5	9 Upd. Field>	No.	> DL	LIBRAMIENTO	Exp >	4	Mod>	Normal	
6	9 Upd. Field>	No.	> DM	NUMERO DE RETENIDAS	Exp >	5	Mod>	Normal	
7	9 Upd. Field>	No.	> DP	TIPO DE ESTRUCTURA	Exp >	6	Mod>	Normal	
8	9 Upd. Field>	No.	> DQ	ALTURA DEL POSTE	Exp >	7	Mod>	Normal	
9	9 Upd. Field>	No.	> DR	ANGULO DE LA LINEA	Exp >	8	Mod>	Normal	
10	9 Upd. Field>	No.	> DS	TIPO DE CONDOC PRI	Exp >	9	Mod>	Normal	
11	9 Upd. Field>	No.	> DT	NU DE CONDOC PRIMARI	Exp >	10	Mod>	Normal	
12	0								
13	9 Upd. Field>	No.	> DU	NUMERO DE FASES PRI	Exp >	11	Mod>	Normal	
14	9 Upd. Field>	No.	> DV	TIPO DE CONDOC NEU	Exp >	12	Mod>	Normal	
15	9 Upd. Field>	No.	> DW	NU DE CONDOC NEUTRO	Exp >	13	Mod>	Normal	
16	9 Upd. Field>	No.	> DX	TIP DE CONDOC SECU	Exp >	14	Mod>	Normal	
17	9 Upd. Field>	No.	> DY	NUMERO DE CONDOC SEC	Exp >	15	Mod>	Normal	
18	9 Upd. Field>	No.	> DZ	NUMERO DE FASES SEC	Exp >	16	Mod>	Normal	
19	9 Upd. Field>	No.	> EB	FLECHA DE CALCULO	Exp >	1	Mod>	Normal	
20	0								
21	0								
22	0								
23	0								
24	0								
25	0								

9.INGRESO DE DATOS 1.ACTUALIZANDO EL MAESTRO

Expression	Translation
1 CY	NEW ARROW
2 CI	flecha
3 DA	FLECHA NEW
4 DH	LIBRA
5 CQ	RETENIDAS VIRT
6 F	ESTRUCTURA CEL NRECA
7 A	ALTURA DEL POSTE
8 G	ANGULO DE LA LINEA
9 K	TIPO DE CONDUCTOR
10 L	TIPO VIRTUAL DE COND
11 O	NUMERO DE FASES
12 Q	TIPO DE NETRO COND
13 R	TIPO VIRTUAL NEUTRO
14 X	TIPO DE COND. SEC
15 Y	TIPO VIRTUAL SECUND
16 BC	# DE FASES
17 DG	VANO OTRA VEZ
18 CF	SH

Display 2 : ACTUALIZANDO EL MAESTRO Class : 0 Header Size : (10,

Field	Description	Type	Position	Size	Decs	Upp
1 DI	VANO ESTRUCTURAL	Number	(2, 5)	(1, 6) [6]	2 [2]	No
2 DJ	VANO MAXIMO	Number	(2, 27)	(1, 6) [6]	2 [2]	No

9.INGRESO DE DATOS 2.TIPO DE RETENIDA

Task No. : 9.2.

Task Description : TIPO DE RETENIDA

Main File : 5 RETENIDA

Key: > No. : 2 CALIBRE

> Exp : 0

Mode: >Type : Query

> Exp : 0

Task Type (O/B) : Online

(Task size : 541)

Open Files :	Modifiable (Y/N) :	Expression for :	Conditions (Y/N) :
DB : 1	Options : Y	Locate : 0	Open Window : Y
I/O : 0	Modify : Y	Range : 0	Close Window : Y
	Create : Y	End : 0	Record Cycle : Y
	Delete : Y	Delete : 0	Repaint Screen : N
	Locate : Y		Resident Task : N
	Range : Y	Form Lines : 0	
	Key : Y	Task Help : 0	
	Sort : Y		
	I/O Files : Y		

DB File	Lock	Open	Exp
5 RETENIDA	Share	Preimage	0

System : Calculo de Vanos
 Prefix : c:\magic\vanos\va

Date : 16/03/94 Time : 20:20:57
 Page : 14

9.INGRESO DE DATOS 2.TIPO DE RETENIDA

Change Level 1 : Record Main Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	1 Sel. Field>	Real	1	TIPO5	0	0	0	0
2	1 Sel. Field>	Real	2	ESFUERZOS	0	0	0	0
3	1 Sel. Field>	Real	3	CALIBRE	0	0	0	0
4	0							
5	0							

System : Calculo de Vanos
 Prefix : c:\magic\vanos\va

Date : 16/03/94 Time : 20:20:57
 Page : 15

9.INGRESO DE DATOS 2.TIPO DE RETENIDA

Change Level 2 : Task Suffix Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0							
2	9 Upd. Field>	No.	> CP	ESFUERZO VIRTUAL	Exp >	1	Mod>	Normal
3	0							

System : Calculo de Vanos
 Prefix : c:\magic\vanos\va

Date : 16/03/94 Time : 20:20:57
 Page : 16

9.INGRESO DE DATOS 2.TIPO DE RETENIDA

Expression	Translation
1 DJ	ESFUERZOS

Display 2 : TIPO DE RETENIDA Class : 0 Header Size : (20,

Field	Description	Type	Position	Size	Decs	Upf
1	DI	Alpha	(2, 3)	(1, 20) [20]	0 [0]	Ye
2	DJ	Number	(2, 30)	(1, 5) [5]	0 [0]	Nc
3	DK	Alpha	(2, 47)	(1, 4) [4]	0 [0]	Ye

9.INGRESO DE DATOS 3.TIPO DE SECUNDARIO

Task No. : 9.3.

 Task Description : TIPO DE SECUNDARIO
 Main File : 2 CONDOC
 Key: > No. : 1 TIPO DE CONDUCTOR
 > Exp : 0
 Mode: >Type : Query
 > Exp : 0
 Task Type (O/B) : Online

(Task size : 761)

Open Files :	Modifiable (Y/N) :	Expression for :	Conditions (Y/N) :
DB : 1	Options : Y	Locate : 0	Open Window : Y
I/O : 0	Modify : Y	Range : 0	Close Window : Y
	Create : Y	End : 0	Record Cycle : Y
	Delete : Y	Delete : 0	Repaint Screen : N
	Locate : Y		Resident Task : N
	Range : Y	Form Lines : 0	
	Key : Y	Task Help : 0	
	Sort : Y		
	I/O Files : Y		

DB File	Lock	Open	Exp
2 CONDOC	Share	Preimage	0

9.INGRESO DE DATOS 3.TIPO DE SECUNDARIO

Change Level 1 : Record Main Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0	-----						
2	1 Sel. Field>	Real	2	TIPO2	0	0	0	0
3	1 Sel. Field>	Real	3	DIAM2	0	0	0	0
4	1 Sel. Field>	Real	4	CARGA2	0	0	0	0
5	1 Sel. Field>	Real	1	CALI2	0	0	0	0
6	1 Sel. Field>	Real	6	TIPO DE CONDUCTOR1	0	0	0	0

9.INGRESO DE DATOS 3.TIPO DE SECUNDARIO

Change Level 2 : Task Suffix Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0	-----						
2	9 Upd. Field>	No. > X		TIPO DE COND. SEC	Exp >	5	Mod>	Normal
3	9 Upd. Field>	No. > Z		DIAMETRO CON. SECUN	Exp >	4	Mod>	Normal
4	9 Upd. Field>	No. > BA		CARGA DE RUPT. SECU	Exp >	3	Mod>	Normal
5	9 Upd. Field>	No. > BB		CALIBRE DE SECUND	Exp >	2	Mod>	Normal
6	9 Upd. Field>	No. > Y		TIPO VIRTUAL SECUND	Exp >	1	Mod>	Normal

9.INGRESO DE DATOS 3.TIPO DE SECUNDARIO

Expression	Translation
1 DM	TIPO DE CONDUCTOR1
2 DL	CALI2
3 DK	CARGA2
4 DJ	DIAM2
5 DI	TIPO2

Display 2 : TIPO DE SECUNDARIO Class : 0 Header Size : (21,

Field	Description	Type	Position	Size	Decs	Upp
1	DI TIPO2	Alpha	(5, 1)	(1, 12)	[12]	0 [0] Ye
2	DJ DIAM2	Number	(5, 18)	(1, 7)	[7]	4 [4] No
3	DK CARGA2	Number	(5, 34)	(1, 4)	[4]	0 [0] No
4	DL CALI2	Number	(5, 47)	(1, 2)	[2]	0 [0] No

9.INGRESO DE DATOS 4.TIPO DE NEUTRO

Task No. : 9.4.

Task Description : TIPO DE NEUTRO

Main File : 2 CONDOC

Key: > No. : 1 TIPO DE CONDUCTOR

> Exp : 0

Mode: >Type : Query

> Exp : 0

Task Type (O/B) : Online

(Task size : 767)

Open Files :	Modifiable (Y/N) :	Expression for :	Conditions (Y/N) :
DB : 1	Options : Y	Locate : 0	Open Window : Y
I/O : 0	Modify : Y	Range : 0	Close Window : Y
	Create : Y	End : 0	Record Cycle : Y
	Delete : Y	Delete : 0	Repaint Screen : N
	Locate : Y	Form Lines : 0	Resident Task : N
	Range : Y	Task Help : 0	
	Key : Y		
	Sort : Y		
	I/O Files : Y		

DB File	Lock	Open	Exp
2 CONDOC	Share	Preimage	0

9.INGRESO DE DATOS 4.TIPO DE NEUTRO

Change Level 2 : Task Suffix Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0							
2	9 Upd. Field>	No.	> Q	TIPO DE NETRO COND	Exp	>	4	Mod> Normal
3	9 Upd. Field>	No.	> S	DIAMETRO NEUTRO COND	Exp	>	5	Mod> Normal
4	9 Upd. Field>	No.	> T	CARGA DE RUPT NEUTRO	Exp	>	3	Mod> Normal
5	9 Upd. Field>	No.	> V	CALIBRE DEL NEUTRO	Exp	>	2	Mod> Normal
6	9 Upd. Field>	No.	> R	TIPO VIRTUAL NEUTRO	Exp	>	1	Mod> Normal

9.INGRESO DE DATOS 4.TIPO DE NEUTRO

Change Level 1 : Record Main Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0							
2	1 Sel. Field>	Real	2	TIPO2	0	0	0	0
3	1 Sel. Field>	Real	3	DIAM2	0	0	0	0
4	1 Sel. Field>	Real	4	CARGA2	0	0	0	0
5	1 Sel. Field>	Real	1	CALI2	0	0	0	0
6	1 Sel. Field>	Real	6	TIPO DE CONDUCTOR1	0	0	0	0

9.INGRESO DE DATOS 4.TIPO DE NEUTRO

Expression	Translation
1 DM	TIPO DE CONDUCTOR1
2 DL	CALI2
3 DK	CARGA2
4 DI	TIPO2
5 DJ	DIAM2

Display 2 : TIPO DE NEUTRO Class : 0 Header Size : (20,

Field	Description	Type	Position	Size	Decs	Upp
1	DI	TIPO2	Alpha	(4, 1)	(1, 12) [12]	0 [0] Ye
2	DJ	DIAM2	Number	(4, 20)	(1, 7) [7]	4 [4] No
3	DK	CARGA2	Number	(4, 36)	(1, 4) [4]	0 [0] No
4	DL	CALI2	Number	(4, 51)	(1, 2) [2]	0 [0] No

9.INGRESO DE DATOS 5.TIPO DE CONDUCTOR

Task No. : 9.5.

 Task Description : TIPO DE CONDUCTOR
 Main File : 2 CONDOC
 Key: > No. : 1 TIPO DE CONDUCTOR
 > Exp : 0
 Mode: >Type : Query
 > Exp : 0
 Task Type (O/B) : Online

(Task size : 767)

Open Files :	Modifiable (Y/N) :	Expression for :	Conditions (Y/N) :
DB : 1	Options : Y	Locate : 0	Open Window : Y
I/O : 0	Modify : Y	Range : 0	Close Window : Y
	Create : Y	End : 0	Record Cycle : Y
	Delete : Y	Delete : 0	Repaint Screen : N
	Locate : Y		Resident Task : N
	Range : Y	Form Lines : 0	
	Key : Y	Task Help : 0	
	Sort : Y		
	I/O Files : Y		

DB File	Lock	Open	Exp
2 CONDOC	Share	Preimage	0

9.INGRESO DE DATOS 5.TIPO DE CONDUCTOR

Change Level 1 : Record Main Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0							
2	1 Sel. Field>	Real	2	TIPO2	0	0	0	0
3	1 Sel. Field>	Real	3	DIAM2	0	0	0	0
4	1 Sel. Field>	Real	4	CARGA2	0	0	0	0
5	1 Sel. Field>	Real	1	CALI2	0	0	0	0
6	1 Sel. Field>	Real	6	TIPO DE CONDUCTOR1	0	0	0	0

9.INGRESO DE DATOS 5.TIPO DE CONDUCTOR

Change Level 2 : Task Suffix Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0							
2	9 Upd. Field>	No.	> K	TIPO DE CONDUCTOR	Exp >	5	Mod>	Normal
3	9 Upd. Field>	No.	> M	DIAMETRO DEL CONDUCT	Exp >	4	Mod>	Normal
4	9 Upd. Field>	No.	> N	CARGA DE RUPTURA	Exp >	2	Mod>	Normal
5	9 Upd. Field>	No.	> P	CALIBRE DEL PRIMARIO	Exp >	3	Mod>	Normal
6	9 Upd. Field>	No.	> L	TIPO VIRTUAL DE COND	Exp >	1	Mod>	Normal

9.INGRESO DE DATOS 5.TIPO DE CONDUCTOR

Expression	Translation
1 DM	TIPO DE CONDUCTOR1
2 DK	CARGA2
3 DL	CALI2
4 DJ	DIAM2
5 DI	TIPO2

Display 2 : TIPO DE CONDUCTOR Class : 0 Header Size : (21,

Field	Description	Type	Position	Size	Decs	Upp
1 DI	TIPO2	Alpha	(4, 1)	(1, 12) [12]	0 [0]	Ye
2 DJ	DIAM2	Number	(4, 20)	(1, 7) [7]	4 [4]	No
3 DK	CARGA2	Number	(4, 38)	(1, 4) [4]	0 [0]	No
4 DL	CALI2	Number	(4, 51)	(1, 2) [2]	0 [0]	No

9.INGRESO DE DATOS 6.VALORES DE SOBRECARGA

Task No. : 9.6.

Task Description : VALORES DE SOBRECARGA

Main File : 3 OWT
 Key: > No. : 2 FOW3
 > Exp : 0
 Mode: >Type : Query
 > Exp : 0

Task Type (O/B) : Online

(Task size : 550)

Open Files :	Modifiable (Y/N) :	Expression for :	Conditions (Y/N) :
DB : 1	Options : Y	Locate : 0	Open Window : Y
I/O : 0	Modify : Y	Range : 0	Close Window : Y
	Create : Y	End : 0	Record Cycle : Y
	Delete : Y	Delete : 0	Repaint Screen : N
	Locate : Y		Resident Task : N
	Range : Y	Form Lines : 0	
	Key : Y	Task Help : 0	
	Sort : Y		
	I/O Files : Y		

DB File	Lock	Open	Exp
3 OWT	Share	Preimage	0

System : Calculo de Vanos
 Prefix : c:\magic\vanos\va

Date : 16/03/94 Time : 20:20:57
 Page : 30

9.INGRESO DE DATOS 6.VALORES DE SOBRECARGA

Change Level 1 : Record Main Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0							
2	1 Sel. Field>	Real	2	FOW3	0	0	0	0
3	1 Sel. Field>	Real	3	FOT3	0	0	0	0

Change Level 1 : Record Suffix Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0							
2	0							
3	0							

System : Calculo de Vanos
 Prefix : c:\magic\vanos\va

Date : 16/03/94 Time : 20:20:57
 Page : 31

9.INGRESO DE DATOS 6.VALORES DE SOBRECARGA

Change Level 2 : Task Suffix Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0							
2	9 Upd. Field>	No. > I		FACTOR DE CARGA DE V Exp >	2	Mod>		Normal
3	9 Upd. Field>	No. > J		FACTOR DE CARGA DE T Exp >	1	Mod>		Normal

System : Calculo de Vanos
 Prefix : c:\magic\vanos\va

Date : 16/03/94 Time : 20:20:57
 Page : 32

9.INGRESO DE DATOS 6.VALORES DE SOBRECARGA

Expression	Translation
1 DJ	FOT3
2 DI	FOW3

Display 2 : VALORES DE SOBRECARGA Class : 0 Header Size : (10,

Field	Description	Type	Position	Size	Decs	Upp
1	DI FOW3	Number	(4, 5)	(1, 4) [4]	2 [2]	No
2	DJ FOT3	Number	(4, 28)	(1, 4) [4]	2 [2]	No

9.INGRESO DE DATOS 7.DATOS DEL POSTE

Task No. : 9.7.

 Task Description : DATOS DEL POSTE
 Main File : 1 POSTE
 Key: > No. : 1 LONGITUD EN MTS
 > Exp : 0
 Mode: >Type : Query
 > Exp : 0
 Task Type (O/B) : Online

(Task size : 755)

Open Files :	Modifiable (Y/N) :	Expression for :	Conditions (Y/N) :
DB : 1	Options : Y	Locate : 0	Open Window : Y
I/O : 0	Modify : Y	Range : 0	Close Window : Y
	Create : Y	End : 0	Record Cycle : Y
	Delete : Y	Delete : 0	Repaint Screen : N
	Locate : Y	Form Lines : 0	Resident Task : N
	Range : Y	Task Help : 0	
	Key : Y		
	Sort : Y		
	I/O Files : Y		

DB File	Lock	Open	Exp
1 POSTE	Share	Preimage	0

9.INGRESO DE DATOS 7.DATOS DEL POSTE

Change Level 1 : Record Main Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0	-----						
2	1 Sel. Field>	Real	1	LONG	0	0	0	0
3	1 Sel. Field>	Real	3	CUSPI1	0	0	0	0
4	1 Sel. Field>	Real	4	BASE1	0	0	0	0
5	1 Sel. Field>	Real	5	CLASE1	0	0	0	0
6	1 Sel. Field>	Real	6	SEGU1	0	0	0	0

9.INGRESO DE DATOS 7.DATOS DEL POSTE

Change Level 2 : Task Suffix Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0	-----						
2	9 Upd. Field>	No.	> A	ALTURA DEL POSTE	Exp	>	5	Mod> Normal
3	9 Upd. Field>	No.	> B	CLASE	Exp	>	4	Mod> Normal
4	9 Upd. Field>	No.	> C	DIAMETRO DE PUNTA	Exp	>	3	Mod> Normal
5	9 Upd. Field>	No.	> D	DIAMETRO BASE	Exp	>	2	Mod> Normal
6	9 Upd. Field>	No.	> E	FACTOR DE SEGURIDAD	Exp	>	1	Mod> Normal

9.INGRESO DE DATOS 7.DATOS DEL POSTE

Expression	Translation
1 DM	SEGU1
2 DK	BASE1
3 DJ	CUSPI1
4 DL	CLASE1
5 DI	LONG

Display 2 : DATOS DEL POSTE Class : 0 Header Size : (21,

Field	Description	Type	Position	Size	Decs	Upp
1	DI	LONG	Number	(2, 4)	(1, 5) [5]	2 [2] No
2	DJ	CUSPI1	Number	(2, 15)	(1, 5) [5]	2 [2] No
3	DK	BASE1	Number	(2, 27)	(1, 5) [5]	2 [2] No
4	DL	CLASE1	Number	(2, 39)	(1, 4) [4]	0 [0] No
5	DM	SEGU1	Number	(2, 51)	(1, 2) [2]	0 [0] No

9.INGRESO DE DATOS 8.DATOS DE DISEÑO

Task No. : 9.8.

Task Description : DATOS DE DISEÑO

Main File : 6 CEL

Key: > No. : 1 TIPO DE ESTRUCTURA

> Exp : 0

Mode: >Type : Query

> Exp : 0

Task Type (O/B) : Online

(Task size : 567)

Open Files :	Modifiable (Y/N) :	Expression for :	Conditions (Y/N) :
DB : 1	Options : Y	Locate : 0	Open Window : Y
I/O : 0	Modify : Y	Range : 0	Close Window : Y
	Create : Y	End : 0	Record Cycle : Y
	Delete : Y	Delete : 0	Repaint Screen : N
	Locate : Y		Resident Task : N
	Range : Y	Form Lines : 0	
	Key : Y	Task Help : 0	
	Sort : Y		
	I/O Files : Y		

DB File	Lock	Open	Exp
6 CEL	Share	Preimage	0

System : Calculo de Vanos
Prefix : c:\magic\vanos\va

Date : 16/03/94 Time : 20:20:57
Page : 38

9.INGRESO DE DATOS 8.DATOS DE DISEÑO

Change Level 1 : Record Main Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0	-----						
2	1 Sel. Field>	Real	1	TIPO6	0	0	0	0
3	1 Sel. Field>	Real	2	CEL6	0	0	0	0
4	1 Sel. Field>	Real	19	COMENTARIOS	0	0	0	0
5	1 Sel. Field>	Real	3	FASE6	0	0	0	0

System : Calculo de Vanos
Prefix : c:\magic\vanos\va

Date : 16/03/94 Time : 20:20:57
Page : 39

9.INGRESO DE DATOS 8.DATOS DE DISEÑO

Change Level 2 : Task Suffix Abortable : Yes

Op	Operation	Type	No.	Description	Assign	Input	Min	Max
1	0	-----						
2	9 Upd. Field>	No. > F		ESTRUCTURA CEL NRECA	Exp >	2	Mod>	Normal
3	9 Upd. Field>	No. > O		NUMERO DE FASES	Exp >	1	Mod>	Normal

System : Calculo de Vanos
Prefix : c:\magic\vanos\va

Date : 16/03/94 Time : 20:20:57
Page : 40

9.INGRESO DE DATOS 8.DATOS DE DISEÑO

Expression	Translation
1 DL	FASE6
2 DI	TIPO6

Display 2 : DATOS DE DISEÑO Class : 0 Header Size : (21,

Field	Description	Type	Position	Size	Decs	Upp
1	DI	TIPO6	Alpha (3, 4)	(1, 5) [5]	0 [0]	Ye
2	DJ	CEL6	Alpha (3, 18)	(1, 6) [6]	0 [0]	Ye
3	DK	COMENTARIOS	Alpha (3, 28)	(1, 30) [30]	0 [0]	Ye