

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



“ Electrificación del Pequeño Sistema Huanta Segunda Etapa ”

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

WALTER MEJICO SEDANO

PROMOCION: 1980 - 2

LIMA PERU • 1989

PROLOGO

La Empresa Regional de Electricidad del Centro, en su afán de ampliar la Frontera Eléctrica en el ámbito Rural, viene desarrollando estudios y obras en zonas del Trapecio Andino, en los departamentos donde su radio de acción le corresponde. Ayacucho es uno de los departamentos en el que se está intensificando la labor de electrificación, con la finalidad de elevar el bajo coeficiente de electrificación y así amenguar la necesidad de contar con energía eléctrica, la misma que influirá en el desarrollo social-económico de la zona; ésta es una de las razones para el desarrollo del presente trabajo, que tratará sobre la electrificación de la localidades de la provincia de Huanta, que han sido considerados en un Pequeño Sistema Eléctrico, segunda etapa; que será alimentado desde la Sub Estación 66/10 KV existente, con energía proveniente de la Central Hidroeléctrica del Mantaro.

INDICE

		Página

INTRODUCCION		
CAPITULO I - JUSTIFICACION DEL PROYECTO		
1 1	Nivel de tensión	6
1.1.1	Tensiones normalizadas	7
1.1.2	Selección de sistemas	8
1.2	Selección de equipos y materiales	9
1.2.1	Definiciones	9
1.2.2	Equipos	10
1 3	Coordinación del nivel de aislamiento	45
1.3.1	Sobretensiones	45
1 3.2	Tipo de sobretensiones	47
1.3.3	Sobretensiones externas	48
1 3.4	Protección contra sobretensiones de origen atmosférico	51
1 3 5	Sobretensiones internas	68
1 3.6	Niveles de aislamiento	70
1.3.7	Efecto de la presión barométrica, tem- peratura y humedad sobre las tensiones de flameo	79
1 3.8	Grado de aislamiento	81
1 4	Tratamiento de postes de madera	83
1 5	Métodos de cálculo de puestas a tierra y aterramientos	92
1 5.1	Puestas a tierra de líneas	92

	<u>Página</u>	
1.5.2	Puestas a tierra de estaciones transformadoras	103
1.6	Medición y análisis de los parámetros asociados a las puestas a tierra	112
1.6.1	Resistividad del suelo	112
1.6.2	Resistencia de puesta a tierra	119
 CAPITULO II - CALCULOS JUSTIFICATIVOS		
2.1	Cálculos mecánicos	124
2.1.1	Cálculo mecánico de conductores	124
2.1.2	Cálculo mecánico de postes	135
2.1.3	Cálculo de soportes	142
2.1.4	Cálculo de retenidas	145
2.1.5	Cálculo de anclajes	152
2.2	Cálculos eléctricos	153
2.2.1	Capacidad de subestaciones	153
2.2.2	Cálculo de conductores por caída de tensión	169
2.2.3	Niveles de aislamiento	175
2.2.4	Selección de aisladores	181
2.2.5	Selección de pararrayos	185
2.2.6	Distancia mínima entre conductores	188
2.2.7	Selección del conductor subterráneo alimentador	189
2.3	Cálculo de puestas a tierra	189

	Página

2.4	Cimentación de postes 193
CAPITULO III - ESPECIFICACIONES TECNICAS	
3.1	Especificaciones técnicas de suministro de materiales 196
3.1.1	Postes 196
3.1.2	Cruquetas 198
3.1.3	Aisladores y accesorios 198
3.1.4	Transformadores 203
3.1.5	Interruptores de recierre automático 208
3.1.6	Seccionadores 211
3.1.7	Pararrayos 214
3.1.8	Conductores 217
3.1.9	Cabeza terminal 219
3.1.10	Puestas a tierra 220
3.1.11	Retenidas 221
3.2	Especificaciones técnicas de montaje electromecánico 222
3.2.1	Postes 222
3.2.2	Subestación de salida 223
3.2.3	Subestaciones de distribución 226
3.2.4	Instalación de aisladores 227
3.2.5	Instalación de armados 228
3.2.6	Tendido de conductores 228
3.2.7	Instalación de retenidas 229

	Página

CAPITULO IV - METRADO Y PRESUPUESTO	
4.1	Metrado y presupuesto de materiales 230
4.2	Análisis de costos unitarios de la sub- estación de salida 239
4.3	Análisis de costos unitarios de la li- nea, redes primarias y subestaciones de distribución 256
4.4	Metrado y presupuesto por partidas de la subestación de salida 290
4.5	Metrado y presupuesto por partidas de línea, redes primarias y subestaciones de distribución 293
4.6	Presupuesto resumen 296
4.7	Fórmulas polinómicas de reajuste auto- mático de precios 296
CONCLUSIONES	
BIBLIOGRAFIA	
PLANOS	
APENDICE	

INTRODUCCION

ELECTRIFICACION DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO HUANTA SEGUNDA ETAPA

AUTOR : BACHILLER WALTER MEJICO SEDANO

TESIS PARA OPTAR EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
LIMA, 1,989

Gran parte de la zona rural del Perú y en especial la sierra central, no cuenta aún con los servicios de energía eléctrica por varias razones, entre las que se puede mencionar; falta de caminos de acceso, fuentes propias de energía, nivel social-económico, situación geográfica, etc.; por tal motivo la Sub Gerencia Provincial, Distrital y Rural de ELECTROPERU S. A., en coordinación con las Empresas Regionales de Electricidad vienen desarrollando el Plan Maestro para la ampliación de la Frontera Eléctrica, con fondos provenientes del Decreto legislativo 163, ello con la finalidad de hacer llegar la

energía eléctrica a los pueblos más alejados y necesitados; de acuerdo a una programación anual donde se priorizan proyectos teniendo en consideración los aspectos técnicos y económicos más favorables para la ejecución de los mismos.

El presente estudio trata sobre la electrificación del Pequeño Sistema Eléctrico Huanta, que incluye a localidades de los departamentos de Ayacucho y Huancavelica.

Debido a que la parte teórica es fundamental en el desarrollo del estudio, en el primer capítulo de esta Tesis, se tratará sobre los aspectos teóricos básicos que servirán para la ejecución del estudio de electrificación, así como para el diseño y selección de materiales y equipos.

En el capítulo II, se hacen los cálculos respectivos justificatorios para la selección de materiales y equipos, donde se puede notar los márgenes, rangos y situaciones permisibles donde serán utilizados.

Las especificaciones técnicas de suministro y montaje de equipos y materiales se dan detalladamente en el capítulo III, los que serán los mínimos requisitos que deberán cumplir los materiales al ser adquiridos, también los que se tomarán en cuenta en el momento del montaje

electromecánico.

En el capítulo IV se hace el metrado del estudio de electrificación, como también un análisis de costos unitarios de adquisición y montaje de materiales y equipos con los que se determina el presupuesto básico del proyecto.

Finalmente se dan las conclusiones a las que se ha llegado en el desarrollo de la presente Tesis y que servirán de guía en la ejecución de proyectos similares; se incluye también la bibliografía que se ha utilizado, los planos que son parte del estudio y detalles según la REA adecuados a nuestro sistema y muy especialmente a zonas andinas, que pueden ser usados en proyectos de electrificación similares a 22.9/13.2 KV y con el sistema monofásico con retorno total por tierra.

El Autor.

CAPITULO I

JUSTIFICACION DEL PROYECTO

En el presente capitulo se tratará los aspectos teóricos básicos para el desarrollo del proyecto, los mismos que se tomarán en cuenta en los cálculos, diseño y selección de los equipos y materiales. A continuación se hace una breve descripción del estudio.

El proyecto de electrificación del pequeño sistema eléctrico Huanta, tiene por finalidad satisfacer los requerimientos de energía eléctrica a 40 localidades de los departamentos de Ayacucho y Huancavelica, abarcando en la segunda etapa a 11 localidades de la provincia de Huanta del departamento de Ayacucho: Ccochachin, Huayhuas, Huamanguilla, Llanza, Luricocha, Macachacra, Maynay, Pampay, Tres Esquinas, Secllas y Uyuvirca; beneficiando aproximadamente a 4,740 habitantes.

Entre las características generales de estas localidades se puede mencionar:

Altitud : De 2,400 a 3,000 m.s.n.m.

Clima	: Templado con lluvias frecuentes entre los meses de Diciembre a Marzo.
Temperatura	: 5 °C mínima en invierno : 28 °C máxima en verano
Actividades productivas	: Agricultura, ganadería, comercio y artesanía.

El suministro de energía, se hará desde la subestación de 3.0 MVA, 66/10 KV existente de Huanta. Para tal efecto el proyecto comprende el diseño de la Subestación de salida de 1.5 MVA de 10/22.9-13.2 KV, líneas y redes primarias a 22.9/13.2 KV y subestaciones de distribución.

Las líneas y redes primarias de acuerdo a requerimiento serán trifásicas, bifásicas, monofásicas y monofásicas con retorno total por tierra MRT. Estarán soportados con postes de madera tratada de eucaliptus clase 5 y 6, grupo D, conductores de cobre electrolítico de 16 y 10 mm² de sección, los aisladores serán de porcelana ANSI tipo PIN clase 56-2, tipo suspensión clase 52-4, y tipo carrete clase 53-2. La línea con neutro corrido será aterrada en todos los soportes con armados M2-2 REA.

La selección de la alimentación a las localidades se hizo tomando en consideración, la longitud de la red primaria, capacidad de la subestación de distribución

y características de terreno.

La subestación de salida estará ubicada dentro del cercado perimétrico de la subestación 66/10 KV de Huanta, en el espacio libre del pórtico de 10 KV en el que se formará las barras de 22.9/13.2 KV del pequeño sistema eléctrico. Estará compuesta de un banco de transformadores monofásicos conectados en delta-estrella, que serán alimentados desde la celda S4 a 10 KV existente, que incluye un interruptor de potencia en volumen reducido de aceite de 800 A, 500 MVA, 15 KV, 60 Hz; así mismo dos transformadores de corriente 100-50/5-5 amperios de 30 VA, 15 KV, instalación exterior; mediante conductor tipo NYSY de 3x25 mm²; como se muestra en el plano BH-03-03.

Las subestaciones de distribución, serán aéreas, monopostes, soportadas con postes de madera tratada de eucalipto clase 4 grupo D.

A continuación se dan algunas definiciones de la terminología en sistemas de distribución.

1.1 Nivel de Tensión

El sub sistema de distribución primaria comprende lo siguiente:

- Línea Primaria. Que va de la fuente de generación a

cada una de las localidades.

- Red Primaria. Que va a lo largo de calles y/o avenidas hacia las subestaciones de distribución dentro de una localidad.
- Subestación de Distribución. Es la que transforma la tensión primaria en secundaria.

1.1.1 Tensiones Normalizadas

Las tensiones que vienen siendo desarrolladas en el país, son 10 KV en la mayoría y 13.2 y 11 KV en menor escala, teniendo como normalizadas las siguientes:

- Sistema 10 KV; es el sistema con neutro aislado con redes y subestaciones predominantemente trifásicos, pueden alimentar con líneas de 2 y 3 fases, a localidades que se encuentran ubicados en un radio de 10 a 15 Km de la ciudad. No presentan problemas de aislamiento con la altitud pero por su alcance, así como por el equipamiento de estructuras y las subestaciones, encarecen las instalaciones cuando se trata de dar suministro a cargas de hasta 50 KW.
- Sistema 13.2/7.62 KV. Sistema con neutro a tierra multiterrizado, permite desarrollar líneas y redes trifásicas y monofásicas y con retorno total por tierra. Este sistema presenta una gran ventaja para la electrificación rural, por el bajo costo de las líneas, redes y subestaciones a MRT, así como por la reducción del aislamiento.

- Sistema 22.9/13.2 KV. Permite alimentar cargas en un radio de 30 a 50 Km en forma econòmica; es tambièn de 4 conductores con neutro multiaterrizado. El aislamiento reducido por llevar el neutro efectivamente puesto a tierra, permite efectuar instalaciones hasta 4,000 m. s. n. m. sin superar el nivel de aislamiento de 150 KV.

1.1.2 Selecciòn del Sistema

La selecciòn del sistema de distribuciòn se hace tomando en consideraciòn lo siguiente:

- Caracteristicas de la fuente de suministro: central hidroelèctrica o tèrmica, subestaciòn y/o linea de sub-transmisiòn, ubicaciòn, potencia, excedentes de potencia, niveles de tensiòn en barras.
- Tensiones de distribuciòn existentes en la regiòn a electrificar; asi como el coeficiente de electrificaciòn.
- Las rutas de acceso, carreteras asfaltadas, afirmadas, carrozables, caminos de herradura.
- Lineas de comunicaciòn existentes que disminuyen la posibilidad de acceso para lineas monofàsicas.
- Dificultad de las rutas; quebradas anchas y/o profundas, zona boscosa o montañosa, terreno pantonoso, deleznable, terreno muy accidentado, altitudes sobre los 4,000 m.s.n.m. sujetos a descargas atmosfèricas intensas, paralelismo con lineas de comunicaciòn.
- Ubicaciòn de las cargas mäs importantes: capital pro-

vincial, cargas mineras e industriales.

- Mercado eléctrico incluyendo las cargas domiciliarias, alumbrado público, comerciales, mineras, etc., ubicados en la zona urbana, sub urbana o rural de la región en estudio. Se consideran centros poblados anexos y case-rios a los que agrupan a más de 30 viviendas.

1.2 Selección de Equipos y Materiales

1.2.1 Definiciones

- Tensión Nominal del Sistema. Es el valor nominal asignado al sistema para una clase de tensión dada.
- Descarga Disruptiva. Incremento súbito de la corriente en un medio aislante debido a una falla del medio bajo esfuerzo electrostático.
- Flameo. Descarga disruptiva alrededor o sobre la superficie de un aislador sólido o líquido.
- Arco. Descarga disruptiva entre electrodos de una abertura determinada o de un dispositivo de protección.
- Tensión no Disruptiva a la Frecuencia de Servicio; Valor eficaz de la tensión de prueba a la frecuencia de servicio que no causa tensión disruptiva.
- Tensión no Disruptiva al Impulso. Valor de cresta de impulso que no causa descarga disruptiva.
- Nivel de Aislamiento Básico. Tensión no disruptiva al impulso con una onda plena de tensión, al impulso normalizado 1.2x50 usec.

- Clase de Aislamiento. Tensión máxima normalizada fase-tierra, que puede aparecer en cualquiera de las fases sanas, cuando ocurre una falla monofásica, fase-tierra en la otra fase:
 - * Para un sistema multiterrizado de 4 conductores: 1.25 veces la tensión nominal fase-tierra.
 - * Para un sistema de 3 conductores, efectivamente puesto a tierra en la subestación: 0.80 veces la tensión máxima del sistema.
- Tensión Máxima del Sistema. Tensión más alta a la cual el sistema es operado.
- Sistema Multiterrizado. Sistema de 4 conductores cuyo neutro tiene múltiple puesta a tierra.
- Sistema MRT. Sistema monofásico de un solo conductor con retorno de la corriente total por tierra.

1.2.2 Equipos

1.2.2.1 Transformadores

1.2.2.1.1 Transformador de Potencia

El transformador, es la parte más importante de una subestación eléctrica, ya sea por la función que representa de transferir la energía eléctrica de un circuito a otro, que son por lo general de diferente tensión y solo están acoplados magnéticamente, o bien por su

costo con relación a las otras partes de la instalación.

Los transformadores desde el punto de vista del medio refrigerante se puede dividir en dos grupos:

- Transformadores con aislamiento en seco.
- Transformadores con aislamiento en aceite.

Los transformadores en seco, tienen su parte activa en contacto directo con un medio aislante gaseoso (por lo general aire) o bien con algún medio aislante sólido, como por ejemplo resinas, materiales plásticos, etc. Estas máquinas por lo general se construyen para potencias de hasta algunos KVA y con tensiones normalmente que no exceden a la clase de 15 KV, por lo que su empleo es reducido, casi a los servicios auxiliares de algunas otras instalaciones o como parte integrante en las instalaciones secundarias, industriales o comerciales.

Los transformadores en aceite, tienen en cambio su parte activa sumergida en aceite mineral (derivados del petróleo), por lo que en estas máquinas, de hecho no se tienen limitaciones ni en la potencia, ni en las tensiones, ya que es común encontrar transformadores hasta de 400 MVA y con tensiones del orden de 500 KV.

La evolución de los materiales empleados para su construcción y de las técnicas constructivas, han

traído como consecuencia una reducción progresiva en el peso y las dimensiones a igualdad de potencia eléctrica. Este es un problema bastante importante, si se ve; desde el punto de vista del transporte, por carretera o por ferrocarril, desde la fábrica donde se construyen, hasta el lugar de su instalación, ya que se puede mencionar que las exigencias particulares de transporte, pueden conducir a costos más elevados, como ocurre cuando por no poder transportar transformadores trifásicos se prefiere el uso de bancos de transformadores monofásicos.

El aspecto del medio refrigerante es tan importante, que existe una clasificación de los transformadores con relación a esto, que están referidas a las recomendadas por la Comisión Internacional de Electrotecnia, como sigue:

Transformadores Tipo Seco:

- Con enfriamiento por aire natural
- Con circulación forzada del aire en el exterior por medio de ventiladores
- Con circulación forzada de aire en el núcleo y los devanados

Transformadores en Aceite:

- Circulación natural de aceite y del aire (tipo DA)
- Circulación natural de aceite y aire auxiliado por

- circulación forzada de aire con ventiladores en los tubos radiadores
- Circulación forzada de aceite y circulación natural del aire
 - Circulación forzada del aceite y circulación forzada del aire
 - Circulación forzada del aceite y circulación forzada del agua por medios externos
 - Circulación forzada del agua.

Un aspecto importante a considerar con respecto al medio de enfriamiento de los transformadores, es que la disipación de calor por convección, que resulta la más importante en los equipos eléctricos, disminuye con la altitud es decir que a mayor altura de operación sobre el nivel del mar, debido a la variación en la densidad del aire, la disipación de calor se hace menos efectiva, por lo que es común que los fabricantes de transformadores los diseñen para disipar el calor en forma normal hasta una altitud de mil metros sobre el nivel del mar, reduciendo entonces su capacidad a mayor altura debido a la reducción que se sufre en la disipación de calor. Se puede expresar esta reducción en una forma aproximada como factor que se aplica por cada 100 metros, sobre una altura de 1000 metros sobre el nivel del mar, siendo estos factores para los casos más comunes los siguientes:

- Para transformadores en aceite con enfriamiento natu-

- ral: 0.4 %
- Para transformadores en aceite con circulación de aire forzado: 0.5 %
 - Para transformadores en aceite con circulación forzada de aceite y circulación forzada de aire: 0.5 %
 - Transformadores secos con enfriamiento natural: 0.3 %
 - Transformadores secos con ventilación forzada: 0.5%

----- Algunas Características Constructivas de los

Transformadores -----

Las principales partes que constituyen un transformador de potencia son el núcleo magnético, los devanados, el conmutador con cambiador de derivaciones (en vacío o bajo carga), el tanque, los dispositivos de enfriamiento, las boquillas así como algunos otros accesorios (ruedas de rolar, ganchos de sujeción, etc.).

El núcleo -----

Se puede construir del tipo columnas o acorazado, por lo general, de lámina de grano orientado a reducir las pérdidas en el hierro. El problema de las pérdidas en el hierro y por efecto Joule en los devanados, tiene una importancia notable en los criterios de selección de los transformadores ya que estas pérdidas, inciden directamente sobre los costos de operación.

Con relación a los devanados es práctica común que para los de alta tensión se construyan bobinas del tipo discoidal o seccionadas y para los de baja tipo helicoidal, por lo general los devanados de mayor tensión se conectan en estrella con el objeto de reducir el aislamiento interno del transformador a la tensión $V/\sqrt{3}$, para el devanado de menor tensión se puede adoptar indistintamente la conexión estrella o delta.

Cambiador de Derivaciones

Sirve para cambiar la relación del transformador, por variación del número de espiras activas de los devanados y se encuentran de dos tipos:

- Cambiador de derivaciones en vacío, es decir con el transformador desconectado de la red.
- Cambiador de derivaciones con carga, es decir con el transformador energizado y alimentando una carga.

Los cambiadores de derivaciones bajo carga pueden tener las siguientes variaciones constructivas:

- Que el cambiador esté constituido por contactos fijos y móviles que por medio de un selector, conectar la posición de la espira deseada, con el interruptor que hace el cambio bajo carga.
- En el otro tipo, los contactos se encuentran permanentemente conectados sobre dos posiciones diferentes del devanado, la conmutación se hace también con un

interruptor, pero con la garantía de que no existirá interrupción de corriente.

Tanque

Por lo general son de forma rectangular y cilindricos, se construyen de laminas de acero.

Boquillas o Aisladores

Se construyen generalmente de porcelana vidriada y aquellas para transformadores con tensiones superiores a 34.5 KV por lo general se construyen del tipo condensador, con papel baquelizado o papel y aceite en el aislamiento interior. El conductor interno que atraviesa la boquilla puede estar constituido por cobre trenzado o bien cobre flexible, terminando en un conector de cobre estañado o plateado para el mejor contacto con la conexión con los devanados en el transformador .

1.2.2.1.2 Transformador de Potencial

Los llamados transformadores de potencial, se emplean para medición y/o protección; su nombre se debe a que la cantidad principal por variar es la tensión, o sea que permiten reducir un voltaje, de un valor que puede ser muy alto, a un valor utilizado por los instrumentos de medición o protección. Los transformadores de poten-

cial, pueden tener relaciones de transformación diferentes, dependiendo del número de secundarios que tenga.

Debido a que los devanados del transformador tienen una caída de tensión, para el caso constructivo ideal y real, existen básicamente dos tipos de errores en el uso de transformadores de potencial; una se denomina error de relación y el otro, error de fase o ángulo.

El error de relación se puede expresar en % como sigue:

$$n = K_n \times \frac{V_2 - V_1}{V_1} \times 100 \quad (1 - 1)$$

donde:

- n : Error de relación (positivo o negativo)
- K_n : Relación de transformación
- V_1 : Tensión en el primario
- V_2 : Tensión en el secundario

El error de ángulo se puede determinar a partir del diagrama vectorial real del transformador.

Tabla 1-1

Clase de Precisión para Transformadores de Potencial		
Clase	Error de relación en %	Error de ángulo en minutos
0.1	+ 0.1	+ 5
0.2	+ 0.2	+ 10
0.5	+ 0.5	+ 20

1.0	+ 1.0	+ 40
3.0	+ 3.0	--

Desde el punto de vista de especificaciones, en un transformador de potencial, además de la relación de transformación se debe indicar la potencia de consumo de los aparatos que va alimentar y su clase de precisión.

La potencia por suministrarse puede calcularse como sigue:

$$P = V_2 \times I_2 = \frac{V_2^2}{z} \quad (1 - 2)$$

1.2.2.1.3 Transformadores de Corriente

Cuando se desea hacer mediciones, cuyos valores son elevados y no pueden ser manejados directamente por los instrumentos de medición o protección, o bien, cuando se trata de hacer mediciones de corriente en circuitos que operan a tensiones elevadas, es necesario establecer un aislamiento eléctrico entre el circuito primario conductor y los instrumentos. Este aislamiento se logra por medio de los denominados transformadores de corriente, cuya función principal es transformar o cambiar un valor de corriente de un circuito a otro, que permita la alimentación de instrumentos y que por lo general es de 5 amperios según normas, proporcionando el aislamiento

necesario en la tensión.

Si se considera la excitación en el transformador, entonces corresponde al caso real, los mismos que presentan error de relación, que viene expresado por:

$$n = \frac{K_n \times I_2 - I_1}{I_1} \times 100 \quad (1 - 3)$$

donde :

n : Error de relación

K_n : Relación de transformación $K_n = I_1/I_2$

I_1 : Corriente en el primario

I_2 : Corriente en el secundario

Error de ángulo; en la misma forma que para transformadores de potencial (TP), existe error de ángulo, que depende del servicio que preste el transformador; en los transformadores de corriente (TC) existe el mismo error, y que se indica por medio de un ángulo entre vectores de corriente primaria I_1 y secundaria I_2 en el transformador.

La influencia del error de ángulo en los transformadores de corriente puede ser notable, ya que conduce a errores de precisión en las mediciones, por lo que se debe tratar en lo posible reducir al mínimo este tipo de errores. Se puede reducir error de relación o de ángulo, actuando directamente sobre la corriente magnetizante del

transformador, tratando de reducirla a sus límites más bajos. Con respecto a la corriente primaria, la corriente magnetizante en función de la carga, está dada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$I_0 = \frac{R Z_2}{W \times N_1 \times N_2} \times I_2 \quad (1 - 4)$$

Donde :

- I_0 : Corriente magnetizante
- W : $2 \pi f$
- f : Frecuencia del sistema (60 Hz)
- R : Reluctancia del circuito magnetizante
- Z_2 : Impedancia total secundaria
- N_1, N_2 : Número de espiras primarias y secundarias respectivamente

Desde el punto de vista de diseño, se puede tratar de reducir la reluctancia del transformador, para lo cual se puede tratar de reducir las dimensiones del núcleo y emplear fierro de alta permeabilidad magnética, para reducir al máximo la reluctancia dispersa.

Desde el punto de vista del servicio o prestación del transformador de corriente, la ecuación que rige su comportamiento es:

$$p = Z \times I^2 \quad (1 - 5)$$

donde :

- P : Potencia suministrada a la carga en VA
 Z : Impedancia de la carga
 I₂ : Corriente secundaria del transformador de corriente

1.2.2.1.4 Selección de Transformadores de Instrumento

(Potencial y Corriente)

Como elementos generales para la especificación de transformadores de instrumento, se deben considerar los siguientes:

- Tipo de instalación
- Tipo de aislamiento
- Potencia
- Clase de Precisión

Tipo de Instalación

Los transformadores de instrumento se construyen para ser instalados en interiores o exteriores, es decir, pueden ser tipo interior o de tipo intemperie.

Normalmente por razones económicas las instalaciones hasta 25 KV se construyen del tipo interior, en tanto que las de 34.5 KV en adelante es práctica común que sean intemperie.

Tipo de Aislamiento

El tipo de aisladores empleados en los transformadores de instrumento puede variar según el rango de tensión en que se instalen, así:

- Para baja tensión. Los transformadores de instrumentos usados en baja tensión, (hasta 1 KV) que por lo general son del tipo interior, emplean como aislamiento resinas sintéticas o aire.
- Para media tensión. Los transformadores de instrumentos usados en tensiones comprendidas entre 3 y 25 KV, emplean por lo general como aislamiento resinas sintéticas y en algunos diseños antiguos aceite con envolvente de porcelana. Las resinas sintéticas se emplean en instalaciones tipo interior, en tanto que para las instalaciones de tipo intemperie se emplean de porcelana que contiene aceite o bien aislamientos tipo seco.
- Para alta tensión. Se conceptúan así a los transformadores de instrumento que se usan en instalaciones eléctricas de 34.5 KV y tensiones mayores, en estos casos los aislamientos son por lo general de papel dieléctrico impregnado en aceite colocados dentro de porcelana.

Desde el punto de vista de aislamiento los transformadores de instrumento deben cumplir con las siguientes especificaciones dieléctricas:

- Tensión de impulso o de rayo con onda de 1.2/50 μ seg.

- Tensión a la frecuencia del sistema (60 Hz) durante un minuto
- Tensión a la frecuencia del sistema (60 Hz) durante 10 seg. en húmedo (para el aislamiento exterior en su caso)
- Tensión de impulso de maniobra con onda de 250/2500 useg. (para tensiones superiores a 300 KV entre fases)
- Descargas parciales
- Factor de potencia dieléctrico.

Potencia

Los transformadores de instrumento alimentan a instrumentos de protección o medición que tienen bajo consumo de potencia. No obstante esto, este parámetro es importante en los transformadores de instrumento, ya que tienen relación con la precisión del transformador.

Existen ligeras diferencias en el tratamiento de la determinación de la potencia que debe tener un transformador de corriente o potencial, ya que cada uno opera con un parámetro fundamental diferente; pero en general los elementos que intervienen en la determinación de la potencia son:

- Potencia de los instrumentos por alimentar.
- El consumo de potencia de los conductores que conectan al transformador con los instrumentos por conectar.

Estas cantidades son las que frecuentemente determinan que un transformador de instrumento, tenga dos relaciones de transformación (dos devanados secundarios) o bien características distintas de relación de transformación.

El consumo de los conductores se calcula a partir de sus características, es decir para alimentar a un instrumento de corriente, por ejemplo de 5 A se conoce el calibre del conductor o su sección en mm², y de tablas para conductores, para el material considerado (generalmente cobre), se determina su resistencia o impedancia de manera que el consumo es:

$$VA = \frac{R \times I^2}{\text{Cos } \psi} \quad (1 - 6)$$

siendo el $\text{Cos } \psi$ el factor de potencia del transformador de instrumento.

En el caso de los transformadores de potencial, el consumo de los conductores se determina a partir de la señal de tensión como:

$$VA \text{ conductor} = \frac{V^2}{Z \text{ conductor}} \quad (1 - 7)$$

siendo V la tensión de salida de TP, de manera que los VA de un transformador de instrumento se calcula como:

$$VA \text{ transfor.} = VA \text{ instrumento} + VA \text{ conductor (1 - 8)}$$

La resistencia de los conductores se dan por lo general en Omhs/m y el valor total se calcula para la longitud total, ida y vuelta, es decir 2L.

$$R \text{ conductor} = r \times 2L \quad (1 - 9)$$

$$Z \text{ conductor} = Z \times 2L \quad (1 - 10)$$

r y Z en Omhs/m y L se expresa en metros.

Clase de Precisión

La clase de precisión de los transformadores de instrumento depende del tipo de instrumento por alimentar (de medición o de protección), de la potencia de consumo y su factor de potencia.

1.2.2.1.5 Características de Aislamiento de Transforma-

dores de Distribución

Las características de aislamiento eléctrico, que deben cumplir los transformadores de distribución de acuerdo a las normas ANSI y CEI se dan en la tabla 1-2.

Tabla 1-2

Pruebas Dieléctricas para Transformadores de Distri-
bución en Aceite

Clase de tensión KV	Tensión no disruptiva a 60 Hz KV eficaz	Nivel de aislamiento básico NAB KV cresta	Onda cortada tiempo mínimo de flameo, KV cresta, micro segundos
8.7	26	75	88
12 (*)	28	75	85
15	34	95	110
18	40	125	145
24 (*)	50	125	145
25	50	150	175
33 (*)	70	170	195
34.5	70	200	230

(*) Práctica europea.

Tabla 1-3

Características Eléctricas del Pasatapa de los Transformadores de Distribución

Clase de Tensión KV	Longitud de fuga mínima cm. (pulg.)	Nivel de Aislamiento básico NAB KV	Tensión no disruptiva 60 Hz	
			KV seco 1 minuto	KV húmedo 10 segun.
8.7	17.8 (7)	75	27	34
15	25.4 (10)	95	35	30
18	38.1 (15)	125	42	36
25	43.2 (17)	150	70	60
34.5	67.3 (25.6)	200	95	80

1.2.2.1.6 Capacidad de Sobrecarga de los Transformadores

de Distribución

Para el diseño de las redes primarias, se deberá tomar en cuenta la capacidad de la sobrecarga de los transformadores, en función a la temperatura ambiente y al diagrama de carga.

A fin de obtener los valores de sobrecarga de

TABLA 1 - 4

SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS TIPO POSTE

CARGA PREVIA AL PICO

TIEMPO DE SOBRECARGA EN HORAS	50 %					70 %					90 %				
	0	10	20	30	40	0	10	20	30	40	0	10	20	30	40
	TEMPERATURA AMBIENTE MAXIMO °C					TEMPERATURA AMBIENTE MAXIMO °C					TEMPERATURA AMBIENTE MAXIMO °C				
	2.00	1.87	1.68	1.46	1.46	2.00	1.96	1.76	1.56	1.33	2.00	1.80	1.60	1.38	1.12
1	2.00	1.86	1.71	1.53	1.34	1.94	1.79	1.62	1.44	1.24	1.86	1.68	1.50	1.31	1.09
2	1.78	1.64	1.51	1.36	1.20	1.73	1.60	1.46	1.31	1.14	1.67	1.53	1.39	1.23	1.05
4	1.57	1.46	1.34	1.22	1.09	1.55	1.44	1.32	1.19	1.06	1.53	1.41	.29	1.16	1.02
8	1.45	1.35	1.24	1.13	1.02	1.45	1.34	1.24	1.13	1.01	1.44	1.34	1.23	1.13	1.01
24	1.42	1.32	1.22	1.10	1.00	1.42	1.32	1.22	1.10	1.00	1.42	1.32	1.22	1.10	1.00
	SOBRECARGA SIN EXCEDER LA TEMPERATURA NOMINAL DE LOS BOBINADOS														
	SOBRECARGA CON 10 °C DE TEMPERATURA ADICIONAL EN LOS BOBINADOS														
1/2	2.00	2.00	2.00	1.84	1.65	2.00	2.00	1.92	1.72	1.52	2.00	1.96	1.78	1.56	1.34
1	2.00	1.98	1.84	1.68	1.51	2.00	1.92	1.76	1.47	1.40	1.98	1.82	1.65	1.47	1.28
2	2.00	1.74	1.62	1.48	1.34	1.83	1.70	1.56	1.36	1.28	1.78	1.64	1.51	1.36	1.20
4	1.65	1.55	1.44	1.32	1.20	1.63	1.53	1.38	1.26	1.17	1.61	1.50	1.39	1.25	1.14
8	1.52	1.42	1.33	1.23	1.12	1.52	1.42	1.32	1.21	1.11	1.51	1.41	1.32	1.21	1.11
24	1.48	1.40	1.30	1.20	1.08	1.48	1.40	1.30	1.20	1.08	1.48	1.40	1.30	1.20	1.08

la tabla 1-4, se determinará la carga pico y previa al pico equivalente.

Carga Pico Equivalente (Peq). Una vez definida el periodo del pico, éste se divide en periodos de 10 a 15 minutos y la carga puntual se obtiene de las mediciones. Si los periodos se definen como t y la carga como p; la carga pico equivalente será:

$$Peq. = \sqrt{\frac{p_1^2 \times t_1 + p_2^2 \times t_2 + \dots + p_n^2 \times t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1-11)$$

Peq. \geq 90 % de la carga a la hora de punta

Carga Inicial Equivalente (Pieq). Se obtiene en un periodo de 12 horas, previo al pico con intervalos de una hora.

$$Pieq. = 0.29 \sqrt{p_1^2 + p_2^2 + \dots + p_n^2} \quad (1-12)$$

Sobrecarga Admisible en Transformadores

A continuación se dan valores de sobrecarga típicos para los diagramas de carga en electrificación rural, para diferentes altitudes obtenidos de la tabla 1-4, considerando una carga inicial menor del 50 % y con un pico de 2 horas.

Tabla 1-5

Altitud en metros	Temperatura ambiente promedio °C	Sobrecarga admisible %
0 - 1000	35	28
1001 - 2000	30	36
2001 - 3000	25	44
3001 - 4000	20	51
más de 4000	15	58

1.2.2.2 Interruptores

Los interruptores son los elementos cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacío o cortocircuito; es decir, con condiciones normales o anormales. Su operación o ciclo de trabajo puede consistir de lo siguiente:

- Desconexión normal
- Interrupción de corriente de falla
- Cierre con corrientes de falla
- Interrupción con corrientes capacitivas
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas
- Fallas de línea corta (falla kilométrica)
- Oposición de fase durante las salidas del sistema
- Recierre automáticos rápidos
- Cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra.

Los valores nominales de un interruptor, deben considerar las condiciones de operación posibles men-

cionadas anteriormente, o sea que su diseño debe considerar estos factores y desde luego que deben estar diseñado y construido para conducir las corrientes de plena carga del sistema en que se encuentra y soportar los esfuerzos electrodinámicos debidos a las corrientes de cortocircuito. Las normas internacionales recomiendan que como mínimo, deben especificar las siguientes características nominales de un interruptor:

- Tensión nominal y corriente nominal
- Frecuencia nominal
- Capacidad de interrupción simétrica y asimétrica
- Capacidad de cierre en cortocircuito
- Máxima duración de la corriente de cortocircuito o corriente de tiempo corto
- Ciclo de operación normal.

Tensión Nominal

Durante las condiciones normales de operación de un sistema, la tensión no es constante, por lo que los fabricantes deben garantizar, la correcta operación del interruptor a la tensión máxima de diseño, por lo general es mayor que la tensión nominal de operación.

La tensión máxima de diseño de un interruptor, es el máximo valor de tensión, para el cual el interruptor está diseñado y representa el límite superior de

tensión al cual el interruptor puede operar. En la tabla 1-6 se indican algunos valores de tensiones nominales del sistema y las correspondientes máximas de diseño.

Tabla 1-6

Tensiones nominales y Tensiones Máximas de Diseño	
Tensión nominal KV	Tensión máxima de diseño KV
2.2	2.2
4.16	4.16
13.18	15.0
23.0	24.6
34.5	38.0
69.0	72.5
115.0	123.0
230.0	245.0
400.0	420.0

Corriente Nominal -----

La corriente nominal de un interruptor, es el valor eficaz de la corriente expresada en amperios, para el cual está diseñado y que debe ser capaz de conducir continuamente sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura.

La elevación de temperatura de cada una de las partes de los interruptores, cuando se prueba para verificar su capacidad de conducción de corriente nominal, se indica en la tabla 1-7.

Tabla 1-7

Elevación Máxima de Temperatura para las Diferentes Partes de un Interruptor

Partes o Componentes	Limites de elevación de temper. °C	
	Interruptor en aceite	Interruptor que no usa aceite
- Contactos en aire	30	35
- Contactos en aceite	30	--
- Aceite	30	--
- Bobinas de potencial con aislamiento tipo O*	35	35
- Bobinas en serie con aislamiento tipo O*	50	50
- Bobinas en serie y de potencial con aisl. A	50	50
- Bobinas en serie y de potencial con aisl. B	70	70
- Todas las otras partes del interruptor	70	70

O* : Tipo sintético

A : Papeles en aceite

Los valores dados en la tabla 1-7, corresponden a interruptores de operación exterior (intemperie). Para interruptores que operan en interiores, estos límites de elevación de temperatura se basan sobre la temperatura ambiente dentro del elemento que los contiene, y que no deben exceder a 40 °C, si el interruptor tiene contactos de cobre; o de 55 °C, si el interruptor tiene contactos de plata o cobre plateado.

Frecuencia Nominal

Es la frecuencia a la cual está diseñado para operar, y que corresponde a la frecuencia del sistema al

cual se va a conectar.

Capacidad de Interrupción Simétrica y Asimétrica

ca

--

Como es sabido las corrientes de cortocircuito, están formadas de varias componentes, si se toma un oscilograma de una corriente de cortocircuito, se puede observar que en general son asimétricas con relación a un eje de referencia, de tal manera que el valor eficaz de la corriente varía con el tiempo; mostrada en la figura 1-1.

Después del instante de la falla, la corriente de c.c. decae de un alto valor inicial I_{pk} (produce efectos dinámicos) a valor sostenido, además hay que agregar el tiempo propio de los relevadores que envían la señal de apertura al interruptor, después de la iniciación del cortocircuito, por lo que el valor real de la corriente interrumpida por el interruptor, es menor que el valor inicial de la corriente de cortocircuito.

La CEI define la corriente de interrupción de un polo, como el valor de la corriente en el polo en el instante de separación de los contactos y se expresa por dos valores:

- a) Corriente simétrica
- b) Corriente asimétrica,

que representan las corrientes de apertura.

a) La corriente simétrica, es el valor eficaz de la componente de corriente alterna en el polo, en el momento de la separación de los contactos, referidos a la figura 1-1, su valor está dado por:

$$I_{sim} = \frac{ab}{\sqrt{2}} \quad (1-13)$$

b) La corriente asimétrica, es el valor eficaz del valor total de la corriente que comprende las componentes de corriente alterna y corriente continua en un polo, en el instante de la separación de los contactos, de la figura 1-1 se ve que el valor de la corriente asimétrica es:

$$I_{asim} = \sqrt{\left[\frac{ab}{\sqrt{2}}\right]^2 + bc^2} \quad (1-14)$$

Frecuentemente se expresa, la relación entre las corrientes simétrica y asimétrica de c.c. por medio de un afactor de asimetría:

$$I_{asim} = K I_{sim} \quad (1-15)$$

K : Factor de asimetría

Este valor de K, depende de la relación entre la reactancia inductiva y la resistencia del circuito, en

donde se va a instalar el interruptor.

$$K = f \frac{X}{R} \quad (1 -16)$$

normalmente va tabulado en tablas.

La capacidad interruptiva de un interruptor, se calcula como $\sqrt{3}$ veces la tensión nominal, por la corriente simétrica o asimétrica, según el caso.

$$P_{cc \text{ sim}} = \sqrt{3} \text{ KV} \times I_{sim} \quad (1 -17)$$

$$P_{cc \text{ asim}} = \sqrt{3} \text{ KV} \times I_{asim} \quad (1 -18)$$

o bien :

$$P_{cc \text{ asim}} = K P_{cc \text{ sim}} \quad (1 -19)$$

Capacidad de Cierre en Cortocircuito

Este valor caracteriza la capacidad de un interruptor, para cerrar sus contactos en condiciones de corto circuito en el sistema.

Corrientes de cierre. La corriente de cierre de un interruptor, cuando cierra sobre un cortocircuito, es el valor eficaz de la corriente total incluyendo las componentes de C.A. y C.D. y que se miden en la envolvente de la onda de corriente en su primer valor cresta.

La corriente de cierre de un interruptor, es

aquella que corresponde a esta maniobra, a la tensión nominal del mismo; se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$I_{pk} = 1.8 \sqrt{2} I_{sim} \quad (1 - 20)$$

La corriente nominal de tiempo corto de un interruptor; es el valor eficaz de corriente, que el interruptor puede conducir en posición cerrada, sin sufrir daños para intervalos de tiempos cortos especificados. Estas corrientes, se expresan por lo general en KA, para un periodo de 1 segundo o de 4 segundos; estas corrientes por lo regular no se especifican para interruptores de baja tensión, debido a que están equipados con dispositivos de disparo directo y su objetivo es determinar sus limitaciones térmicas.

Ciclo de Operación Normal

Consiste de un número de operaciones establecidas, con intervalos de tiempo dados. De acuerdo con las recomendaciones de las normas de la CEI, el ciclo de operación de un interruptor que no está especificado para autocierre se puede expresar como sigue:

a) o - t - c - t' - co

b) o - t'' - co

siendo:

o : operación de apertura
 c : operación de cierre
 co : operación de cierre seguida de una apertura
 t, t' : intervalos de tiempo, expresado en minutos
 t'' : intervalo e tiempo, expresado en segundos

Por ejemplo, un interruptor con un ciclo doble de operación: o - .15 seg - co; significa que cuando ocurre una falla abre (o), deja transcurrir 0.15 seg y cierra siguiendo de una apertura, si la falla persiste (co).

El ciclo de operación para los interruptores con autocierre, es el siguiente: o - 0 - co; instantáneamente, cero, representa el tiempo muerto del interruptor en ciclos o segundos.

Condiciones de Operación de los Innterruptores

En diferentes circunstancias los interruptores, se pueden ver sometidos a diferentes esfuerzos, por ejemplo la corriente varia de unos cuantos amperios, cuando se tienen transformadores en vacio, hasta valores muy grandes de corriente, que puede llegar a ser del orden de kiloamperios, pudiendo también operar para conectar líneas en vacio, de tal forma que mientras las corrientes de carga son más o menos óhmicas, las corrientes de cortocircuito son puramente inductivas y la desconexión de

líneas en vacío puramente capacitivas.

Los interruptores, no solamente deben interrumpir sino también cerrar circuitos, esto produce algunos problemas especialmente cuando el interruptor, se encuentra cercano al cortocircuito, debido a que la corriente a través del arco producido por la ruptura dieléctrica, pueden dañar los contactos. Esta situación en general no es deseable, debido a que el interruptor debe estar en la posibilidad de abrir sus contactos una vez más, ya que alrededor de un 20 % de cortocircuitos que ocurren persisten, de manera que el interruptor inmediatamente de un recierre, debe estar en posibilidad de abrir. Esta condición de operación es muy severa especialmente si el interruptor, interrumpe corrientes muy grandes.

Las principales condiciones de operación, a las que se ve sometido un interruptor y que se pueden mencionar son, en adición a la capacidad interruptiva y a la capacidad de cierre sobre cortocircuito, las siguientes:

- Interrupción de cortocircuito
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas
- Desconexión de capacitores
- Desconexión asincrónica
- Interrupción con falla de línea corta (falla kilométrica)

1.2.2.3 Seccionadores

Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión pero en general sin corriente, ya que poseen una capacidad interruptiva casi nula.

Su empleo es necesario en los sistemas, ya que debe existir seguridad en el aislamiento físico de los circuitos, antes de realizar cualquier trabajo y para los cuales la presencia de un interruptor no es suficiente para garantizar un aislamiento eléctrico.

Los seccionadores en particular deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Garantizar un aislamiento dieléctrico a tierra y sobre todo en la apertura. Por lo general se requiere entre puntos de apertura del seccionador un 15 a 20 % de exceso en el nivel de aislamiento, con relación al nivel de aislamiento a tierra.
- Conducir en forma continua, la corriente nominal sin que exista una elevación de temperatura en las diferentes partes del seccionador y en particular de los contactos.
- Soportar en un tiempo especificado (generalmente 1 segundo), los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de un cortocircuito.

- Las maniobras de cierre y apertura, se deben realizar con toda seguridad, es decir sin posibilidad de que se presenten falsos contactos o posiciones falsas, aún en condiciones atmosféricas desfavorables como puede ser por ejemplo la presencia de hielo.

Los seccionadores pueden tener formas constructivas y características constructivas que tiene variantes, en base a la tensión de aislamiento y la corriente que deben conducir en condiciones normales, pudiendo distinguir:

Seccionadores Unipolares:

En este seccionador, en la posición cerrada, la navaja se encuentra insertada en un contacto que está a presión, aprisionando fuertemente la navaja, para garantizar un buen contacto eléctrico.

Pueden haber de una o más navajas, según sean la corriente nominal que conducen, por lo general se emplean en baja tensión y en tensiones medias, con corrientes hasta de 1000 o 1500 amperios.

Seccionadores Tripolares:

Son básicamente el mismo tipo de seccionadores unipolares, pero el mando es tal que se accionan las tres

fases simultáneamente.

Seccionador Unipolar de Rotación:

Estos pueden tener un perno control o bien con interrupción doble, o pueden existir con interrupción simple con columna central giratoria, son utilizados por lo general en sistemas de alta tensión con corrientes hasta de 2000 amperios.

Seccionador Tripolar Giratorio:

Son prácticamente iguales a los giratorios unipolares, pero emplean mando tripolar para accionamiento simultáneo de los tres polos, por lo general se usan en 69 y 115 KV.

Seccionador de Apertura Vertical:

En estos seccionadores se tiene un giro de 110° de la columna central del aislador, la apertura se realiza en dos tiempos, por medio de un giro de 60° de la cuchilla (navaja), que gira sobre su propio eje y un movimiento vertical de la otra navaja en forma propia.

Los puntos en contacto son antihielo y a prueba de contaminación. Se usan en sistemas de 85 a 230 KV.

Seccionadores Tipo Pantógrafo:

Se construyen en general del tipo monopolar, siendo su elemento de conexión del tipo pantógrafo, de donde viene su nombre, el cierre del circuito se obtiene levantando el contacto móvil que se encuentra sobre el pantógrafo, conectándose al contacto fijo que se monta sobre el cable o sistemas de barras de la subestación, su empleo es importante en las subestaciones en donde se dispone de poco espacio para la subestación; y por otro lado presentan la ventaja que pueden ser inspeccionados sin poner fuera de servicio esa parte de la instalación.

Formas de accionamiento:

- Manual directo o con pértiga
- Manual con mando por varilla o palanca o manivela
- A control remoto accionados por motor eléctrico o bien en forma neumática.

1.2.2.4 Seccionadores Fusibles

El uso de seccionadores fusibles para la protección contra el cortocircuito y sobrecargas en los sistemas de baja tensión, ha sido muy común por su simplicidad y el bajo costo que estos elementos representan, estas características hacen que también sean usados en circuitos de media tensión.

El fusible está reservado, para la interrupción

automática del circuito, que protege cuando se verifican condiciones anormales de funcionamiento que están normalmente asociados con las sobrecorrientes, esta interrupción se obtiene de la fusión del elemento fusible, que en sí representa la parte fundamental y que determina sus características.

La función del fusible es diferente de aquella que desempeñan los interruptores automáticos, ya que un fusible no está diseñado para desarrollar operaciones de maniobra de apertura y cierre de un circuito, ya que cada vez que opera requiere de la sustitución de su elemento fusible.

La función principal del seccionador fusible, la desarrolla el elemento fusible propiamente dicho, al cual se le deja la función de soportar sin calentamiento excesivo la corriente nominal y de fundirse durante un tiempo determinado, cuando la corriente supera el límite máximo de fusión previsto, este tiempo depende de la densidad de corriente del elemento fusible y otras características, como su resistividad, calor específico, etc.

Las características principales que definen a un seccionador fusible son:

- Tensión Nominal. Es el valor de la tensión, para la cual se designa la operación del seccionador y que normalmente corresponde, a la tensión máxima de diseño del

seccionador, en correspondencia a la tensión máxima de operación del sistema, en el que se va a operar.

- Corriente Nominal. Es el valor de la corriente, al cual el fusible no debe presentar calentamiento excesivo y a la que operará por tiempo indefinido. En general este valor se asocia también a los valores máximos de no fusión (1.2 In) y al mínimo de fusión (1.6 In).
- Capacidad interruptiva. Es el máximo valor de la corriente, que el fusible está en posibilidad de interrumpir cuando el seccionador, está a su tensión nominal y condiciones determinadas de tensión de restablecimiento y factor de potencia (o constante de tiempo). En el caso de los circuitos de corriente alterna, se expresa como el valor máximo de la corriente de corto circuito simétrica.

Los seccionadores fusibles que se emplean en los circuitos de alta y media tensión se construyen por lo general de los tipos siguientes:

- De expulsión
- De ácido bórico

En el seccionador fusible tipo expulsión, un tubo de material orgánico capaz de producir una cantidad notable de gas y soportar una alta temperatura, une a los dos terminales del seccionador, este tubo también tiene un dispositivo de contacto, de manera que cuando el fusible se funde, los contactos se separan cayendo el tubo de

manera que se puede observar físicamente la operación. El fusiónamiento del fusible produce mucho gas y ruido de estos seccionadores; se pueden emplear hasta 115 KV con corrientes de cortocircuito simétricas hasta de 20 KA.

En los seccionadores de ácido bórico, la función del tubo de material orgánico, se sustituye por un cuadro de este material, de manera que el elemento fusible se coloca en el extremo abierto del tubo aislante y cuando interviene en el punto de contacto, se alarga el arco hacia el espacio en donde se pone el ácido bórico, éste bajo la acción del calor se descompone, desarrollando vapor de agua cuyo efecto de ionizante es más eficaz que la del gas en los seccionadores de expulsión.

Los seccionadores de expulsión y de ácido bórico, se aplican en el mismo rango de tensiones y corrientes.

1.3 Coordinación del Nivel de Aislamiento

1.3.1 Sobretensiones

En la operación de un sistema de potencia, pueden surgir elevaciones de tensión por encima del valor máximo de servicio, estos aumentos de tensiones se denominan sobretensiones, y su relación con la tensión máxima o nominal de operación recibe el nombre de factor de

sobretensión.

$$K = \frac{U_s}{U_m / \sqrt{3}} = \sqrt{3} \frac{U_s}{U_m} \quad (1 - 21)$$

donde:

K : factor de sobretensión

U_s : Sobretensión de fase a tierra

U_m : tensión máxima de operación

El aislamiento de los aparatos en las subestaciones, queda sometido permanentemente a los esfuerzos por la tensión de operación en las condiciones normales de servicio y esporádicamente, a solicitaciones anormales elevadas originadas por las sobretensiones.

El material expuesto debe estar en condiciones de resistir cualesquiera de esas solicitaciones en el transcurso de su vida útil, sin que su aislación sufra ningún debilitamiento, deterioro o daño, y para ello deberá tener un adecuado nivel de aislación, que se puede definir como el conjunto de las propiedades que caracterizan la aislación con relación a su rigidez dieléctrica.

Cuanto mayor es la sobretensión que puede aparecer en cualquier punto de la red, tanto más elevado deberá ser el aislamiento y a su vez un aumento de aislamiento representará, mayores costos, por cuyo motivo es de fundamental importancia, limitar estas sobretensiones

y coordinar el nivel de aislamiento, de manera que se satisfagan los requisitos técnicos con la mayor economía posible.

1.3.2 Tipos de Sobretensiones

Las sobretensiones pueden ser de origen externo o de origen interno.

Las sobretensiones de origen externo son producidas por la descarga del rayo sobre el conductor o por arcos de retorno entre conductor y estructura de sosten o hilo de guarda, cuando cualquiera de estos últimos ha sido alcanzado por el rayo.

Las sobretensiones de origen interno, son producidas al variar las condiciones de servicio y son causadas por cambios electromagnéticos bruscos dentro del sistema, ocasionadas por fallas monofásicas, por operaciones de apertura o cierre de los interruptores, por sobre velocidad de los alternadores, etc.

Las sobretensiones de origen atmosférico, son determinantes para la fijación del nivel de aislamiento en las redes de medias y altas tensiones, en tanto que en sistemas de muy altas tensiones de 400 KV o superiores y con líneas muy largas, las sobre tensiones de origen interno son las predominantes para la selección del

nivel de aislamiento.

1.3.3 Sobretensiones Externas

Las descargas atmosféricas que pueden afectar a las subestaciones, son las producidas por los rayos, que caen directamente sobre la instalación o las que inciden sobre líneas de transmisión a distancias cercanas de la subestación.

La incidencia de los rayos sobre la propia subestación, es relativamente rara, debido a la reducida superficie ocupada por la instalación, en tanto que son más frecuentes las descargas de los rayos sobre las líneas o las producidas por la inducción electrostática entre una nube de tormenta y la línea.

La descarga del rayo sobre la línea de transmisión, origina ondas móviles de impulso de frente escarpado, que se propagan a lo largo de los conductores y penetran en la instalación, originando elevadas sollicitaciones de tensión en los arrollamientos de los transformadores y el resto de la aparamenta, pudiendo producir descargas disruptivas en forma de chispa o de arco, entre conductor y masa o deterioros entre espiras del transformador.

Las sobretensiones de origen inducido, tiene

importancia únicamente en líneas de media tensión, debido a que la carga eléctrica que se libera es proporcional, a la diferencia de los potenciales de la nube y de la línea:

$$Q = C [V(N) - V(L)] \quad (1 -22)$$

donde :

C : Capacidad electrostática entre la nube y la línea.

V(N) : Potencial de la nube

V(L) : Potencial de la línea

Para tensiones de servicio de 66 KV o superiores, este efecto no se considera perjudicial y por lo tanto no se le toma en cuenta en el estudio de sistemas de alta tensión.

La descarga del rayo sobre la línea de transmisión, origina pares de ondas móviles de tensión y de corriente que se desplazan hacia ambos extremos de la línea, con una velocidad que depende de las características de la inductancia y capacitancia de servicio, y que es independiente de la tensión de operación.

La velocidad de propagación de las ondas errantes tienen los siguientes valores:

- Líneas aéreas : 300 m/s

- Cables : 100 a 150 m/s

La amplitud de la onda, se atenúa muy rápidamente por efecto corona y la forma de la onda también varía, a la entrada de la subestación, por efecto de la capacitancia a tierra de los equipos.

Debido a que la velocidad de las ondas móviles en las líneas aéreas, es prácticamente la de la luz, las líneas se pueden considerar respecto de las sobretensiones, como si fueran compensadas, y si se desprecia el efecto de la resistencia y de la conductancia de derivaciones, la impedancia de la onda de desplazamiento coincidirá con la magnitud de la impedancia característica de la línea de manera que:

$$Z = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (1 - 23)$$

donde:

Z : Impedancia característica; Ohmios

L : Inductancia; Henrios/Km

C : Capacitancia; Faradios/km

La impedancia característica o impedancia de onda tiene aproximadamente los siguientes valores:

a) Línea aérea

- Conductor simple : 400 a 500 Ohmios

- Conductor doble por fase : 300 a 330 Ohmios

- Conductor cuádruple por fase : 270 a 290 Ohmios

b) Línea subterránea

- Cables : 30 a 60 Ohmios

1.3.4 Protección contra las Sobretensiones de Origen Atmosférico

Para determinar la protección más adecuada contra este tipo de sobretensiones, es necesario tener conocimiento de la severidad o de la frecuencia de los rayos y la información que normalmente se dispone, es el nivel isoceràunico que dà el número de días, en el año que se escuchan tormentas, aunque no indica el número de descargas, ni la intensidad de la descarga para cada día tormentoso.

El nivel isoceràunico, es en general más bajo a medida que se acerca al polo y más alto en los trópicos.

1.3.4.1 Protección contra Descargas Directas del Rayo en la Subestación

Para proteger la subestación contra las descargas directas de los rayos, se utilizan hilos de guarda, de la misma sección que los usan en las líneas de transmisión, cuando el nivel isoceràunico es medianamente alto o simples astas sobre los soportes, cuando la probabilidad de rayos es muy reducida.

Esta tendencia se está haciendo de aplicación en las subestaciones a muy altas tensiones, con el objeto de reducir la altura de los soportes especialmente en zonas poco tormentosas.

Los hilos de guarda en las subestaciones, deben instalarse a una altura adecuada, para proteger eficazmente los conductores y equipos bajo tensión. El ángulo efectivo de protección es de 45° para un hilo de guarda, y de 60° cuando se utilizan más de un cable de tierra.

Un sistema usado con frecuencia para la determinación de la altura mínima de los hilos de tierra, a fin de asegurar una protección eficaz de los equipos, se basa en el método ideado por Langrehr, que supone que cuando el rayo se descarga hacia tierra y se encuentra a una altura igual al doble de la del hilo de guarda, la descarga se efectuará sobre éstos o el suelo, por ser los puntos más cercanos al rayo.

La zona de protección, queda entonces determinada de la siguiente manera:

Sea h la altura de los conductores o del equipo a protegerse, $2a$ el ancho de la celda, H la altura mínima de los hilos de guarda o de los mástiles o astas de protección; de la figura 1-2 se obtiene:

$$H = \frac{4h + \sqrt{16h^2 - 12(h^2 - a^2)}}{6} \quad (1-24)$$

Debido a que con la aplicación de esta fórmula, se obtiene a veces distancias de separación insuficientes entre masa y partes conductoras de corriente, se fijan criterios para definir las distancias a observarse entre los hilos de tierra y los conductores bajo tensión.

De acuerdo a esa regla, las distancias mínimas que deben contemplarse, se indican en la tabla 1-8.

Tabla 1-8

Separación recomendada entre hilos de guarda y elementos portadores de corriente

Tensión de servicio KV	Separación m
33	0.75
66	1.45
115	2.30
138	2.75
220	4.50
380	7.00
500	9.00

1.3.4.2 Protección Contra la Descarga de Rayos en la ----- Linea -----

Para proteger el equipo contra el efecto de las ondas de sobretensión que penetran en la subestación, se utilizan diversos dispositivos de acuerdo a la importancia de la instalación y a la frecuencia de las tormentas.

1.3.4.2.1 Hilos de Guarda -----

La primera medida de defensa contra el efecto

de los rayos en líneas de transmisión sin hilos de guarda, consiste en instalar hilos de tierra, a éstas, cubriendo una distancia de alrededor de un kilómetro, desde la subestación, para que las ondas de sobretensión que se desplazan por los hilos de protección se atenúen suficientemente, por el pasaje a tierra de la corriente de impulso a través de los soportes o torres de sosten.

En instalaciones importantes con líneas que llevan hilos de tierra, emplazadas en zonas de elevado nivel isocerámico y con suelos de alta resistividad, conviene proteger el último tramo (alrededor de 1 o 2 Km) con hilos de guarda de menor conductividad, por ejemplo con cables del tipo Aldrev, acero-aluminio, etc. en vez de cables de acero galvanizado; instalar conductores enterrados paralelos a la línea conectando las torres o soportes entre si (contrapesos), o con conductores radiales y dispersos (jabalinas) al pie de cada torre, para disminuir la resistencia a tierra y hacer más efectivo el escurrimiento de la corriente de choque.

Cuando no se instalan en las subestaciones pararrayos ni cuernos de arcos, debe adoptarse para el equipo, un nivel de aislamiento superior al correspondiente a plena aislación, para que éste pueda resistir las ondas de impulso sin que sufra ningún daño o deterioro. Esta práctica muy poco usual, se justifica en lugares

de muy bajo nivel isocerámico, menor de 10, siempre y cuando las líneas de transmisión presenten bajas resistencia de toma de tierra.

En subestaciones, que tienen permanentemente conectadas a las barras colectoras, un número elevado de líneas de transmisión, el efecto de la sobretensión disminuye especialmente debido a que encuentra varios caminos para distribuirse.

Aunque está admitido y comprobado experimentalmente, que las subestaciones a las cuales llegan tres o cuatro líneas, quedan autoprotegidas contra las sobretensiones de origen atmosférico, no es recomendable, utilizar este recurso como único medio de protección, a excepción hecha de instalaciones de tensiones no muy elevadas y en zonas donde las descargas eléctricas no son severas.

Bajo ciertas condiciones, un trozo de cable intercalado entre la línea y un transformador protege a este último, contra los peligros de ondas de impulso de frente escarpado. La protección obtenida depende de las características del conjunto de los elementos de la instalación particularmente de la longitud del cable.

Para ondas de impulso de desarrollo brusco (1/50 μ s), una extensión del cable equivalente a la vigésima parte (1/20) de la longitud de la onda incidente, es

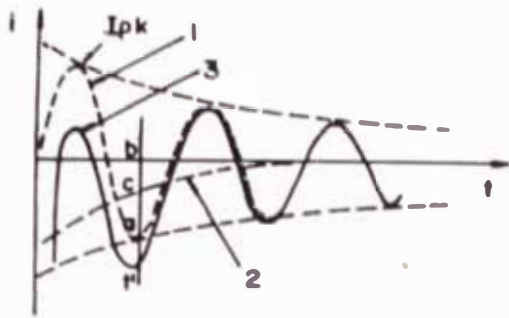
suficiente para provocar un sensible aplastamiento del frente y una disminución de la amplitud de la onda, que protegen de manera apreciable al transformador contra la mayoría de las sobretensiones atmosféricas.

1.3.4.2.2 Explosores o Cuernos de Arcos

La segunda medida de defensa contra la incidencia de los rayos, consiste en instalar explosores del tipo asta-asta o cuernos de arco. Estos dispositivos son sumamente sencillos y baratos, y por lo tanto tienen bastante aceptación y campo de aplicación, en regiones con moderados niveles isocerámicos o en instalaciones en las que no se justifica económicamente adoptar otros medios de protección más completos y costosos.

Explosor o estallador de arcos, está constituido por dos varillas o electrodos metálicos, uno de ellos bajo tensión y el otro conectado a tierra, manteniendo en el aire una distancia de separación adecuada, para evitar los reencendidos o cebados demasiado frecuentes por sobretensiones internas.

Los explosores como únicos dispositivos de seguridad de las estaciones, tienen algunos inconvenientes para una protección completa por las siguientes desventajas:



- 1 : Componente de corriente alterna
- 2 : Componente de corriente directa
- 3 : Corriente de cortocircuito
- t' : Instante de interrupción

Figura 1-1. Corrientes de Cortocircuito

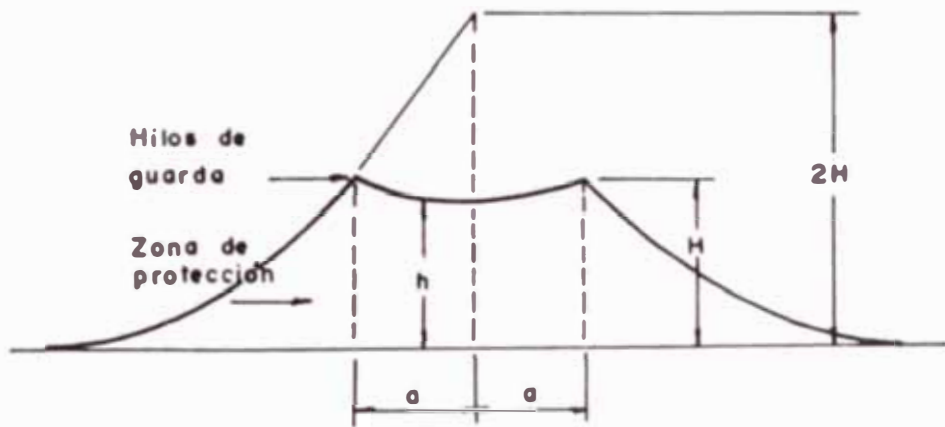


Figura 1-2. Protección contra Descargas Directas del Rayo según Langrehr mediante Hilos de Guarda

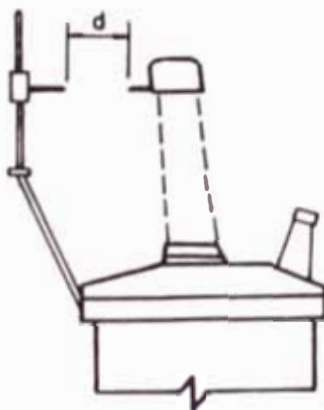


Figura 1-3. Protección contra Sobretensiones mediante Explosores

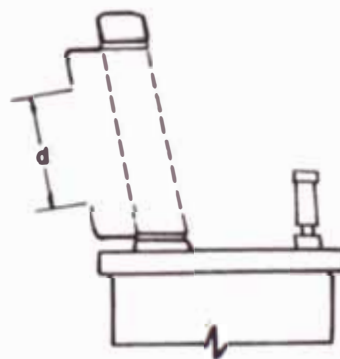


Figura 1-4. Protección de porcelanas

a) La tensión de descarga no es definida sino errática o dispersa, debido a que depende de la configuración de los electrodos (asta-asta, esfera-esfera, etc.), de las condiciones climáticas (variaciones de temperatura, de la presión atmosférica y humedad del ambiente), grado de polución, etc.

b) Cuando el explosor entra en arco, la corriente de fuga no se extingue, naturalmente desarrollandose un cortocircuito franco de fases a tierra, debiendo operar los interruptores para despegar la falla y sometiendo a éstos, cuando son del tipo de volumen reducido de aceite de cámara única de extinción, a elevados esfuerzos por la aparición del defecto evolutivo.

c) La característica tensión-tiempo del explosor, para ondas de frente escarpado, es superior al nivel resistente del material, debiendo ajustarse el dispositivo de protección con una abertura más reducida, para que actúe frente a las ondas de muy fuerte pendiente.

d) Una disminución de la distancia de separación entre las varillas del explosor, puede dar lugar a frecuentes interrupciones del servicio, por causa de sobretensiones atmosféricas de larga duración o por sobretensiones de origen interno suficientemente altas.

e) Cuando el arco se desarrolla entre los electrodos, la tensión de impulso decae bruscamente y somete a las espiras y bobinas del transformador a sollicitaciones muy severas.

Las características de las tensiones de arco con ondas normalizadas de impulso de polaridad positiva y negativa, son útiles, para calibración de éstos dispositivos de protección; curvas con las características de descargas de ondas de 1.5/40 us recomendadas por los subcomités de la AIEE, EII-NEMA se indican en las figuras 1-5 y 1-6.

Cuando se utilizan explosores para la protección de los transformadores de potencia, la práctica más corriente, consiste en instalarlos sobre o cerca de ellos o entre aisladores pasatapas como en las figuras 1-3 y 1-4.

La distancia disruptiva, se calibra para una tensión de descarga variable, entre el 70 y el 80 % del nivel de aislamiento del aparato a proteger.

Si los transformadores se protegen con pararrayos y se utilizan además explosores como defensa secundaria o de reserva, las distancias de ajuste, deberán ser superiores, para evitar que los electrodos se ceben por sobretensiones de origen interno.

Es recomendable instalar explosores en los demás aparatos expuestos a las sobretensiones de origen atmosférico, especialmente en las instalaciones en altas y muy altas tensiones para proteger la porcelana de los

CARACTERÍSTICAS DE LOS ESTALLADORES A LA TENSION DISRUPTIVA DE LA ONDA DE IMPULSO 1.5/40 μ s

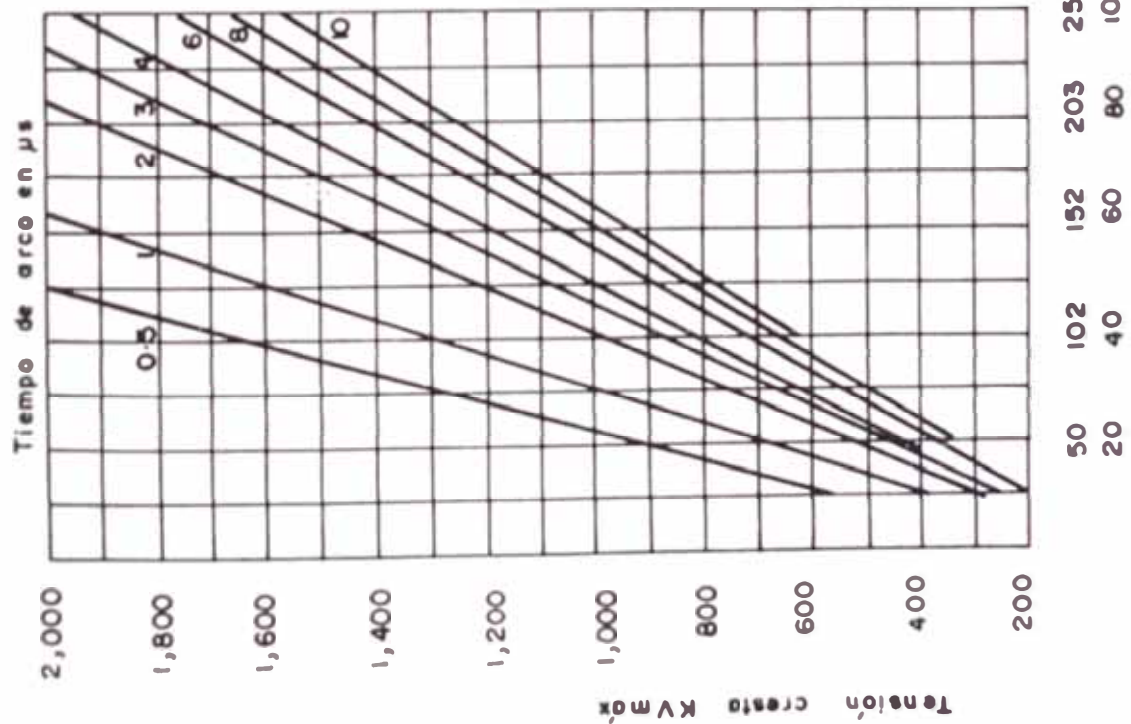


Figura 1-5. Abertura ondas positivas

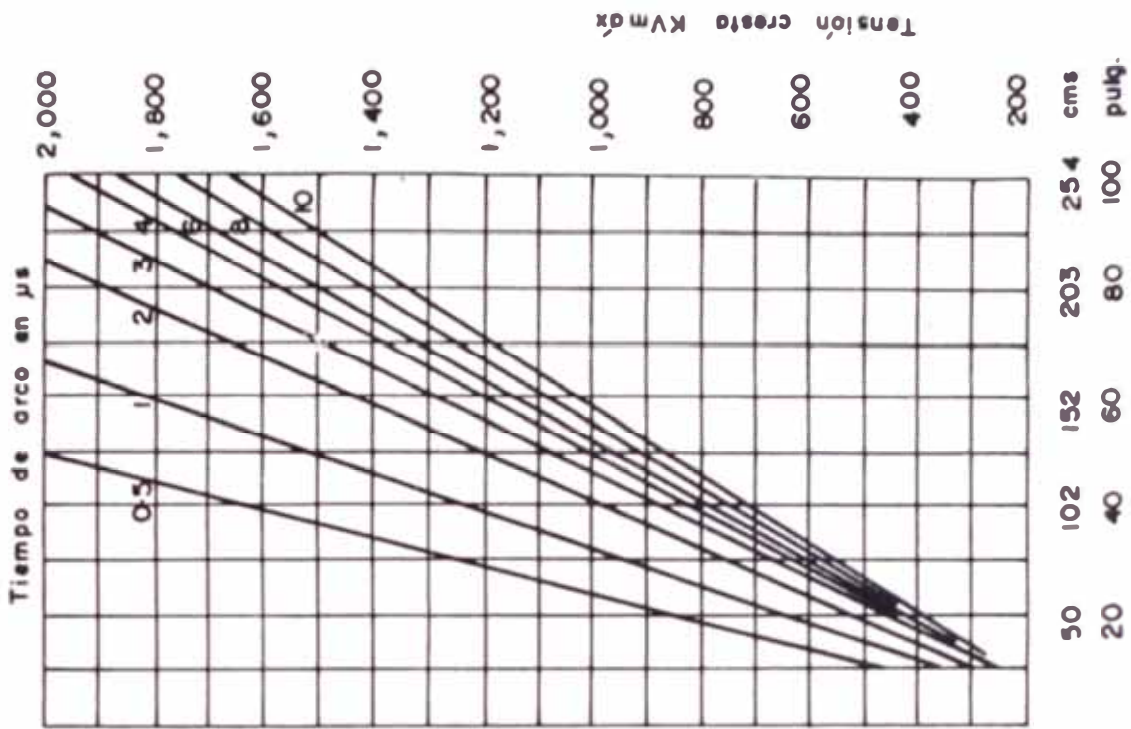


Figura 1-6. Abertura ondas negativas

equipos, de los arcos de contorno; en este caso se aumenta, la abertura de los electrodos y frecuentemente se utilizan los valores disruptivos correspondientes a tensiones de descarga del 50 %, onda negativa.

Aunque los valores de ajuste, varían de acuerdo a las estipulaciones en los diferentes países y a las condiciones particulares de la instalación, se indican en la tabla 1-9, y a título orientativo; reglajes medios para protección de los transformadores de potencia y demás aparatos, en función de la tensión de servicio y del nivel de aislamiento.

Tabla 1 - 9

Distancias de Separación de los Explosores en cm.

Um KVef.	Nivel de ais- lamiento KV cresta	Transformadores F d (cm)	I d (cm)	Otros equipos d (cm)
	170	12		15
36	200		18	20
52	250	15 a 18	20	22
72.5	325	24 a 28	30	34
100	450	35 a 40	43	48
	450		43	48
123	550		56	68
145	550		56	68
	650	55 a 66	66	86
170	750			108
	900	75 a 90		120
245	1050			130
275/300	1050		114	130

	1300	167
420	1425	180

F : Práctica Francesa

I : Práctica Inglesa

1.3.4.2.3 Protección Mediante Pararrayos

La protección más completa y segura para limitar las sobretensiones de origen atmosférico, a valores no peligrosos para aislación del equipo, se obtiene con la instalación de pararrayos.

Estos aparatos son de uso casi universal, en las instalaciones de altas y muy altas tensiones y especialmente empleados:

- a) En subestaciones donde los explosores, entran en funcionamiento con demasiada frecuencia, por ser instalaciones muy expuestas a las sobretensiones.
- b) Para la protección de los transformadores de potencia y bobinas de inductancia, especialmente cuando tienen un aislamiento reducido.
- c) Para la protección del neutro de los transformadores de potencia, cuando operan con el punto neutro aislado y los arrollamientos tienen un aislamiento gradual.
- d) En instalaciones en extra altas tensiones para reducir el nivel de aislamiento de los interruptores.

El pararrayos fija el nivel de protección de la instalación que se define, como la tensión máxima que aparece entre sus bornes de línea a tierra, en las condiciones de ensayos con ondas de impulso especificadas y representativas de las condiciones reales de servicio.

El nivel de protección a la onda de impulso, determinado por el pararrayos, queda caracterizado por el valor más elevado de las siguientes tensiones:

- Tensión de cebado para la onda plena de impulso normalizada
- Tensión residual al poder de descarga nominal
- Tensión de cebado para el frente de la onda de impulso dividido por 1.2.

El cociente entre el nivel resistente del aislamiento del material y el nivel de protección, define la relación de protección, cuyo valor mínimo es de 1.2.

$$C = \frac{N_a}{N_p} \geq 1.2 \quad (1 - 25)$$

La limitación de las ondas de choque, al descargarse a tierra a través de los pararrayos queda representada en la figura 1-7.

En la que:

1. Representa la curva de la onda de choque que penetra a la estación
2. La tensión de cebado del pararrayos a la onda de cho-

que

3. La tensión residual del pararrayos
4. La curva de la onda de sobretensión en la subestación con pararrayos
5. El nivel de protección del material
6. El nivel resistente del aislamiento del material.

Para que el pararrayos realice una protección eficaz, su instalación deberá cumplir con las siguientes estipulaciones:

- a) Que las conexiones entre el punto de unión del pararrayos y tierra sean suficientemente cortas y se disponga de una baja resistencia de tierra; y
- b) Que la distancia entre el pararrayos y el equipo a proteger sea mantenida, dentro de un valor adecuado.

El primer requisito tiene importancia en las instalaciones de media tensión, debido a que las caídas de tensión originadas por efecto óhmico e inductivo, en las conexiones, pueden alcanzar valores importantes en relación a la tensión residual del pararrayos.

La tensión total en el punto de unión del pararrayos está compuesta de:

- a) Caída de tensión inductiva, en el tramo de la unión, de línea a pararrayos, y de éste a tierra (U_l)
- b) Caída de tensión óhmica, en la resistencia de puesta a tierra (U_r) y

c) Caída de tensión óhmica en el pararrayos (U_{re}) (tensión residual).

De la figura 1-8, el valor total de la tensión será:

$$U_p = U_r + U_l + U_{re} \quad (1-26)$$

La corriente de descarga I_d , produce a través de la resistencia de tierra, la caída de tensión $U_r = R_t \times I_d$. Las caídas inductivas de tensión U_l , dependerán de la pendiente de la onda de corriente, de manera que la tensión aplicada al equipo a proteger será:

$$U_p = I_d (R_p + R_t) + L \frac{di}{dt} \quad (1-27)$$

Distancia entre el pararrayos y el equipo a

proteger

El segundo requisito consiste en fijar la distancia de separación máxima entre el pararrayos y el objeto a proteger.

Cuando la onda de tensión penetra en la subestación, su amplitud se reduce al descargarse a tierra a través del pararrayos. En ese punto de discontinuidad, se originan un par de ondas, una de las cuales se refleja y la otra se transmite al aparato, también se refleja al

llegar a ese (por ejemplo el transformador de potencia), produciéndose una oscilación transitoria de alta frecuencia, entre el pararrayos y el transformador. Esta oscilación se amortigua muy rápidamente, de manera que la sollicitación de la tensión, sobre la instalación, tiene influencia solamente en los primeros periodos y es muy breve, debido a que la frecuencia de oscilación, es directamente proporcional a la velocidad de propagación de la onda, e inversamente proporcional a la distancia de separación entre el pararrayos y el equipo a proteger.

$$f = \frac{v}{4L} \quad (1 -28)$$

donde:

v : Velocidad de propagación

L : Distancia del objeto a proteger

f : Frecuencia de oscilación de la onda de tensión

La amplitud de la oscilación propia queda determinada por la siguiente ecuación:

$$A = \frac{2s \times L}{v} \quad (1 -29)$$

donde:

A : Amplitud de oscilación

s : Gradiente de la onda de tensión en KV/us

L : Distancia protectora

v : Velocidad de propagación de la onda en m/us.

La tensión máxima, que puede aparecer entre el

pararrayos y el equipo a proteger, no deberá ser superior al nivel de la onda cortada de impulso del material, en caso contrario, se podría producir algún arco en la instalación, antes de que la onda de tensión alcance nuevamente el valor de tensión residual.

La zona protectora o alcance de protección del pararrayos, queda entonces limitada a una distancia de separación relativamente corta, de acuerdo a la ecuación 1-30.

$$U_a = U_{re} + \frac{2 s \times L}{v} \quad (1-30)$$

de donde se obtiene:

$$L = \frac{(U_a - U_{re}) v}{2 s} \quad (1 -31)$$

donde:

- U_a : Tensión resistente de la oscilación; KV_{máx}
 U_{re} : Tensión residual del pararrayos; KV_{máx}
 v : Velocidad de propagación de la onda; m/us
 s : Gradiente de la onda de tensión incidente; KV/us
 L : Distancia máxima de protección del pararrayos; m

Los valores normalmente adoptados para el gradiente de la onda de tensión son:

- Instalaciones con hilo de guarda : 500 KV/us
- Instalaciones sin hilos de guarda : 1000 a 1200 KV/us

1.3.5 Sobretensiones Internas

Estas elevaciones anormales de la tensión presentan marcadas variaciones en la forma de la onda, en su amplitud y duración. Algunas de estas sobretensiones, se caracterizan por ser autosostenidas y de larga duración, en tanto que otras desaparecen más o menos rápidamente después de la operación de los interruptores.

Las primeras se denominan sobretensiones dinámicas, y la elevación de la componente de la tensión, a la frecuencia de servicio, puede ser importante con la aparición de un defecto monofásico, por la brusca desconexión o pérdida de la carga y el aumento de la velocidad de los alternadores.

El conocimiento de estas sobretensiones, es de fundamental importancia para la adecuada selección de los pararrayos, dado que la tensión nominal de estos dispositivos de protección debe ser siempre superior a la máxima tensión eficaz, que pueda aparecer en el sistema entre fase y tierra, bajo cualesquiera de esas condiciones.

Las sobretensiones de maniobra de muy corta duración, están asociadas con cambios bruscos de los parámetros del sistema y son producidos por la operación de los interruptores en los procesos de energización y reconexión rápida de las líneas de transmisión, y de la

desconexión de corrientes inductivas y capacitivas.

La limitación de estas sobretensiones son de importancia para la reducción del nivel de aislamiento, especialmente en las instalaciones de muy altas tensiones.

Sobretensiones Dinámicas

En las redes muy malladas o con líneas de transmisión relativamente cortas, la máxima sobretensión se produce generalmente, por la aparición de una falla de fase a tierra, mientras que en sistemas de potencia, con líneas de transmisión muy largas, las sobretensiones más elevadas, se deben a la desconexión de la carga en el extremo receptor. Este efecto puede ser todavía más severo, si simultáneamente con la desconexión de la carga en el extremo receptor, se produce una falla monofásica, quedando la línea conectada del lado de la generación. En estos casos la sobrevelocidad de los alternadores juegan un papel muy importante.

Sobretensiones de Maniobras

El conocimiento de estas sobretensiones son de especial interés, para establecer el nivel de aislamiento de las líneas largas de transmisión en altas tensiones y para determinar las exigencias que deben satisfacer los

interruptores de potencia, en los procesos de maniobras sin que se produzcan reencendidos o para limitar estas tensiones transitorias a valores aceptables con el propósito de obtener, un nivel de aislamiento adecuado, desde el punto de vista técnico-económico.

Tensiones transitorias se originan en un sistema eléctrico, cuando se producen cambios internos, debido a la apertura o cierre de los interruptores en los siguientes casos:

- Energización de una línea en vacío
- Reconexión de alta velocidad de una línea
- Desconexión de una línea en vacío
- Desconexión de transformadores de potencia y reactancias de derivación.

1.3.6 Niveles de Aislamiento

El nivel de aislamiento de los materiales, para una tensión nominal dada, queda fijado por los valores de la tensión de ensayo a la onda de impulso, y por la tensión de prueba durante (1) minuto, a la frecuencia industrial. El material debe ser capaz de soportar esas tensiones de ensayo sin que se produzca perforación, contorneo o deterioro, en el transcurso de los ensayos, efectuados en condiciones especificadas.

La tensión de ensayo a la onda de impulso co-

responde al valor prescrito de una onda completa, de forma normalizada, de polaridad positiva o negativa. El ensayo para el material expuesto o para interior, se entiende en seco y bajo condiciones de temperatura, presión atmosférica y humedad ambiente especificadas.

La onda de impulso refleja, lo más fielmente posible el efecto de la descarga del rayo sobre el material y su forma ha sido normalizada para establecer niveles de aislación sobre una base común.

La onda plena de impulso queda caracterizada por los siguientes valores:

- a) Magnitud de la amplitud máxima
- b) Tiempo o duración del frente de onda, y
- c) Tiempo o duración de la cola, hasta que la amplitud decrece al 50 % de su valor máximo.

Los europeos han adoptado una onda plena de impulso, de forma 1/50 us, en tanto que las Normas Americanas una onda de forma 1.5/40 us y últimamente la CEI, ha recomendado la aplicación de una onda normalizada de 1.2/50 us.

El primer término, 1.0 o 1.2 o 1.5 us, corresponde al tiempo o duración del frente de onda, hasta alcanzar la amplitud máxima y el segundo, 50 o 40 us, indica el tiempo que tarda la onda unidireccional, para

que su amplitud se reduzca al 50 % de su valor máximo.

La tensión disruptiva o tensión de descarga varia con el tiempo de aplicación de voltaje; la curva tensión-tiempo del material, representa gráficamente las tensiones aplicadas en función del tiempo transcurrido, hasta que se produce el arco, para una serie de ondas de impulso de forma determinada.

Los valores característicos más importantes que definen la curva tensión-tiempo son:

- a) Tensión disruptiva; en el frente de onda que corresponde a una tensión de ensayo, con una velocidad de acrecentamiento de 1,000 KV/us o de 1,200 KV/us.
- b) Tensión de onda cortada; que corresponde a la tensión aplicada del arco en la cresta o en el lomo de la onda, al cabo de un tiempo determinado.
- c) Tensión crítica o mínima disruptiva, que corresponde al valor de la tensión cresta, de la onda de impulso que producirá la descarga, sobre el lomo de la onda en el 50 % de los casos, en que se aplique la tensión.

El ensayo de rigidez dieléctrica a frecuencia industrial, con duración de un (1) minuto, que el material debe soportar sin que se produzca perforación, arcos de contorno o deterioro, se realizan en seco, para el material del tipo interior, y bajo lluvia, para el material expuesto.

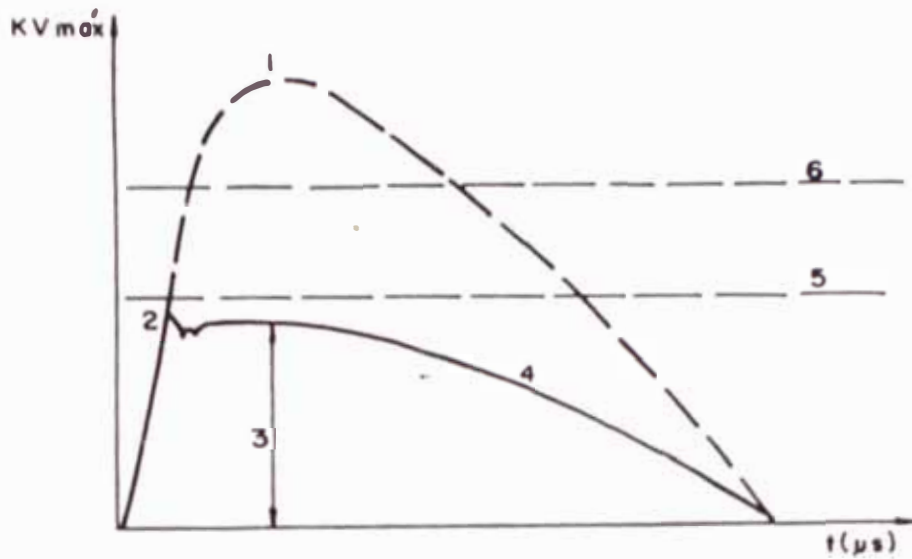


Figura 1-7. Limitación de las ondas de choque

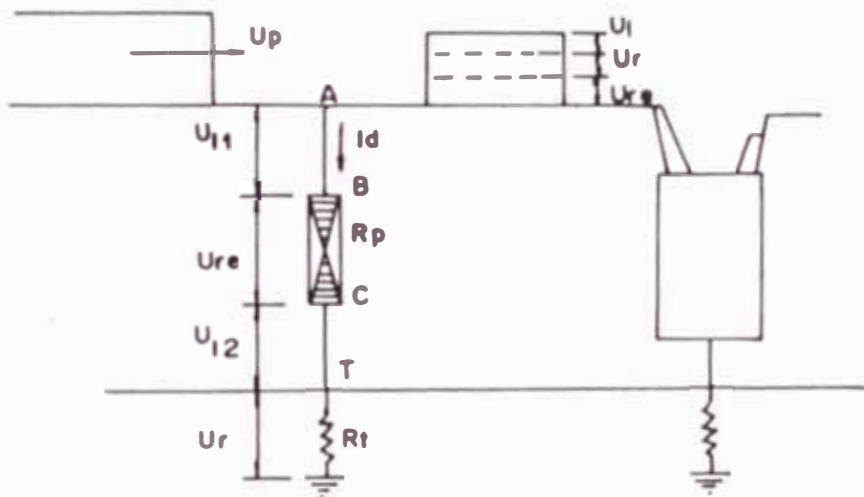


Figura 1-8. Tensión sometida a los pararrayos

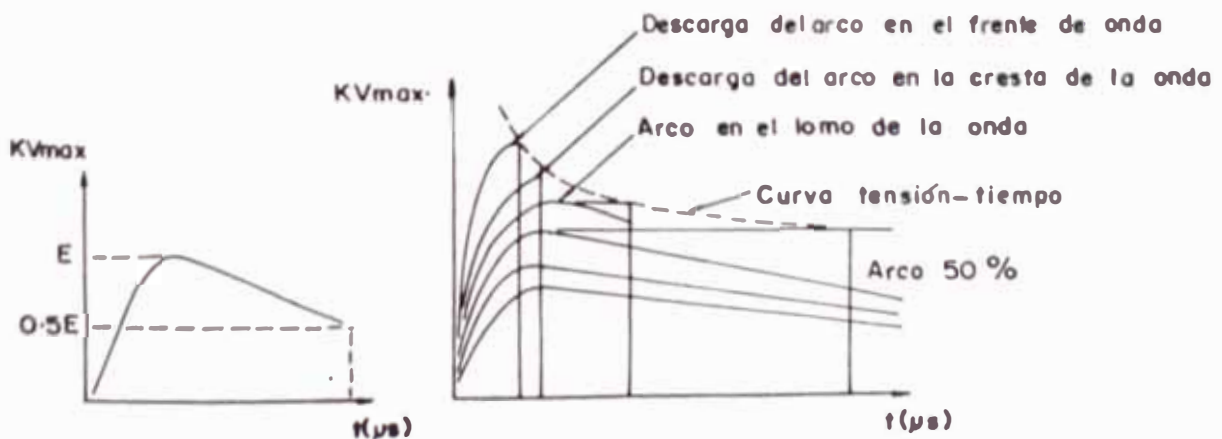


Figura 1-9. Forma de la onda de impulso normalizada y curva tensión-tiempo

La condición de plena aislación o de 100 % de aislación, relaciona la clase de aislamiento con la tensión nominal, mientras que el término, aislación reducida, describe la clase de aislación inferior a la tensión nominal correspondiente.

Para tensiones de servicio hasta de 100 KV, la práctica corriente, es usar plena aislación, para todos los equipos de la subestación, mientras que para tensiones de servicio más elevadas se usa aislamiento reducido en los transformadores de potencia y con la tendencia a reducir también el aislamiento de los interruptores, en las tensiones más elevadas.

El uso de aislamiento reducido en altas tensiones, se debe a que la mayoría de los sistemas, tienen el neutro efectivamente o sólidamente puesto a tierra. Si por el contrario, el sistema eléctrico el punto neutro aislado o puesto a tierra por interposición de dispositivos de impedancia, se debe utilizar pleno aislamiento para la instalación.

1.3.6.1 Niveles de Aislación Recomendados por la CEI

La comisión Electrotécnica Internacional, ha recomendado una serie de valores de niveles de aislación, para ser adoptados en el proyecto de las instalaciones en altas tensiones, en base a la experiencia y a la práctica

corriente de un grupo de países europeos y americanos.

Las recomendaciones de la CEI corresponden a dos rangos de tensiones de servicio (U_m), el primero comprende las tensiones hasta 100 KV, basados en la práctica usual de los países europeos y de los Estados Unidos y Canadá, y el segundo comprende a la gama de tensiones normalizadas desde 100 KV en adelante.

A) Tensiones de servicio U_m hasta 100 KV

Tabla 1-10

Serie I (basada en la práctica usual de un grupo de países europeos).

Tensión máxima de la red (U_m) KVef.	Tensión límite a la onda plena de impulso polaridad positiva y negativa. KV cresta	Tensión límite a la frecuencia industrial en las condiciones prescritas. KV ef.	
		Lista 1	Lista 2
3.6	45	16	21
7.2	60	22	27
12.0	75	28	35
17.5	95	38	45
24.0	125	50	55
36.0	170	70	75
52.0	250	95	105
72.5	325	140	140

Los valores de las tensiones de ensayo a la frecuencia industrial son aplicables a los equipos del tipo interior y exterior.

La lista (1) se aplica a los equipos, en los

cuales la aislación interna es la de mayor importancia, en tanto que la lista (2) se refiere a los equipos, en los cuales la aislación externa es predominante.

Tabla 1-11

Serie II (basados en la práctica corriente en USA y Canadá)

Tensión máxima de la red (Um)	Tensión limite a la onda plena polaridad positiva y negativa		Tensión limite a la frecuencia industrial en las condiciones prescritas
	Distribución de potencia		
KVef.	Inferior a 500 KVA	Por encima de 500 KVA	KVef.
2.75	45	60	15
5.5	60	75	19
9.52	75	95	26
15.5	95	110	34
25.8		150	50
38.0		200	70
48.3		250	95
72.5		350	140

Estos valores son solamente aplicables a la aislación interna de los transformadores sumergidos en baño de aceite. Para otros equipos las tensiones de ensayo a la onda de impulso, y a la frecuencia industrial, se obtendrán de las correspondientes normas para estos equipos.

B) Rango de tensiones mayores de 100 KV

Tabla 1-12

Tensión Máxima de la red (Um)	Tensión límite a la onda plena de impulso polari- dad positiva y negativa (1)		Tensión límite a la frecuencia industrial en las condiciones - especificadas (1)	
	Plena aisla ción KVcresta	Aislación re ducida KVcresta	Plena ais- lación KVef.	Aislación reducida KVef.
100	450	380	185	150
123	550	450	230	185
145	650	550	275	230
170	750	650	325	275
245	1050	900	460	395
-	-	825	-	360
(2)				
300	-	1175	-	510
-	-	1050	-	460
362	-	1300	-	570
-	-	1175	-	510
420	-	1550	-	680
-	-	1425	-	630
525	-	1675	-	740
-	-	1550	-	680

(1) En la práctica corriente de un grupo de países europeos, las tensiones límites de impulso, y a la frecuencia industrial son de aplicación general. En la práctica Americana y Canadiense, estos valores se aplican únicamente a la aislación interna de los transformadores en baño de aceite. (1) valores indicados son de fase a tierra.

(2) Para tensiones Um, de 300 KV o superiores, se indican únicamente los valores de aislación reducida, correspondiente a instalaciones con neutro efectivamente puesto a tierra.

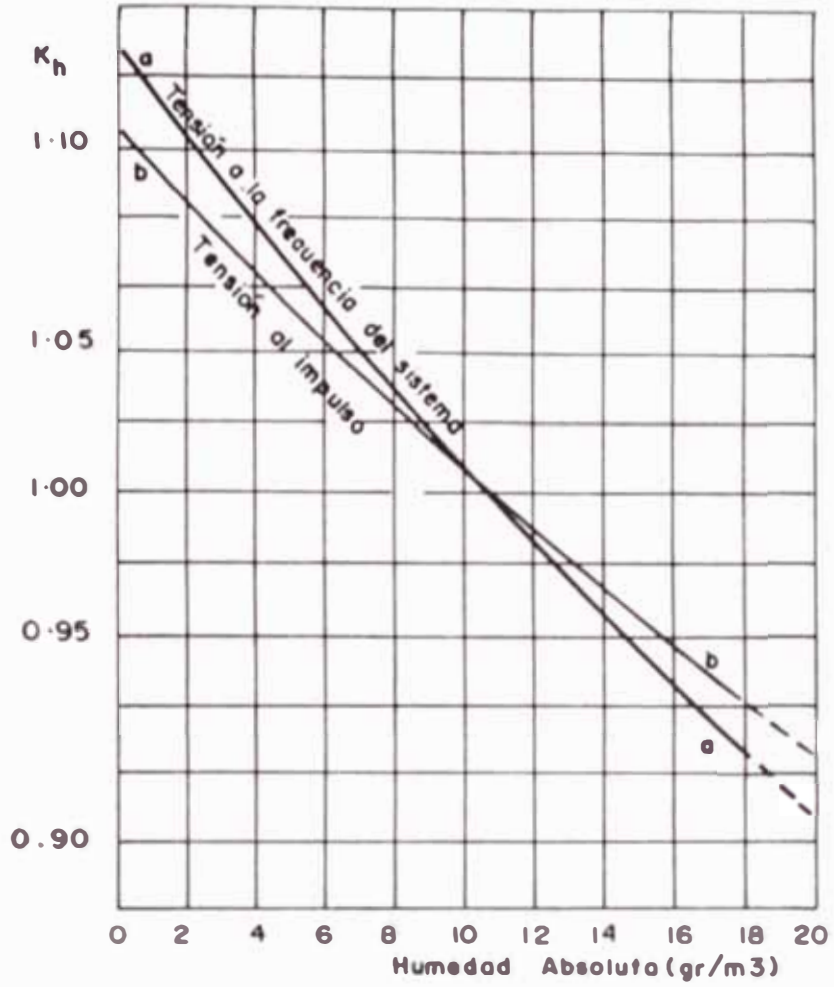


Figura 1-10. Factor de corrección por humedad

Nota: Los valores de humedad relativa expresada en % se refieren con relación al valor estándar (11 gr/m³)

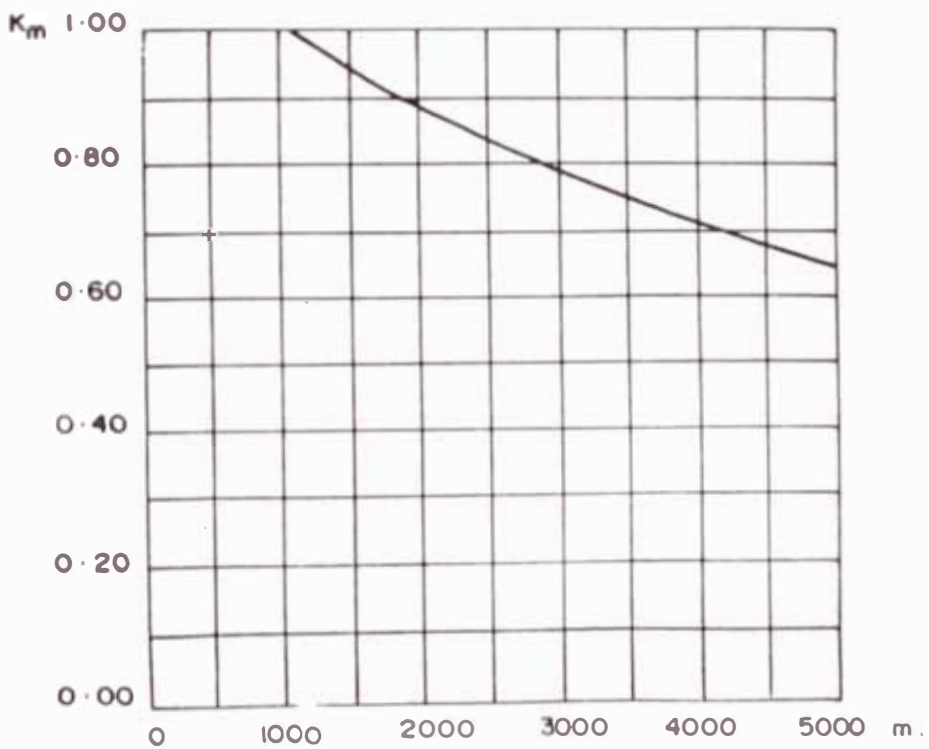


Figura 1-11. Factor de corrección por altitud

1.3.7 Efecto de la Presión Barométrica, Temperatura,

y la Humedad sobre las Tensiones de Flameo

Los valores de tensión al impulso que producen descarga en el aire entre electrodos, están influenciados por los valores de presión atmosférica, temperatura y humedad; este criterio es válido para todos los aislamientos externos (cadenas de aisladores en líneas de transmisión, boquillas de transformadores, boquillas de interruptores, porcelanas de transformadores de potencial y corriente, etc.), ya que las pruebas se efectúan en las condiciones atmosféricas normalizadas de 20 °C de temperatura, 1013 milibar de presión barométrica (760 mm de mercurio a 0 °C) y una humedad absoluta de 11 gr/m³, y se puede demostrar que la tensión disruptiva se aumenta con la densidad del aire y la humedad, por lo que los valores de tensiones disruptivas deben ser corregidos por estos factores.

Del valor de tensión disruptiva (tensión crítica de flameo) VCF, a una temperatura t en °C y a una presión barométrica b, se puede obtener el valor Vn de acuerdo a la relación:

$$V_n = s \cdot VCF \quad (1-32)$$

siendo s el coeficiente de corrección, que es función de

la densidad relativa del aire y a la temperatura t y a la presión b .

La densidad relativa del aire s , se calcula con la expresión:

$$s = \frac{0.392 b}{273 + t} \quad (1-33)$$

donde:

b : Presión barométrica del lugar de instalación

t : Temperatura ambiente en el lugar de instalación

La presión barométrica se obtiene por medición, por ejemplo con un barómetro de Fortin, que es un tipo muy usado, de tal forma que la presión barométrica, a una temperatura t (b_t) se puede obtener resolviendo la ecuación:

$$b_0 = b_t - 0.000161 b_t \cdot (t) \quad (1-34)$$

donde:

b_0 : Presión barométrica en mm de Hg a 0 °C

b_t : Presión barométrica a la temperatura t en °C

Por lo que respecta a la humedad, se hace un razonamiento diferente, ya que para el objeto que se prueba, el coeficiente que lo relaciona depende también de la forma de los electrodos, es decir, si se tienen dos electrodos en el aire, sin interesar la superficie del material, no se debe aplicar factor de corrección, pero

si en lugar de esto la descarga se presenta lo largo de una superficie sólida (por ejemplo un aislador de porcelana), el valor de la tensión de descarga debe ser reportada a las condiciones normales de humedad, según un coeficiente de corrección k_2 obtenido de gráficas.

Entonces la tensión de descarga, en las condiciones de prueba (en laboratorios) se debe corregir a las condiciones del lugar de la instalación, por presión barométrica, humedad y temperatura de acuerdo a la relación:

$$\text{VCF no estandar} = \frac{s}{k_2} \text{VCF estandar} \quad (1-35)$$

1.3.8 Grado de Aislamiento

Se llama grado de aislamiento, a la relación entre la longitud de la línea de fuga de un aislador (o la total de la cadena) y la tensión entre fases de la línea.

La longitud de la línea de fuga de un aislador, se mide sobre la superficie del mismo. La de una cadena de aisladores, es la de un aislador multiplicado por el número de los que la componen.

Como tensión entre fases de la línea, se tomará

el valor de la tensión más elevada.

El aislamiento exterior de las instalaciones eléctricas, se reduce al estar sometido a contaminación salina, industrial y/o urbana y por lo cual, se deberá incrementarse la longitud de fuga.

Los grados de aislamiento recomendados, según las zonas que atraviezan las líneas son los siguientes:

Tabla 1-13

Longitud de fuga recomendada en áreas contaminadas		
Nivel de Aislamiento	Descripción del Área	Longitud de fuga recomendada cm/KV
Muy ligero	Áreas agrícolas y forestales sin industria, atmósfera limpia, ubicados lejos del mar o en altitud, no deben estar expuestos a vientos del mar.	1.7 a 2.0
Ligero	Áreas con escasa sociedad, con industrias que no producen humos contaminantes, con alta densidad de viviendas y lluvias, expuestos a vientos y nieblas provenientes del mar, pero alejados de la costa.	2.2 a 2.5
Moderado	Áreas con alta densidad industrial o urbana, con alto tráfico vehicular, expuestos a vientos fuertes provenientes del mar.	2.6 a 3.2
Alto	Zonas con sociedad muy intensa y conductiva, sujetos a humos industriales que producen depósitos de partículas conductivas, sujetos a vientos contaminados directos del mar.	Más de 3.2

1.4 Tratamiento de Postes de Madera de Eucaliptus

Con la finalidad de aprovechar los recursos existentes en la zona rural del país, como es la abundancia de bosques de eucaliptus, y éstos presentando las condiciones para ser empleados como soportes; se ve la necesidad de tratarlos debido a que la madera eucaliptus está propenso al ataque de una gran diversidad de hongos y organismos extraños, de esa manera aumentar su durabilidad.

El procedimiento consiste en impregnar la madera con una solución química mediante presión, aprovechando para ello, la fuerza de la gravedad para desalojar la savia y reemplazarla por la solución que ocupará su lugar.

Definiciones básicas:

- Absorción. Cantidad de preservador absorbido por la madera, después del tratamiento de impregnación. Se mide en kilogramo de preservante por metro cúbico de madera.
- Leño. Trozo de árbol limpio sin cortezas ni ramas.
- Albura. Parte externa (corona periférica) del leño de un árbol, que por lo común contiene sustancias de reserva y es permeable al paso de las sales; se distingue de la parte interna por su color más claro.

- Duramen. Leño biológicamente inactivo, que ocupa la porción central del tronco y ejerce funciones de sosten, generalmente no es permeable a la penetración de los líquidos por el método Boucherie.
- Clase. Conjunto de postes que independientemente de la longitud y especie de madera, tienen la misma carga de rotura.
- Carga de Rotura. Carga estática, que aplicada a 30 cm de la punta en dirección perpendicular al eje del poste determina su falla (rotura).
- Grupo. Conjunto de especies de madera aptos para postes agrupados según su rango de esfuerzo máximo a la presión.
- Impregnación. Operación de inyectar o embeber los tejidos leñosos con sustancias preservantes.
- Preservador. Sustancia química en composición y características definidas, que se utilizará en tratamiento de madera. En una solución representa el elemento (sales) que se ha disuelto.
- Nudo. Área del tejido leñoso resultante del rastro dejado por el desarrollo de una rama.
- Grieta. Hendidura producida por separación de la madera en dirección radial y cuyo desarrollo no alcanza a afectar dos puntos opuestos de la superficie de una madera redonda.
- Rajadura. Separación de la madera en la dirección del eje de la pieza. Afecta totalmente el diámetro o espesor de la misma.

- Pudrición. Descomposición de las sustancias leñosas por acción de hongos xilófagos.
- Xilófago. Conjunto de hongos o insectos que afectan la madera.
- Retención. Cantidad de producto preservador retenida por la madera, que ha sido sometido a tratamiento, la retención define el grado de protección de la madera y se mide en Kg de sustancia preservante por m³ de madera tratada.
- Retención Límite de Permanencia. Cantidad mínima de preservador que permanece en la madera después de haber sido sometido a pruebas de laboratorio, y cuya función consiste en impedir que se produzca deterioro de la misma.
- Retención Límite Tóxica. Cantidad mínima de un preservador que resulta letal para los organismos biológicos destructores de la madera.
- Secado Natural. Es aquel que se realiza al aire libre y bajo sombra.

Preservante

Tiene la finalidad de convertir a la madera en una sustancia venenosa o repelente contra agentes extraños que la atacan.

Características:

Las características principales que debe reunir una buena sal serán las siguientes:

- Toxicidad; hacen de la madera un material venenoso para organismos que se alimentan de ella.
- Penetrabilidad; facilidad de desplazamiento dentro del tronco.
- Permanencia; no deben evaporarse ni cambiar químicamente en el tiempo.
- Anticorrosivo; no deben ser muy ácidos, para no corroer los accesorios que montarán en el poste.
- Inflamabilidad; no deben tener características inflamables.
- Seguridad de Manejo; no deben ser peligrosos para la salud y ocasionar riesgos de incendios al ser manipulados y usados.
- Económicas; deberán ser baratas y encontrarse en cantidades suficientes y deben ser respaldadas por patentes industriales.

Tipo de preservador

Su clasificación es la siguiente:

a1) Oleosas (creosota)

a2) Orgánicas

- Pentaclorofenol
- Naftenatos
- Pentaclorofenato de sodio

a3) Inorgánicas

- Sulfato de cobre

- Bolidón (Osmose R-33)
- Wolmoint
- Gelcuse
- Thanalish - CB

a4) Sales Hidrosolubles

- C. C. A. Cromo - Cobre - Arsénico
- C. C. B. Cromo - Cobre - Boro

Tabla 1 - 14

Características de las Sales Hidrosolubles

Tipo	Componentes	Concentración	Retención
C.C.A.	Cromo-Cobre-Arsénico	7 %	9.6-13 Kg/m ³
C.C.B.	Cromo-Cobre-Boro	7 %	13-15 Kg/m ³

Criterios para selección del tronco

- a) Para obtener postes de clase 5 y 6, grupo D, cuyo esfuerzo máximo de flexión es de 501-600 Kg/cm², la circunferencia a 30 cm del piso debe variar entre 90 y 110 cm, y el tamaño del tronco de acuerdo a la longitud del poste requerido.
- b) Se escogerá un árbol cuyas características corresponden a una madera adulta:
 - Deberá ser sana
 - Sin apolillamientos
 - Sin fracturas
 - Sin nudos descompuestos

- Sin orificios
 - Sin indicios de pudrición
 - La fibra deberá ser lo más longitudinal posible.
- c) Deberá considerar las siguientes tolerancias permitidas:
- Curvaturas; no deben tener curvaturas con una flecha superior a 15 mm por metro de poste, figura 1-12.
 - Doble curvatura; serán aceptados siempre y cuando la curva afecte la mitad del tronco o si la recta trazada entre la punta y la línea de tierra, no sale de la longitud del tronco, figura 1-13.
 - Torcedura; no debe ser más de $1/8$ de la longitud total del tronco, figura 1-14.
 - Rajaduras; se tolerará una sola rajadura en la punta y hasta dos en la base. La longitud de la rajadura en la punta no será mayor al diámetro de la misma. La longitud de la rajadura en la base, no excederá en $1/10$ del diámetro de la circunferencia de la línea de tierra.

Tumbado del Tronco

- a) El tumbado del tronco se ejecutará con sumo cuidado, en todo momento, evitando su caída brusca al suelo. Este deberá ser cortado con sierras a una distancia no mayor de 30 cm del suelo y sujetado con sogas.
- b) Se podarán las ramas sin deteriorar la corteza, que permanecerá íntegra y unida al tronco durante la im-

pregnación.

- c) El árbol debe ser talado, cuando contiene la mayor cantidad de savia, esto es en las primeras horas del día, dado que la savia, sube en la noche (rapidez según fases de la Luna) y se desplazan en sentido opuesto en el día.
- d) Los troncos deben tener alto contenido de humedad al inicio del tratamiento, por eso se debe trasladar con rapidez desde el lugar de su extracción, hasta la planta de tratamiento.
- e) El máximo tiempo transcurrido, entre el corte del árbol y su tratamiento será de 24 horas, para evitar que la savia se seque.

Procedimiento de Impregnación

- a) Los troncos seleccionados se dispondrán en una posición ubicada y apoyados sobre caballetes, la diferencia de nivel entre la base del poste y la punta debe ser de 3° a 4°.
- b) Se debe hacer pequeñísimos surcos en la base para asegurar la impregnación y distribución al preservador.
- c) Quitar la porción de la corteza, sólo en el lado donde se ubicará el casquete (cápsula) en una longitud aproximada de 40 cm.
- d) Limpiar la base del tronco y sobre éste fijar el casquete, inflar aproximadamente de 25 a 30 Lb de presión

y cerciorarse de que no exista escape del líquido preservante.

- e) La impregnación total del tronco se detecta cuando las sales preservantes, tiñen de un color verduzco a la madera, formando un anillo protector (generalmente es la porción del área periférica llamada albura del tronco).
- f) Cuando se observe que cae la solución preservante, se determinará su concentración con un densímetro (si fuera posible), si éste mide la mitad de la densidad de la solución que del inicio de la impregnación, se dará por concluido el proceso.
- g) Se ubicará un balde como receptor de la savia en el extremo inferior del tronco.
- h) Si en caso que la madera impregnada, no quede lo suficientemente teñida, se empleará reactivos de coloración.

Procedimiento de Secado

- a) Finalizada la impregnación, se procederá al descortezado del tronco, no debiendo quedar franjas mayores de 1.5 cm de ancho y 15 cm de largo.
- b) Según la clase del poste, que se quiera tener se procederá al corte respectivo y en lo posible anillar cuidadosamente con un suncho las partes extremas del poste, para evitar rajaduras durante el secado.
- c) Los troncos descortezados y cortados se apilarán unos

sobre otros, formando un bloque cerrado y sobre una cama de madera lo más plana posible y ubicada a 25 cm del suelo.

- d) El secado será en forma natural y bajo sombra y deberá existir una buena circulación de aire.
- e) Tradicionalmente, el tiempo de secado está comprendido entre dos a tres meses.
- f) Un método práctico, para el control del tiempo de secado es determinando que la humedad de la madera no supere el 20 %.
- g) Después del secado, se cubrirá una longitud de un metro con una capa de brea, que abarque la zona crítica del poste.

1.5 Métodos de Cálculo de Puestas a Tierra

1.5.1 Puestas a Tierra de Líneas

1.5.1.1 Criterios de Diseño

Al hacer el diseño de una puesta a tierra, en general existen tres puntos de vista, desde los cuales se puede afrontar el problema, dependiendo si se trata de una puesta a tierra para la protección de un personal, de una puesta a tierra de servicio o de una puesta a tierra de protección del sistema contra descargas atmosféricas.

Puestas a tierra para protección de personal

Dado que acualmente las líneas de transmisión, han comensado a quedar dentro del perímetro urbano de las ciudades, es necesario tener mucho cuidado al hacer el diseño de los aterramientos, procurando obtener una regulación de potencial alrededor de las estructuras, de tal manera que las tensiones de toque y paso, sean menores que los valores obtenidos como sigue; para personas de 50 o 70 Kg.

$$E \text{ paso } 50 = (1000 + 6C \times \rho) 0.116 / \sqrt{t} \quad (1-36)$$

$$E \text{ paso } 70 = (1000 + 6C \times \rho) 0.157 / \sqrt{t} \quad (1-37)$$

$$E \text{ toque } 50 = (1000 + 1.5C \times \rho) 0.116 / \sqrt{t} \quad (1-38)$$

$$E \text{ toque } 70 = (1000 + 1.5C \times \rho) 0.157 / \sqrt{t} \quad (1-39)$$

donde:

ρ : Resistividad del material de la superficie en Ohm-m

t : Duración de la corriente de choque en segundos

C : Factor de reducción para denotar el valor nominal de la resistividad de la capa superficial.

$C = 1$ para suelos uniformes

$C \neq 1$ para suelos no uniformes

$C = f(h,k)$; de la figura 1-15

k : Factor de reflexión

h : Profundidad de la capa superficial

Las consideraciones mencionadas, también deberán ser tomadas en cuenta, aunque en menor grado en zonas despobladas, ya que el personal de mantenimiento de la línea, va a estar expuesta igualmente a potenciales peligrosos.

Por otra parte, es muy común hacer el diseño de los aterramientos basándose en un valor dado de la resistencia, más esto no nos garantiza una tensión de toque y de paso dentro de los límites aceptables, tan solo sirve como un valor referencial.

Puestas a tierra de servicio

Nos garantiza el buen funcionamiento de los equipos e instrumentos de las subestaciones, centrales, laboratorios, etc. En el caso de las líneas de transmisión, permiten la activación del sistema de protección de la línea, sobre todo de los relés a distancia, que necesitan de una baja impedancia de puesta a tierra de las estructuras comprometidas con una falla a tierra. En caso de existir un aterramiento con una elevada resistencia de puesta a tierra va a ser imposible la actuación de los relés a distancia.

Puestas a tierra como protección de la línea

 contra descargas atmosféricas

Las fallas más frecuentes en las líneas de transmisión son monofásicas a tierra, causadas generalmente por descargas atmosféricas. En consecuencia es bastante común en la actualidad, procurar obtener una resistencia de puesta a tierra tan baja como económicamente sea posible, de manera tal que se pueda garantizar menos de una salida de servicio por 160 Km de línea por año.

Al hacer un diseño desde este punto de vista, se busca obtener una resistencia de puesta a tierra lo más bajo posible, sobre todo de las estructuras ubicadas en lugares donde sean fácilmente afectadas por las descargas atmosféricas (cumbre de cerros) y con elevado nivel isoceraúnico.

1.5.1.2 Modelos de Aterramientos en Líneas de Transmisión

En líneas de transporte eléctrico los tipos de aterramientos más comúnmente utilizados son electrodos simples, contrapesos y en algunos casos ciertas combinaciones de estos electrodos. En casos excepcionales se recurre al uso de rellenos especiales o al tratamiento químico del terreno.

1.5.1.2.1 Electrodo verticales

De acuerdo a la figura 1-16, para un electrodo vertical enterrado a nivel del suelo, el potencial inducido en un punto P cualquiera del terreno, por los elementos dx del electrodo real y dx' del electrodo imagen vale:

$$dV_p = \frac{\rho dl}{4\pi y} + \frac{\rho dl'}{4\pi y'} = \rho i(x) \frac{dx}{4\pi y} + \rho i(x') \frac{dx'}{4\pi y'} \quad (1-40)$$

si se supone, una densidad de corriente lineal constante:

$$i(x) = \frac{I}{l} \quad (\text{Amp/m}) \quad (1-41)$$

obtendremos:

$$V_p = \frac{\rho I}{4\pi l} \left\{ \int_0^l \frac{dx}{\sqrt{\frac{x^2}{2} + r^2}} + \int_0^l \frac{dx'}{\sqrt{\frac{x'^2}{2} + r^2}} \right\} \quad (1-42)$$

La solución de esta ecuación tiene dos formas posibles:

$$V_p = \frac{I}{4\pi l} \left\{ \begin{aligned} & \text{Ln} \frac{\sqrt{\frac{x^2}{2} + r^2} + (1-x)}{\sqrt{\frac{x^2}{2} + r^2} - x} + \dots \\ & + \text{Ln} \frac{\sqrt{\frac{x'^2}{2} + r^2} - (1-x')}{\sqrt{\frac{x'^2}{2} + r^2} + x'} \end{aligned} \right\} \quad (1-43)$$

o también:

$$V_p = \frac{\rho I}{4\pi l} \left\{ \text{Arc Senh } \frac{1-z}{r} + \text{Arc Senh } \frac{1+z}{r} \right\} \quad (1-44)$$

Si se desea conocer el potencial del electrodo, basta con reemplazar en la expresión de V_p para $r=a$. Las expresiones resultantes van a aparecer como función de la variable z , lo que no es posible ya que el potencial es con gran aproximación constante. Este problema se puede resolver de dos maneras:

- a) Calculando el potencial para $z=0$, el mismo que dará el potencial en la superficie del terreno alrededor del electrodo:

$$V_o = \frac{\rho I}{4\pi l} \text{ Ln } \frac{2l}{a} \quad \text{si } l^2 > a^2 \quad (1-45)$$

$$\text{o } V_o = \frac{\rho I}{2\pi l} \text{ Arc Senh } \frac{l}{a} \quad (1-46)$$

- b) Aplicando el método Howe del potencial medio.

$$V_{om} = \frac{\rho I}{2\pi l} \left(\text{Ln } \frac{4l}{a} - 1 \right) \quad \text{si } l > a \quad (1-47)$$

La resistencia de puesta a tierra del electrodo, se obtiene al dividir el potencial del electrodo entre la corriente inyectada, obteniéndose:

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \text{ Ln } \frac{2l}{a} \quad (1-48)$$

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \operatorname{Arc} \operatorname{Senh} \frac{l}{a} \quad (1-49)$$

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\operatorname{Ln} \frac{4l}{a} - 1 \right) \quad (1-50)$$

Las tres expresiones son válidas y la diferencia al emplear cualquiera de las tres fórmulas es menor al 6 %.

Para el caso general en que el electrodo se encuentra enterrado a una profundidad h ; figura 1-17, el potencial en la superficie del terreno alrededor del electrodo es:

$$V = \frac{\rho I}{2\pi l} \operatorname{Ln} \frac{l}{a} \sqrt{\frac{3l + 4h}{1 + 4h}} \quad (1-51)$$

y la resistencia será:

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \operatorname{Ln} \frac{l}{a} \sqrt{\frac{4h + 3l}{4h + 1}} \quad (1-52)$$

1.5.1.2.2 Electrodo Verticales en Paralelo

El procedimiento a seguir para la determinación de los parámetros eléctricos de estos modelos es un poco complicado, por lo que tan sólo se darán los resultados; los símbolos utilizados son los siguientes:

D : Separación entre electrodos, m.

α : Variable, donde ;

$$\alpha = \frac{L}{D \ln 4L/d} \quad (1 -53)$$

R : Resistencia de puesta a tierra de un electrodo simple como en la figura 1-17.

Resistencia de puesta a tierra de dos electrodos en paralelo:

$$R_2 = R \frac{(1 + \alpha)}{2} \quad (1 -54)$$

Resistencia de puesta a tierra de tres electrodos en paralelo:

$$R_3 = R \frac{(2 + \alpha + 4\alpha^2)}{6 - 7\alpha} \quad (1 -55)$$

Resistencia de puesta a tierra de cuatro electrodos en paralelo.

$$R_4 = R \frac{(1+2\alpha+\alpha/\sqrt{2})}{4} = \frac{(1+2.707\alpha)}{4} \quad (1 -56)$$

1.5.1.2.3 Electrodo Horizontal o Contrapesos

La resistencia de puesta a tierra de un contrapeso de longitud L, diámetro d, y enterrado en un terreno de resistividad ρ a una profundidad h, como en la figura 1-18, puede ser calculada utilizando cualquiera de

las siguientes relaciones:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \operatorname{Ln} \frac{L^2}{hd} \quad (1-57)$$

$$\text{ó} \quad R = 0.366 \frac{\rho}{L} \log \frac{L^2}{hd} \quad (1-58)$$

aunque otros autores como R. B. Dwight consideran;

$$R = \frac{\rho}{\pi L} \left(\operatorname{Ln} \frac{2L}{d} + \operatorname{Ln} \frac{2L}{2h} - 2 + 2 \frac{h}{L} - \frac{h^2}{L^2} + \frac{h^4}{2L^4} + \dots \right) \quad (1-59)$$

1.5.1.2.4 Contrapesos Compuestos

Son obtenidos al combinar dos o más contrapesos semejantes al descrito anteriormente. Las fórmulas analíticas para el cálculo de su resistencia de puesta a tierra son:

Resistencia de puesta a tierra de dos contrapesos simétricos a 180°:

$$R = 0.366 \frac{\rho}{2L} \left(\log \frac{4L}{d} + \log \frac{L}{h} - 0.25 \right) \quad (1-60)$$

Resistencia de puesta a tierra de dos contrapesos simétricos a 90°:

α : Variable, donde ;

$$\alpha = \frac{L}{D \ln 4L/d} \quad (1 -53)$$

R : Resistencia de puesta a tierra de un electrodo simple como en la figura 1-17.

Resistencia de puesta a tierra de dos electrodos en paralelo:

$$R_2 = R \frac{(1 + \alpha)}{2} \quad (1 -54)$$

Resistencia de puesta a tierra de tres electrodos en paralelo:

$$R_3 = R \frac{(2 + \alpha + 4\alpha^2)}{6 - 7\alpha} \quad (1 -55)$$

Resistencia de puesta a tierra de cuatro electrodos en paralelo.

$$R_4 = \frac{R(1+2\alpha+\alpha/\sqrt{2})}{4} = \frac{(1+2.707\alpha)}{4} \quad (1 -56)$$

1.5.1.2.3 Electrodo Horizontal o Contrapesos

La resistencia de puesta a tierra de un contrapeso de longitud L, diámetro d, y enterrado en un terreno de resistividad ρ a una profundidad h, como en la figura 1-18, puede ser calculada utilizando cualquiera de

$$R = 0.366 \frac{\rho}{2L} \left(\log \frac{4L}{d} + \log \frac{L}{h} - 0.103 + 0.19 \frac{h}{L} \right) \quad (1-61)$$

Resistencia de puesta a tierra de tres contrapesos simétricos a 120°:

$$R = 0.366 \frac{\rho}{3L} \left(\log \frac{4L + \log \frac{L}{h}}{d} + 0.465 - 0.18 \frac{h}{L} \right) \quad (1-62)$$

Resistencia de puesta a tierra de cuatro contrapesos simétricos 90°:

$$R = 0.366 \frac{\rho}{4L} \left(\log \frac{4L}{d} + \log \frac{L}{h} + 1.265 - 0.93 \frac{h}{L} \right) \quad (1-63)$$

Resistencia de puesta a tierra de seis contrapesos simétricos a 60°:

$$R = 0.366 \frac{\rho}{6L} \left(\log \frac{4L}{d} + \log \frac{L}{h} - 2.89 - 1.36 \frac{h}{L} \right) \quad (1-64)$$

1.5.1.2.5 Anillos Concentricos

Este tipo de configuración es utilizado en zonas donde se desea hacer una regulación de potencial, a fin de obtener tensiones de toque y de paso dentro de los límites permisibles. En algunas oportunidades este propósito no es logrado con un sólo anillo, siendo necesario la colocación de anillos adicionales, cuya profundidad de enterramiento puede ir variando a medida que se aumenta el número de anillos, procurando colocar los más perifè-

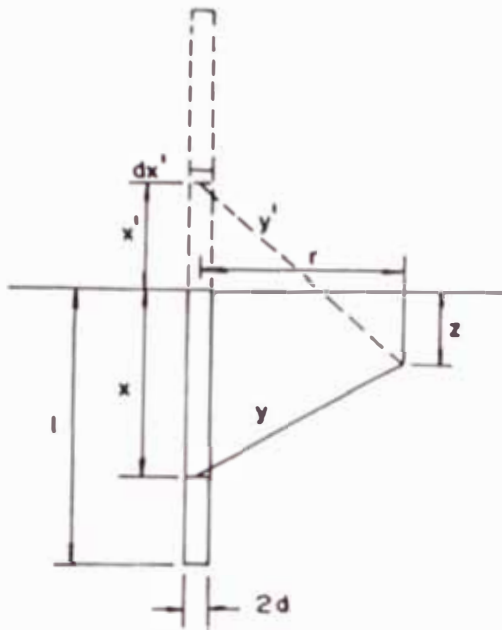


Figura 1-16. Electrodo vertical enterrado a nivel del suelo

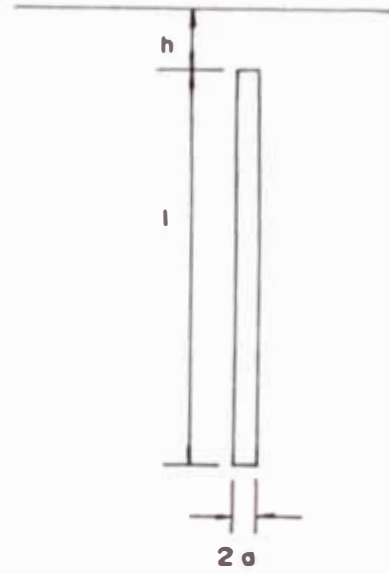


Figura 1-17. Electrodo vertical enterrado a una profundidad h



Figura 1-18. Electrodo horizontal enterrado a una profundidad h

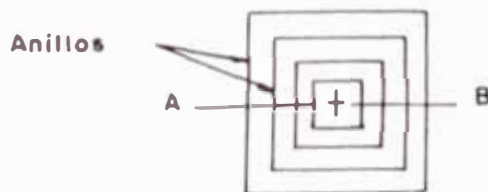


Figura 1-19. Anillos concéntricos alrededor de una pata de la estructura en la dirección A-B

ricos a mayor profundidad, como se muestra en la figura 1-19.

En algunas oportunidades se acostumbra utilizar, algunas variaciones de este modelo, como son:

- Combinación de anillos concentricos y brazos radiales en forma de contrapesos.
- Conductores en forma de espiral alrededor de electrodos verticales.

1.5.2 Puestas a Tierra de Estaciones Transformadoras

1.5.2.1 Modelo básico de puesta a tierra

El modelo básico de puesta a tierra en las estaciones transformadoras, es el obtenido por la combinación de conductores enterrados horizontalmente, formando una malla y electrodos enterrados verticalmente en lugares apropiados dentro de la malla. El amplio uso de este modelo es debido a las siguientes ventajas:

- a) Una malla es la manera más práctica para controlar los potenciales locales, sobre todo en sistemas donde la máxima corriente de falla a tierra es muy alta y resulta difícil obtener una resistencia de puesta a tierra bajo, capaz de garantizar potenciales de tierra tolerables.
- b) Una malla es el mejor sistema para proporcionar la

conductividad y capacidad de transporte y dispersión de corriente, necesitados en los sistemas de puesta a tierra, para altas corrientes de cortocircuito, cosa que es poco posible obtener con electrodos simples ordinarios.

Cabe mencionar que algunos diseños consideran tan sólo el uso de una malla, sin embargo, los electrodos verticales pueden ser de gran valor si la resistividad de la capa superior del suelo en que la malla está enterrada, es de mucha más alta resistividad que la segunda o si esto puede llegar a suceder debido al secado o congelamiento del terreno superficial.

1.5.2.2 Métodos clásicos de cálculo

1.5.2.2.1 Método de Laurent y Niemann

Es el método conocido más simple para el cálculo de sistema de puesta a tierra y usa una modificación de la fórmula, para un electrodo en forma de un plato circular, agregando en segundo término como sigue:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \quad (1 -65)$$

donde:

ρ : Resistividad en Ohm-m

r : Radio en metros de un plato circular teniendo la misma área que la ocupada, por el área de la malla

L : Longitud total del conductor enterrado en metros

El segundo término considera, la realidad que la resistencia de una malla es mayor que la de un plato sólido, y que esa diferencia disminuye cuando la longitud del conductor aumenta, llegando a ser cero cuando se trata de un plato sólido.

1.5.2.2.2 Método de Schwarz

Mediante este método se logra un cálculo más exacto que con el método anterior, e involucra un proceso dividido en tres partes:

a) Cálculo de la resistencia de puesta a tierra de la malla

$$R_{11} = \frac{\rho}{\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a_1} + k_1 \frac{L}{\sqrt{S}} - k_2 \right) \quad (1-66)$$

donde:

ρ : Resistividad del terreno; Ohm-cm

L : Longitud total del conductor; cm

a_1 : $\sqrt{a \times 2h}$ para conductores enterrados a una profundidad de h ; cm, ó

a_1 : a para conductores en la superficie del terreno

$2a$: Diámetro del conductor; cm

S : Area cubierta por el conductor, cm²

k₁, k₂ : Coeficientes que dependen de la configuración de la malla

Los valores k₁ y k₂, se han obtenido en gran parte en forma experimental en modelos de estudio y existen gráficos especiales para su determinación. Sin embargo, una aceptable aproximación de estos coeficientes, para mallas rectangulares son los siguientes:

$$k_1 = 1.43 - \frac{2.3 h}{\sqrt{S}} - 0.044 \frac{A}{B} \quad (1-67)$$

$$k_2 = 5.5 - \frac{8 h}{\sqrt{S}} + \left(0.15 - \frac{h}{\sqrt{S}}\right) \frac{A}{B} \quad (1-68)$$

donde A es el lado mayor de la malla y B el lado menor. Si la malla no es de forma rectangular puede aproximarse a esta condición sin errores de importancia.

b) Cálculo de las Resistencias de las Jabalinas

$$R_{22} = \frac{\rho}{2\pi n L_1} \left[\ln \frac{4L_1}{b} - 1 + \frac{2k_1}{\sqrt{S}} \times L_1 (n-1) \right]^2 \quad (1-69)$$

donde:

L₁ : Longitud de cada jabalina; cm

2b : Diámetro de cada jabalina; cm

n : Número de jabalinas en el área S

c) Cálculo de la Resistencia Combinada de la Malla y las Jabalinas

$$R = \frac{R_{11} \times R_{22} - R_{12}^2}{R_{11} + R_{22} - 2 R_{12}} \quad (1-70)$$

donde:

R12 : Resistencia mutua entre el reticulado y el conjunto de jabalinas, la cual viene dada por:

$$R_{12} = R_{21} = \frac{\rho}{\pi L} \left(\ln \frac{2L}{L_1} + k_1 \frac{L}{\sqrt{S}} - k_2 + 1 \right) \quad (1-71)$$

simplificando:

$$R_{12} = R_{11} - \frac{\rho}{\pi L} \left(\ln \frac{L_1}{a_1} - 1 \right) \quad (1-72)$$

1.5.2.3 Método de la IEEE - Std 80

El procedimiento recomendado por este método es descrito en los siguientes pasos:

- a) Investigación de las características del suelo
- b) Determinación de la máxima corriente de falla a tierra. En este punto se deben considerar los efectos que puedan generar futuras ampliaciones, la resistencia de falla, el cable de guarda, el factor de decremento, etc.
- c) Diseño preliminar del sistema de puesta a tierra; comprende todo lo relacionado a la configuración geo-

métrica tentativa del reticulado, así como también la elección de los materiales a ser utilizados en la puesta a tierra. En esta parte se calcula la longitud de conductor requerida, para el control de gradientes dentro de los límites de seguridad, a partir de la ecuación 1-76, obtenida de la siguiente manera.

Entre los potenciales locales (toque, paso y malla), la más peligrosa es la tensión de malla E_m dada por:

$$E_m = K_m \times K_i \times \rho \frac{I}{L} \quad (1-73)$$

donde:

K_m : Coeficiente que toma en cuenta el efecto del número de conductores en paralelo n , el espaciado entre conductores D , el diámetro del conductor d y a profundidad de enterramiento h de los conductores de la malla.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \dots \quad (1-74)$$

El número de factores entre paréntesis en el segundo término de la ecuación 1-74, es dos menos que el número de conductores en paralelo de la malla básica.

K_i : Factor de corrección de irregularidad, que toma en cuenta la no uniformidad del flujo de corrientes

te en las diferentes partes de la malla. Puede ser determinado a partir de los datos experimentales de Koch o también de la curva empírica siguiente:

$$K_i = 0.65 + 0.172 n \quad (1-75)$$

ρ : Resistividad promedio del terreno, Ohm-m

I : Corriente total máxima rms de la falla a tierra en Amperios

L : Longitud total del conductor enterrado, en m.

Igualando la tensión de malla dada por la ecuación 1-73 con el máximo valor tolerable de tensión de toque de la ecuación 1-37, y considerando el terreno uniforme ($C=1$), podemos despejar el valor de L, que nos dará una longitud aproximada del conductor enterrado, requerido para mantener la tensión de malla dentro de los límites de seguridad.

$$L = \frac{K_m \times K_i \times \rho \times I \times \sqrt{t}}{116 + 0.17 \rho_s} \quad (1-76)$$

donde:

ρ_s : Resistividad de la capa superficial del terreno inmediatamente debajo de los pies, en Ohm-metro

t : Duración máxima de choque, en segundos

d) Cálculo de la Resistencia de Puesta a Tierra

Se recomienda hacer un cálculo preliminar utilizando

el método de Laurent y posteriormente cuando se logre la configuración definitiva del reticulado, se puede hacer un cálculo más refinado utilizando el método de Schwarz.

e) Cálculo de la Máxima Elevación de Potencial de la Malla

La máxima elevación de potencial de la malla con respecto a tierra remota, va a ser $E = IR$, donde R es la resistencia de puesta a tierra del reticulado.

f) Cálculo de la Tensión de Paso en la Periferie de la Malla

El chequeo de la máxima tensión de paso que puede ocurrir en el perímetro de la malla se hace a través de :

$$E_{\text{paso}} = K_s \times K_i \times \frac{\rho I}{L} \quad (1-77)$$

donde:

K_s : Coeficiente que toma en cuenta el efecto del número n , espaciamento D y la profundidad de enterramiento h de los conductores de la malla.

Su valor está dado por:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots \right) \quad (1-78)$$

el número total de términos entre paréntesis es igual al número de conductores en paralelo del reticulado básico.

El valor de la tensión de paso obtenido, debe

ser comparado con el valor dado por la ecuación 1-36.

g) Cálculo de las Tensiones de Toque y Paso Internas

Estos potenciales van a encontrarse dentro de los límites tolerables, si es que se emplea por lo menos la longitud del conductor calculada en la ecuación 1-76. Todo lo tratado hasta ahora es válido para casos de falla, pero cuando se trata de una corriente duradera, se debe hacer un chequeo del valor de la corriente que pueda fluir a tierra sin sobrepasar la magnitud de la corriente, soportada por una persona en forma permanente y sin peligro: 9 miliamperios para el hombre y 6 miliamperios para la mujer. Esta corriente se obtiene de la siguiente manera:

$$K_m K_i \rho \frac{I}{L} < (1000 + 1.5 \rho_s) \frac{9}{1000} \quad (1-79)$$

$$I = \frac{(1000 + 1.5 \rho_s)}{K_m K_i \rho} \times L \times \frac{9}{1000} \quad (1-80)$$

La I calculada servirá a la vez para la calibración de los relés.

h) Investigación de los Potenciales Transferidos

Comprende el análisis de los efectos que pueden tener, en la creación de potenciales peligrosos, ciertos dispositivos, como son los circuitos de comunicación, rieles, conductores neutros de baja tensión, equipos portátiles e instrumentos alimentados desde la subes-

tación, tuberías, etc.

i) Investigación de Puntos Peligrosos Especiales

Estos puntos peligrosos son las vallas o cercas, las manijas de operación, la puesta a tierra del apantallamiento de los cables, la puesta a tierra de los pararrayos, etc.

j) Corrección o Refinamiento del Diseño Preliminar

Consiste en la adopción de ciertas correcciones, en el caso que con el diseño inicial no se hayan logrado obtener los potenciales tolerables.

1.6 Medición y Análisis de los Parámetros Asociados
a las Puestas a Tierra

1.6.1 Resistividad del Suelo

El valor de la resistividad del suelo es un dato fundamental, para el diseño eficiente de un sistema de puesta a tierra, deberá obtenerse a través de mediciones directas, evitando el uso de tabulaciones.

1.6.1.1 Métodos de Medición

1.6.1.1.1 Método de los Tres Electrodo

Básicamente consiste en medir la resistencia de puesta a tierra de un electrodo de dimensiones conocidas, enterrado en un terreno cuya resistividad se desea cono-

cer. El cálculo de la resistividad aparente a una profundidad dada, puede ser realizada utilizando cualquiera de las tres ecuaciones 1-48, 1-49, 1-50; aunque J. Blatner recomienda el uso de la ecuación 1-50, a partir del cual se obtiene. Figura 1-20.

$$\rho_a = \frac{2 \pi L R}{\ln 4L/r - 1} \quad (1 - 81)$$

donde:

ρ_a : Resistividad aparente para una profundidad L; Ohm-m

L : Longitud del electrodo enterrado en contacto con el suelo; m

2r : Diámetro del electrodo; m

R : Valor medio de la resistencia; Ohm.

1.6.1.1.2 Método de los Cuatro Electrodo

En principio de este método está basado, en la medición de la diferencia de potencial entre dos de los electrodos, luego de haber inyectado al terreno una corriente a través de los otros dos, como en la figura 1-21. La corriente inyectada puede ser continua conmutada o corriente alterna de baja frecuencia (menores de 200 Hz), por razones de acoplamiento entre los conductores.

La ecuación fundamental para la medición de resistividad mediante cuatro electrodos, teniendo en cuenta la figura 1-21, es:

$$\rho = \frac{2 \pi V}{I} \frac{1}{\left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) - \left(\frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_4} \right)} \quad (1-82)$$

donde :

V : Diferencia de potencial entre dos electrodos

I : Corriente inyectada

r1, r2, r3 y r4 : Distancias entre electrodos de acuerdo a la figura 1-21.

Si el terreno considerado es homogéneo, el valor de la resistencia medida por este método corresponderá al valor único de resistividad presente en el terreno, pero si no es homogéneo, entonces el valor obtenido será ficticio, este valor aparente será designado por ρ_a .

Existen varias configuraciones clásicas de este método dependiendo de la forma relativa en que se ubiquen los electrodos.

A) Configuración de Wenner

Para esta configuración los cuatro electrodos se colocan en línea recta, con igual separación y profundidad de penetración en el terreno, figura 1-22.

El método de medición está basado en la ecua-

ción desarrollada por el Dr. Frank Wenner, donde los electrodos 1 y 4 (externos), se utilizan para inyectar la corriente y los electrodos 2 y 3 (centrales) sirven para medir la diferencia de potencial, que al ser dividida por la corriente inyectada da un valor de resistencia R, luego:

$$\rho = \frac{4 \pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{4a^2 + 4b^2}}} \quad (1-83)$$

o también:

$$\rho = \frac{4 \pi a R}{n} \quad (1-84)$$

donde:

- ρ : Resistividad del terreno, Ohm-m
- R : Resistencia medida, Ohm
- a : Distancia entre electrodos, m
- b : Profundidad de penetración de los electrodos, m
- n : Factor aproximado que tiene un valor entre 1 y 2 depende de la relación b/a

La ecuación 1-83, puede aproximarse a:

$$\rho = 4 \pi a R \quad \text{si } b \gg a \quad (1-85)$$

$$\rho = 2 \pi a R \quad \text{si } b \ll a \quad (1-86)$$

En la configuración de Wenner, los electrodos

de corriente (C) y los electrodos de potencial (P), pueden tener tres arreglos alternativos, sin alterar el resultado de la resistividad que se va a medir, siempre y cuando se aplique la expresión adecuada. Los arreglos son los siguientes:

$$C-P-P-C \text{ y } P-C-C-P; \quad \rho_1 = 2\pi a R_1 \quad (1-87)$$

$$C-C-P-P \text{ y } P-P-C-C; \quad \rho_2 = 6\pi a R_2 \quad (1-88)$$

$$C-P-C-P \text{ y } P-C-P-C; \quad \rho_3 = 3\pi a R_3 \quad (1-89)$$

La configuración de Wenner permite una visualización más rápida de la curva, ya que la resistividad puede ser obtenida en la forma más directa, a partir de los valores de resistencia R leídos en el instrumento. Por otro lado se pueden utilizar instrumentos menos sensitivos, que en la configuración Schlumberger, ya que a medida que se alejan los electrodos de corriente también lo hacen los de potencial.

B) Configuración de Schlumberger

Para esta configuración los cuatro electrodos se colocan también en línea recta, manteniendo la separación entre electrodos centrales o de potencial (a) constante; mientras que los electrodos exteriores, varían su separación a partir de los electrodos interiores, a distancias múltiples (na) de la separación base de los elec-

trodos centrales (a), como se muestra en la figura 1-23, la ecuación fundamental para este caso es:

$$\rho_{a\text{sch}} = \pi R n (n + 1) a \quad (1-90)$$

Algunas de las ventajas de esta configuración, son la rapidez con que realizan las mediciones y la menor sensibilidad a las variaciones laterales del terreno, debido principalmente a que sólo se desplazan los electrodos de corriente, permaneciendo en su lugar los de potencial.

1.6.1.2 Estructura Equivalente del Suelo

En la mayoría de los casos, los terrenos presentan características de no homogeneidad, fenómeno que puede ser verificado a través de la interpretación de las mediciones de resistividad, las que permitirán determinar la representación del suelo a través en un modelo homogéneo o un modelo estratificado.

1.6.1.2.1 Suelo Homogéneo

El valor de la resistividad aparente medida para cualquier separación, entre electrodos se va a mantener constante y coincide con el valor de resistividad del suelo.

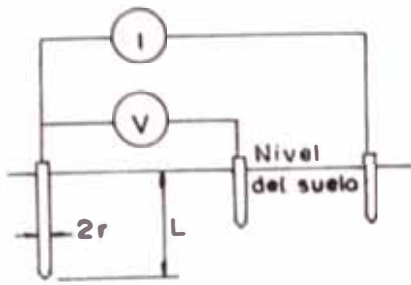


Figura 1-20. Método de los tres electrodos

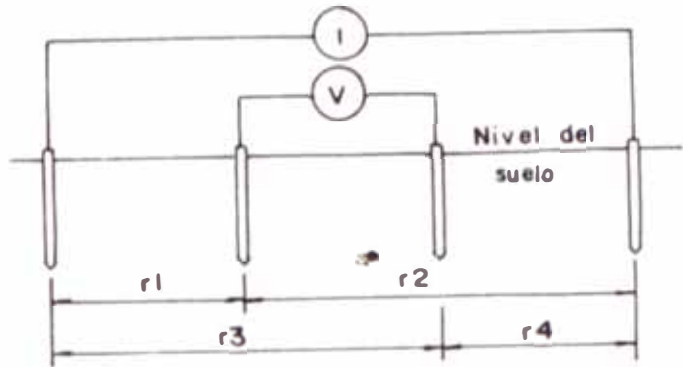


Figura 1-21. Método de los cuatro electrodos

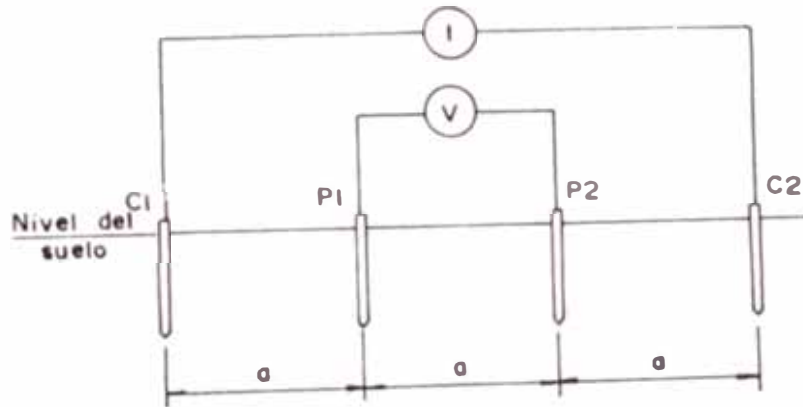


Figura 1-22. Configuración de Wenner

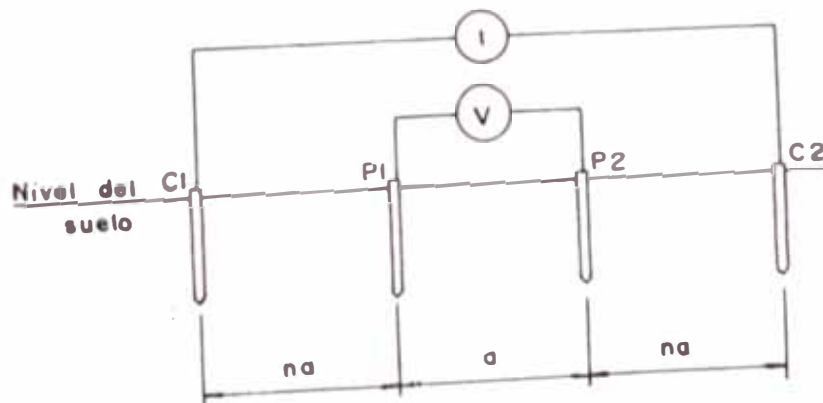


Figura 1-23. Configuración de Schlumberger

1.6.1.2.2 Suelo Estratificado de Dos Capas

En este modelo de suelo existen dos tipos posibles de combinaciones, como se muestran en las figura 1-24, cuyas características principales son:

- Tendencia asintótica al comienzo y fin de la curva
- Un sólo punto de inflexión en la gráfica de toda la curva.

1.6.1.2.3 Suelo Estratificado de Tres Capas

En un modelo de tres capas, existen cuatro tipos posibles de combinaciones, como se muestran en la figura 1-25, donde se puede observar que las curvas correspondientes a este modelo poseen dos puntos de inflexión.

En general, una curva de n capas, puede tener $2^{(n-1)}$ tipos de combinaciones y $(n-1)$ puntos de inflexión.

1.6.2 Resistencia de Puesta a Tierra

La resistencia de puesta a tierra, es el valor óhmico de la impedancia de un sistema considerado.

1.6.2.1 Métodos Básicos de Medición

1.6.2.1.1 Método de los Dos Terminales

Llamado también método directo, consiste en la medición de la resistencia de puesta a tierra del electrodo en prueba, a partir de un electrodo auxiliar cuya resistencia de puesta a tierra es presumida insignificante, en comparación con la del electrodo a medir.

Por lo general, el electrodo auxiliar utilizado, es el sistema de tuberías metálicas de agua, figura 1-26, supuesto con una resistencia de puesta a tierra de un ohmio, valor realmente bajo en comparación a los 25 ohmios, usualmente permitidos para electrodos simples medidos con este método.

Obviamente este método, tiene ciertas limitaciones, aparte de estar sujeto a grandes errores, cuando el electrodo bajo prueba tiene un valor de resistencia de puesta a tierra pequeño.

1.6.2.1.2 Método de los Tres Terminales

Este método requiere el uso de dos electrodos auxiliares con resistencia de puesta a tierra r_2 y r_3 aparte del electrodo bajo prueba, considerado con una resistencia r_1 . La resistencia entre cada par de electrodos puestos a tierra es medida y designada como r_{12} , r_{13} y r_{23} , donde $r_{12} = r_1 + r_2$, etc. Resolviendo las ecua-

ciones simultáneas se obtiene:

$$r_1 = \frac{r_{12} - r_{23} + r_{13}}{2} \quad (1 - 91)$$

1.6.2.1.3 Método de la Caída de Potencial

Este método tiene diversas variaciones y es aplicable a todo tipo de mediciones de resistencia de puesta a tierra, como en la figura 1-27.

El principio de medición consiste en hacer circular una corriente I a través del sistema de puesta a tierra T , y otro electrodo llamado electrodo de corriente C_2 , lo cual produce a una distancia P_2 de T , una caída de potencial V_p . El cociente V_p/I es una resistencia aparente, que bajo ciertas condiciones puede dar la verdadera resistencia de puesta a tierra R_t del sistema.

Para este método, el circuito formado por el electrodo de potencial, el instrumento medidor de potencial y el conductor que los une físicamente a la puesta a tierra T , es llamado circuito de potencial; de igual manera el circuito que comprende el electrodo de corriente C_2 , el instrumento medidor de corriente y el conductor que une físicamente a T , es llamado circuito de corriente.

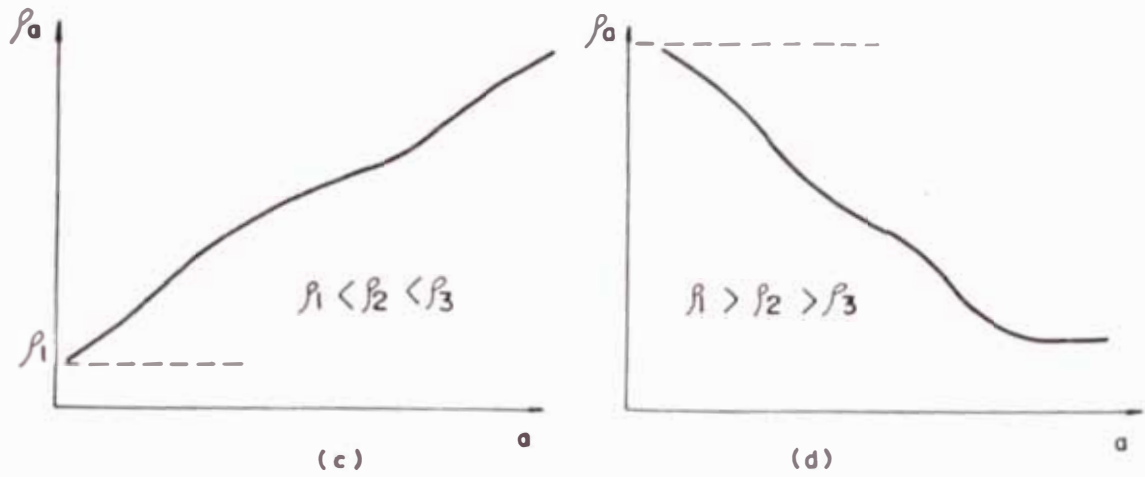


Figura 1-25c y d. Suelo estratificado de tres capas

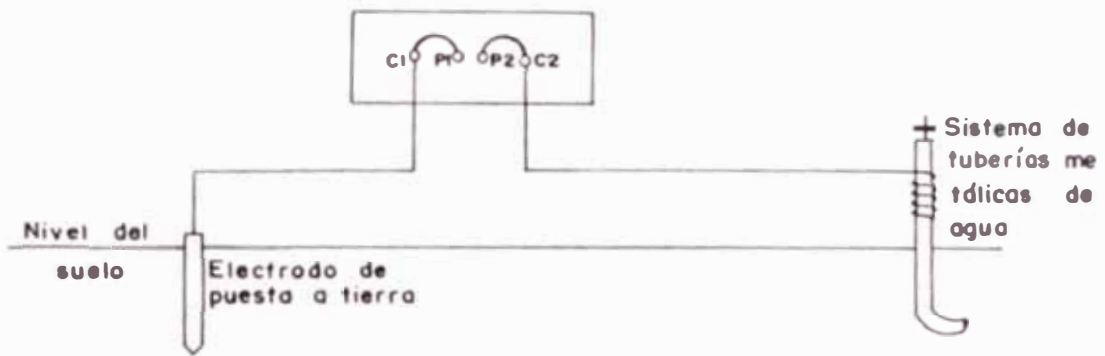


Figura 1-26. Método de los dos terminales

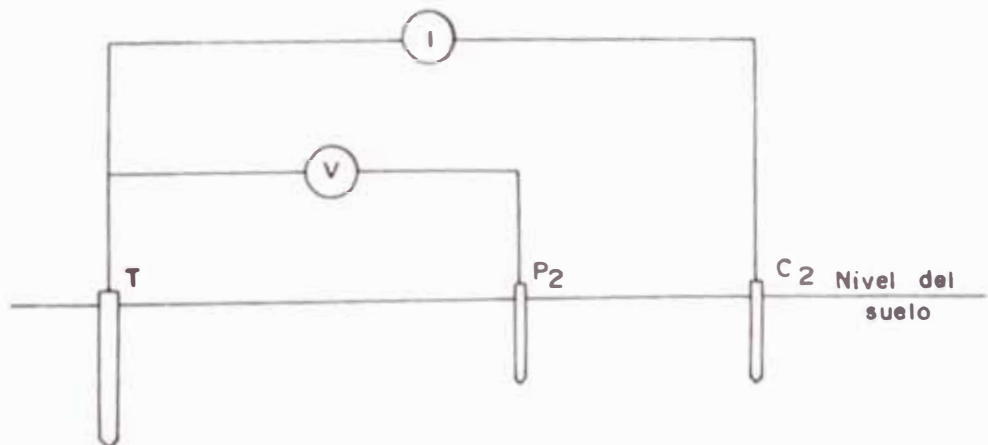


Figura 1-27. Método de la caída de potencial

CAPITULO II

CALCULOS JUSTIFICATIVOS

A fin de diseñar y seleccionar los materiales y equipos a utilizarse, en este capítulo se efectuarán los cálculos mecánicos y eléctricos correspondientes.

2.1 Cálculos Mecánicos

2.1.1 Cálculo Mecánico de Conductores

Estos cálculos permiten determinar los esfuerzos máximos y mínimos en las hipótesis a plantearse; los primeros para determinar la robustez de las estructuras y los segundos para la flecha máxima, así mismo las distancias entre fases.

La alimentación a las localidades en algunos casos, será mediante el sistema monofásico con retorno por tierra MRT, debido a la poca potencia requerida; y donde sea necesario, se correrá el conductor neutro, obteniendo el sistema tradicional monofásico, bifásico

o trifásico con la finalidad de suministrar servicios trifásicos.

2.1.1.1 Hipòtesis de Cálculo

Hipòtesis I

Condición de máximo esfuerzo :
 Temperatura : - 10 °C
 Velocidad del viento : 90 Km/H

Hipòtesis II

Condiciones normales de templado :
 Temperatura : 18 °C
 Tensión de cada día EDS : 20 %
 (porcentaje del esfuerzo máximo)

Sin viento

Sin hielo

Hipòtesis III

Condición de máxima flecha :
 Temperatura : 40 °C

Sin viento

Sin hielo

2.1.1.2 Cálculo de Esfuerzos

El cálculo de esfuerzos de los conductores, se efectúan con el uso de las ecuaciones de cambio de estado y la ecuación de la flecha.

Ecuación de cambio de estado

$$\sigma_f^2 \left[\sigma_f + E \alpha (t_f - t_i) \cos \theta + \frac{W_{ri} \times L \times E \times \cos \theta}{24 A \times \sigma_i} - \sigma_i \right] =$$

$$\frac{W_{rf} \times L \times E \cos \theta}{24 A} \quad (2 - 1)$$

donde:

σ_i : Esfuerzo admisible en la hipótesis inicial; Kg/mm²

σ_f : Esfuerzo admisible en la hipótesis final; Kg/mm²

W_{ri} : Peso resultante en la hipótesis inicial; Kg/m

W_{rf} : Peso resultante en la hipótesis final; Kg/m

t_i : Temperatura en la hipótesis inicial; °C

t_f : Temperatura en la hipótesis final; °C

α : Coeficiente de dilatación lineal; 1/°C

E : Módulo de elasticidad; Kg/mm²

A : Sección; mm²

L : Vano; m

θ : Arc Tg h/L (2 - 2)

h : Desnivel entre apoyos; m.

Presiones devidas al viento

$$P_v = K V^2 \quad (2 - 3)$$

donde:

P_v : Presión del viento; Kg/m²

K : Coeficiente
 0.0042 para superficies cilíndricas
 0.0070 para superficies planas

V : Velocidad del viento; Km/h

Características Físicas y Mecánicas del Conductor

Para el caso de conductor de 10 mm² de sección:

Tipo : Desnudo
 Temple : Duro
 Sección : 10 mm²
 No de hilos : 7
 Diámetro exterior : 0.00405 m
 Peso : 0.90 Kg/m
 Tiro de rotura : 391 Kg
 Esfuerzo de rotura : 39.1 Kg/mm²
 Coeficiente de dilatación: 17×E-06, 1/°C
 Módulo de Elasticidad : 12,650 Kg/mm²
 Velocidad del viento : 90 Km/h

Ecuación de la Flecha

$$f = \frac{T}{Wr} \left[\cosh \frac{LWr}{2T} - 1 \right] \quad (2 - 4)$$

ò

$$f = \frac{L^2}{8T} \frac{Wr}{T} \quad (2 - 5)$$

donde:

- f : Flecha; m
- T : Tensión en el Conductor Kg (componente longitudinal horizontal)
- Wr : Peso resultante; Kg/m
- L : Vano; m

Peso resultante sobre el conductor

$$W_r^2 = (W + i)^2 + P_{vc}^2 \quad (2 - 6)$$

donde:

- W : Peso del propio conductor; Kg/m
- i : Peso del manguito de hielo; Kg/m
- Pvc : Peso debido a la presión del viento; Kg/m

Peso del manguito de hielo

$$i = 0.00286 t (d + t) \quad (2 - 7)$$

donde :

- d : Diámetro del conductor; mm
- t : Espesor del manguito de hielo; mm

Peso debido a la presión del viento

$$P_{vc} = 0.001 P_v (d + 2t) \quad (2 - 8)$$

donde:

- Pv : Presión del viento; Kg/m²

Para diferentes valores de vano y temperatura, con las características de los conductores y con el uso de las relaciones anteriores, se obtienen las tablas 2-1, 2-2, 2-3 y 2-4.

Para una misma temperatura, se puede hacer uso de la relación:

$$f_2 = f_1 \left(\frac{L_2}{L_1} \right)^2 \quad (2-9)$$

donde:

f_1, L_1 : Valores de flecha y vano para condición inicial

f_2, L_2 : Valores de flecha y vano para condición final

2.1.1.3 Cálculo del Vano de Regulación

Está dado por la siguiente relación:

$$L_r = \sqrt{\frac{\sum_{1}^n L^3}{\sum_{1}^n L}} \quad (2-10)$$

donde:

L_r : Longitud del vano de regulación; m

L : Longitud de cada uno de los vanos; m

Según UNESSA 3.413:

$$L_r = \text{Vano medio} + \frac{2(\text{vano máximo} - \text{vano medio})}{3} \quad (2-11)$$

siendo el vano medio, la media aritmética de los vanos componentes del tramo, y el máximo el de mayor longitud

en el mismo tramo.

Los valores de los vanos componentes, de acuerdo a los planos de la línea y red primaria considerados son :

Línea primaria (m) :

Huamanguilla-Ccochachin (tramo I): 40, 76, 40, 144, 100, 198, 80, 152, 140, 158, 140, 78, 84, 80, 86, 66.

Luricocha-Pampay (tramo II) : 28, 80, 102, 78, 80, 94, 98, 108, 90, 96, 32, 130, 118, 132, 76, 128, 130, 120, 116, 130, 126, 90, 30, 58, 78, 72, 80.

Redes primarias (m):

Huayhuas : 40, 42, 75, 75, 70, 75, 65, 28, 70, 70, 15

Huamanguilla: 40, 68, 35, 56, 85, 82, 78, 35

Llanza : 30, 70, 30.

Luricocha : 78, 84, 85, 85, 68, 17, 58, 72, 40

Ccochachin : 40, 75, 40

Maynay : 40, 70, 80, 76, 68, 80, 43, 65

Pampay : 30, 70, 80, 80, 35

Macachacra : 65, 70, 70, 43

Secillas : 75, 70, 38, 35, 25

Tres Esqui. : 66

Uyuvirca : 40.

Con los valores de vanos anteriores, el vano de regulación resulta:

	Vano de Regulación (m)	
	2-10	2-11
Según ecuación		
Sistema :		

Linea primaria	132.9	Tramo I : 166.6 Tramo II : 119.9 Promedio : 143.3
Red Primaria	67.8	76.1

Del cuadro obtenido; para la línea primaria se elige; $L_r = 140$ m y para la red primaria, considerando que se usarán también como apoyos en la red secundaria; se elige $L_r = 70$ m.

2.1.2 Cálculo Mecánico de Postes

Longitud de Postes:

Queda determinado por:

$$l = h_e + d_{ms} + d_{cp} + f_m \quad (2 - 12)$$

donde :

h_e : Longitud de empotramiento; 1.8 m

d_{ms} : Distancia mínima del conductor al suelo; 6.0 m

d_{cp} : Distancia de cruceta a la punta del poste; 1.0 m

f_m : Flecha máxima (vano regulador 140 m); 3.2 m

Luego resulta :

$$l = 12 \text{ m}$$

Tabla 2-5

Dimensiones de Postes de Madera

Clase	4		5		6		
	C	D	C	D	C	D	
Grupo							
Circunf. en la punta (cm)	49	51	45	47	38	40	
Longitud del poste (m)	Long. de empotramiento(m)		Circunferencia en la línea de empotramiento (cm)				
11	1.7	80	85	74	79	68	73
12	1.8	83	88	76	81	71	75

----- Cálculo de Esfuerzos -----

La situación más desfavorable se presenta, cuando se tiene 4 conductores: 3x16 + 1x10 mm².

----- Cálculo de la fuerza del viento sobre el poste: -----

$$F_{vp} = P_v \times A_{pv} \quad (2 - 13)$$

$$F_{vp} = P_v \frac{(d_v + d_e) H}{2} \quad (2 - 14)$$

donde:

F_{vp} : Fuerza del viento sobre el poste; Kg

P_v : Presión del viento; 34 Kg/m²

d_v : Diámetro del vértice de poste; m

d_e : Diámetro de la línea de empotramiento; m

H : Altura del poste expuesta al viento; 10.2 m

Luego :

$$F_{vp} = 63.24 \text{ Kg, poste clase 6 - D}$$

$$F_{vp} = 70.57 \text{ Kg, poste clase 5 - D}$$

Distancia de aplicación de la F_{vp} :

$$Z = \frac{H (d_e + 2 d_v)}{3 (d_e + d_v)} \quad (2 -15)$$

Z : distancia de aplicación de la fuerza F_{vp} , m.
de donde:

$$Z = 4.58 \text{ m, poste clase 6 - D}$$

$$Z = 4.65 \text{ m, Poste clase 5 - D}$$

Momento flector debido a la F_{vp} :

$$M_{vp} = F_{vp} \times Z \quad (2 -16)$$

M_{vp} : momento flector debido a la F_{vp} ; Kg-m

$$M_{vp} = 289.97 \text{ Kg-m, poste clase 6 - D}$$

$$M_{vp} = 327.44 \text{ Kg-m, poste clase 5 - D}$$

Fuerza de tracción de los conductores:

$$T_c = 2 T_o \text{ Sen } \alpha / 2 \quad (2 -17)$$

donde:

T_c : Fuerza de tracción de los conductores; Kg

To : Tiro horizontal de los conductores; 202.78 y 141.05 Kg para conductores de 16 y 10 mm² respectivamente

α : Angulo de cambio de dirección

$$T_c = 405.6 \text{ Sen } \alpha / 2; \text{ conductor de } 16 \text{ mm}^2$$

$$T_c = 282.1 \text{ Sen } \alpha / 2; \text{ conductor de } 10 \text{ mm}^2$$

Fuerza del viento sobre los conductores:

$$F_{vc} = \frac{L_r \times d \times P_v \text{ Cos } \alpha / 2}{1000} \quad (2 - 18)$$

donde:

F_{vc} : Fuerza del viento sobre los conductores; Kg

d : Diámetro del conductor; 5.10, 4.05 mm; para conductor de 16 y 10 mm² respectivamente

L_r : Vano regulador; 140 m

P_v : Presión del viento; 34 Kg/m²

$$F_{vc} = 24.77 \text{ Cos } \alpha / 2; \text{ conductor de } 16 \text{ mm}^2$$

$$F_{vc} = 19.28 \text{ Cos } \alpha / 2; \text{ conductor de } 10 \text{ mm}^2$$

Fuerza sobre los conductores:

$$F_c = T_c + F_{vc} \quad (2 - 19)$$

F_c : Fuerza sobre los conductores; Kg

$$F_c = 405.6 \text{ Sen } \alpha / 2 + 24.77 \text{ Cos } \alpha / 2; \text{ conductor } 16 \text{ mm}^2$$

$$F_c = 282.10 \text{ Sen } \alpha / 2 + 19.28 \text{ Cos } \alpha / 2; \text{ conductor } 10 \text{ mm}^2$$

Momento total debido al viento y a la fuerza

sobre los conductores :

$$M = M_{vp} + M_c \quad (2 -20)$$

$$M_c = F_c \times d_{cp} \quad (2 -21)$$

donde:

M : Momento total debido al viento y a la fuerza sobre los conductores; Kg-m

d_{cp} : Distancia del piso al apoyo del conductor; m

M_c : Momento debido a la fuerza sobre los conductores; Kg-m

de la figura 2-1, se obtiene:

$$M_c = 28.6 F_c 16 + 8.6 F_c 10$$

$$M_c = 14,026.22 \text{ Sen } \alpha/2 + 874.20 \text{ Cos } \alpha/2$$

Luego :

$$M = 289.97 + 14,026.22 \text{ Sen } \alpha/2 + 874.20 \text{ Cos } \alpha/2$$

Para poste clase 6 grupo D:

$$M = 327.44 + 14,026.22 \text{ Sen } \alpha/2 + 874.20 \text{ Cos } \alpha/2$$

Para poste clase 5 grupo D:

Esfuerzo en la línea de empotramiento por ac-

ción del momento final

$$R_e = \frac{M}{3.13 \times 10^{-5} \times C} \quad (2 -22)$$

donde:

Re : Esfuerzo en la línea de empotramiento;
Kg/cm²

M : Momento total; Kg-m

C : Longitud de circunferencia del poste a
nivel del terreno; cm

$$Re = \frac{M}{13.2} ; \text{Clase 6 - D}$$

$$Re = \frac{M}{16.6} ; \text{Clase 5 - D}$$

Esfuerzo debido a las cargas verticales:

$$R_v = \frac{P}{S} \left(1 + \frac{K \times H^2 \times S}{UI} \right) \quad (2 - 23)$$

donde :

Rv : Esfuerzo debido a las cargas verticales; Kg/cm²

P : Suma de cargas verticales actuantes; Kg

S : Sección del poste en la Línea de empotramiento;
cm²

K : Coeficiente que depende del material; 2.0 para
madera

H : Altura libre del poste; m

U : Coeficiente que depende del modo de fijación;
0.25

I : Momento de inercia de la sección de empotramiento
cm⁴

P; está dado por:

P = Peso de poste y cruceta + peso de aisladores y accesorios + peso de conductores + peso de operario.

$$P = 300 + 20 + 50 + 80$$

$$P = 450 \text{ Kg}$$

$$I = \frac{\pi d^4}{64} \quad (2 - 24)$$

luego:

$$R_v = 24.51 \text{ Kg/cm}^2, \text{ para poste clase 6 - D}$$

$$R_v = 18.14 \text{ Kg/cm}^2, \text{ para poste clase 5 - D}$$

La fuerza total a 0.3 m de la punta es:

$$F_p = M / 9.9$$

Esfuerzo total :

$$R = R_e + R_v \quad (2 - 25)$$

donde :

R : Esfuerzo total; Kg/cm²

Considerando, poste clase 6 grupo D, para diferentes valores de ángulo α se obtiene la tabla 2-6:

Tabla 2-6

α°	M(Kg-m)	Fp(Kg)	Re(Kg/cm ²)	Rv(Kg/cm ²)	R(Kg/cm ²)
0.0	1164	118	88.18	24.51	112.69
2.0	1409	142	106.73	24.51	131.24
4.0	1653	167	125.24	24.51	149.75
5.0	1775	179	134.48	24.51	158.99
6.0	1879	192	143.72	24.51	168.22
8.0	2140	216	161.12	24.51	184.63
10.0	2383	241	180.55	24.51	205.06

Con factor de seguridad 3.0, los valores máximos permisibles de la fuerza en la punta y el esfuerzo total son:

$$F_p = 680/3 = 226.6 \text{ Kg}$$

$$R = 501/3 = 167 \text{ Kg/cm}^2$$

Haciendo una comparación con los valores de la tabla 2 - 6 obtenido, se puede concluir, que se usará postes de madera de 12 m, clase 6 grupo D en alineamiento de 0° a 5° sin retenida.

2.1.3 Cálculo de soportes:

Alineamiento y cambios de dirección de 0° a 5°

De acuerdo a la figura 2-2, la máxima fuerza que deberá soportar una espiga de está dado por:

$$F = \frac{\pi r t^3 d e}{32 h e} \quad (2 - 26)$$

donde:

- F : Fuerza máxima en la espiga; Kg
 de : Diámetro de la espiga en contacto con la cruceta;
 19 mm
 he : Longitud de la espiga sobre la cruceta; 178 mm
 σ_t : Esfuerzo máximo de trabajo ($0.6 \sigma_f$); 12.6 Kg/mm²

$$F = 47.7 \text{ Kg}$$

También:

$$F_c = 405.60 \text{ Sen } \alpha/2 + 24.77 \text{ Cos } \alpha/2$$

Así mismo, con las fuerzas F_c que actúan sobre los conductores; se confecciona la tabla N° 2-7.

Tabla 2 - 7

Valores de la fuerza F_c para cambios de dirección α°

α°	F_c (Kg)	α°	F_c (Kg)
0.0	24.8	22.5	102.0
2.5	33.6	25.0	111.9
5.0	42.4	27.5	120.5
7.5	51.2	30.0	128.9
10.0	60.0	32.5	137.3
12.5	68.8	35.0	145.6
15.0	77.5	35.7	153.8
17.5	86.2	40.0	161.9
20.0	94.8	42.5	170.1

De los valores tabulados para F_c , comparando con el obtenido de $F = 47.7$ Kg; se concluye, que se usará espiga simple de 19 mm de diámetro en alineamiento y cambios de dirección de 0° a 5° .

Cambios de dirección de 5° a 30°

Considerando que se usará dos espigas simples para cambios de dirección de 5° a 30°, y efectuando el cálculo para la fuerza que soportarán las dos espigas simples, con el uso de la ecuación N° 2-26, con un diámetro equivalente de 26.8 mm, resulta $F=134$ Kg; de la tabla N° 2-7 se concluye que las dos espigas pueden soportar fuerzas F_c , para la sollicitación indicada.

Cambios de dirección de 30° a 60°

De la figura 2-3, considerando que serán anclados con pernos ojo, de 16 mm de diámetro; la fuerza que soporta está dado por:

$$F = \sigma_t \times A \quad (2 - 27)$$

donde :

σ_t : Esfuerzo de tracción máximo de trabajo; 16
Kg/mm²

A : Sección transversal del soporte; 201 mm²

$$F = 3,216 \text{ Kg}$$

La fuerza F_c , para ángulo de 60° tiene un valor de 224.3 Kg; por consiguiente en cambios de dirección hasta 60° se usará pernos ojo de 16 mm de diámetro.

Cambios de dirección de 60° a 90 °

De acuerdo a la figura 2-4, la máxima fuerza sobre un soporte de anclaje F_c , es la encontrada en la hipótesis de máximos esfuerzos:

$$F_c = 202.78 \text{ Kg}$$

Comparando este valor, con el de $F = 3,216 \text{ Kg}$ que puede soportar un perno de 16 mm de diámetro; se concluye que este perno estará sobre dimensionado para el requerimiento solicitado.

2.1.4 Cálculo de Retenida

Las retenidas tendrán las siguientes características:

Material	: Acero galvanizado
Número de hilos	: 7
Diámetro	: 9.53 mm (3/8")
Carga de rotura	: 3150 Kg
Factor de seguridad	: 2
Carga máxima de trabajo	: 1575 kg

Cambios de dirección de 5° hasta 30°:

De acuerdo a la figura 2-5, con $F_{vp} = 70.57 \text{ Kg}$. para $\alpha = 30^\circ$; $F_{c16} = 128.9 \text{ Kg}$, $F_{c10} = 91.6 \text{ Kg}$.

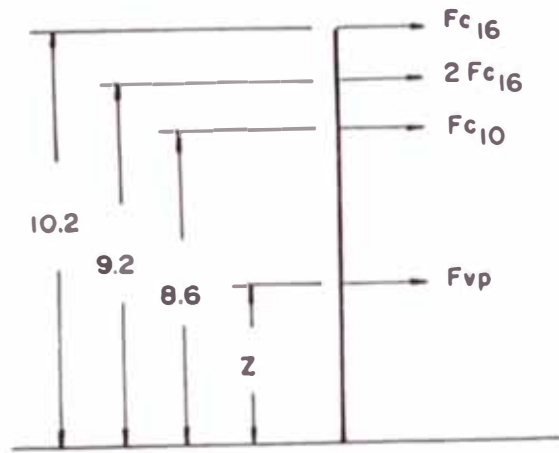


Figura 2-1. Fuerzas actuantes sobre el poste

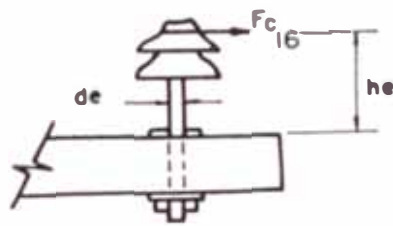


Figura 2-2. Soporte de alineamiento y ángulos de 0° a 5° y 5° a 30°

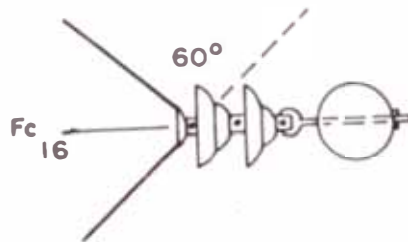


Figura 2-3. Soporte de ángulos 30° a 60°

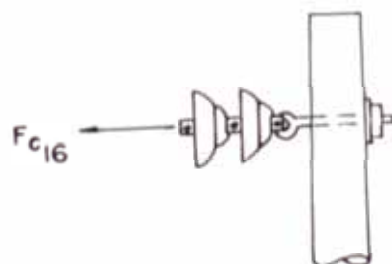


Figura 2-4 Soporte de ángulos 60° a 90°

y para $\Sigma M_o = 0$; resulta :

$$T = 850.08 \text{ Kg}$$

Comparando con el valor de carga máxima de trabajo, se concluye que se usará una retenida con las características mencionadas.

Cambios de dirección de 30° hasta 60°:

De acuerdo a la figura 2-6, para $\alpha = 60^\circ$; $F_{c16} = 224.3 \text{ Kg}$, $F_{c10} = 157.8 \text{ Kg}$; con la finalidad de que el poste no falle por pandeo, y las fuerzas queden mejor equilibradas, se instalarán dos retenidas, cuya carga de trabajo será; $\Sigma M_o = 0$, $T = 865.50 \text{ Kg}$; este valor es menor que la fuerza máxima de trabajo.

Cambios de dirección de 60° hasta 90°

En el caso de la figura 2-7, la fuerza F_c , será la máxima que soportará el conductor, es decir; $F_{c10} = 141.05 \text{ kg}$ y $F_{c16} = 202.78 \text{ Kg}$, con la misma configuración y planteamiento anterior (30° a 60°), y para cada dirección resulta: $\Sigma M_o = 0$, $T = 788.60 \text{ Kg}$; luego se concluye que se usará 4 retenidas simples, 2 para cada dirección.

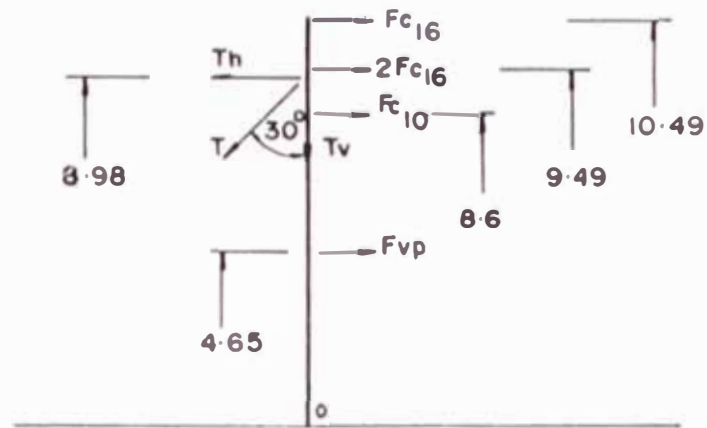


Figura 2-5 · Retenidas para cambios de dirección de 5° a 30°

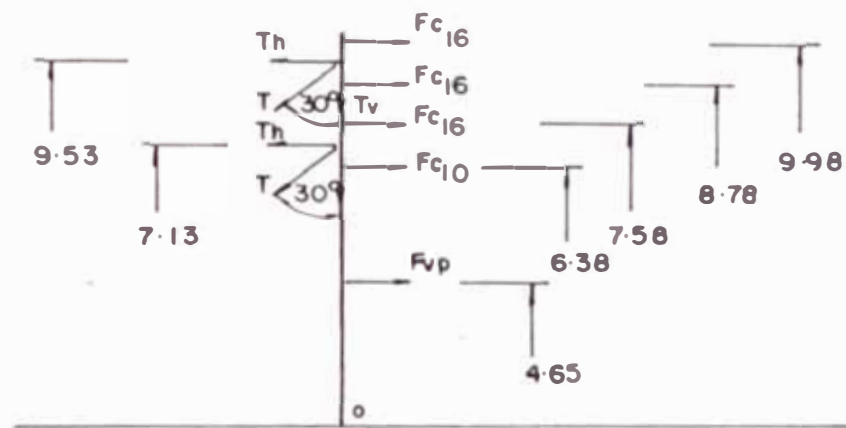


Figura 2-6 · Retenidas para cambios de dirección de 30° a 60°

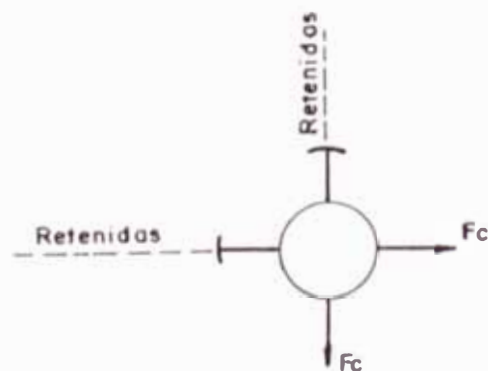


Figura 2-7 · Retenidas para cambios de dirección de 60° a 90°

Verificación de postes:

Se debe cumplir:

$$R_v < R / c.s. \quad (2 - 28)$$

donde :

R_v : Esfuerzo de pandeo debido a las cargas verticales
Kg/cm²

R : Esfuerzo máximo de pandeo; 400 Kg/cm²

c.s. : Coeficiente de seguridad; 2

Considerando poste de madera, clase 5 grupo D,
la fuerza vertical P actuante será:

$$P = \text{Peso de poste más accesorios} + 4 T_v$$

$$T_v = T \cos 30^\circ (2732 \text{ Kg})$$

$$P = 3,182 \text{ Kg}$$

luego:

$$R_v = 128.30 \text{ Kg/cm}^2 \leq 200 \text{ Kg/cm}^2$$

Por lo tanto:

En cambios de dirección de 0° a 5° se usará postes de madera, clase 6 grupo D.

En cambios de dirección de 5° a 30° , se usará postes de madera, clase 5 grupo D con una retenida.

En cambios de dirección de 30° a 60° , se usará postes de madera, clase 5 grupo D, con dos retenidas.

En cambios de dirección de 60° a 90° , se usará postes de madera clase 5 grupo D, con cuatro retenidas.

2.1.5 Cálculo de Anclajes:

El bloque de anclaje, para fijación del cable de la retenida tendrá sus dimensiones que cumplan:

$$A \geq \frac{T}{1.5 e} \quad (2 -29)$$

donde:

A : Diámetro o ancho del bloque de anclaje; cm

T : Tiro de la retenida; Kg

e : Longitud del bloque de anclaje; cm

Si se toma $e = 20$ cm y $T = 1094.6$ Kg, de cálculo anterior figura 2-5; resulta: $A = 36.50$ cm, juego se elige un bloque de anclaje de $40 \times 40 \times 20$ cm.

De acuerdo a la figura 2-8, haciendo las siguientes consideraciones:

Tiro máximo en la retenida (T); 1575 Kg

Inclinación de la varilla de anclaje (R); 30° con la vertical

Coefficiente de compresibilidad del terreno; 960 Kg/m

Angulo de talud natural; 36°

El volumen de tronco de pirámide está dado por:

$$V = \frac{1}{3} h \left[s^2 + s^2 + \sqrt{s^2 s^2} \right] \quad (2 -30)$$

donde:

$$s = A^2 ; s = B^2 ; A = B + 2C$$

Tambièn :

$$V = T/R \quad (2 -31)$$

$$V = 1.64 \text{ m}$$

$$B = 0.4 \text{ m}$$

$$C = 1.37 \text{ h}$$

Reemplazando resulta:

$$h = 0.73 \text{ m}$$

Luego la minima longitud de la varilla de anclaje enterrada serà:

$$L = h / \text{Cos } 30^\circ$$

$$L = 0.84 \text{ m}$$

2.1.6 Cálculo de Cruceas:

En la figura 2-9:

F1 = Tiro máximo en el conductor; 202.78 Kg

F2 = Fuerza vertical actuante; 86 Kg; peso de conductores
peso de aisladores y accesorios, peso de operario.

El esfuerzo actuante está dado por:

$$R = M/ I \quad (2 -32)$$

donde:

M : Momento flector; Kg-m

I : Momento de inercia de la sección; cm

$$M = F \times L \quad (2 -33)$$

$$I1 = \frac{a^2 b^3}{6} \quad (2 -34)$$

$$I2 = \frac{a^3 b^2}{6} \quad (2 -35)$$

Luego:

$$R1 = 144.93 \text{ Kg/cm}^2$$

$$R2 = 48.52 \text{ Kg/cm}^2$$

$$Rt = 152.84 \text{ Kg/cm}^2$$

El esfuerzo máximo de flexión de la madera tornillo es 349 Kg/cm² y con factor de seguridad 2, se tiene que la cruceta podrá soportar hasta 174.5 Kg/cm² de esfuerzo máximo de trabajo; comparando con el valor obtenido de Rt, se concluye que se usará, cruceta de madera de las siguientes características:

Tipo : Tornillo
 Longitud : 2.4 m
 Sección transversal : 90 x 114 mm.

2.2 Cálculos Eléctricos

2.2.1 Capacidad de las Subestaciones

2.2.1.1 Capacidad de la Subestación de Salida

Para determinar la capacidad de la subestación de salida, se efectuará el estudio de Mercado Eléctrico

de cada una de las localidades integrantes del pequeño sistema eléctrico.

La proyección de la demanda de los centros poblados se efectúa de acuerdo a la secuencia que a continuación se indica.

Pronóstico de Población: P_n

Se ha evaluado teniendo en consideración, los resultados de los últimos censos nacionales; de los cuales se obtuvo los datos de población, vivienda e índices de crecimiento respectivos, los cuales se puede apreciar en la tabla 2-8, 2-9 y 2-10.

El crecimiento poblacional se ha relacionado analíticamente mediante la ecuación potencial 2-36.

$$P_n = P_{1989} \left(1 + \frac{T}{100} \right)^{(n-1989)} \quad (2-36)$$

donde:

P_n : Población proyectada al año n

n : Año de proyección

P₁₉₈₉ : Población del año referencial; 1989

T : Tasa de crecimiento poblacional anual

Restricciones:

1) $T \leq 1$ se asume $T = 1$

2) $T \geq 3.5$ se asume $T = 3.5$

3) $T = x$, donde $1 \leq x \leq 3.5$, se asume el valor de x .

Pronóstico del Número de Viviendas: V_n

Se evaluó tomando como base, el pronóstico de la población y densidad familiar.

$$V_n = \frac{P_n}{(H/V)} \quad (2 -37)$$

donde:

V_n : Número de viviendas al año n

P_n : Población proyectada al año n

(H/V) : Densidad familiar o número de habitantes por vivienda (3 a 6 hab./vivienda).

Pronóstico del Número de Abonados Domésticos:AD

El número de abonados domésticos, se evaluó multiplicando la cantidad de viviendas por un coeficiente de electrificación.

El coeficiente de electrificación, se estimó de acuerdo a las condiciones socio-económicas y geográficas de cada localidad, las mismas que fueron agrupadas en tres categorías:

Categoría	Coef. electrificación %		Tipo de variación
	Inicial	Final	
Cap. provincia	45	75	lineal constante

Cap. distrito	45	80	lineal constante
Caserio, pago	55	80	lineal constante

Pronóstico del Número de Abonados Comerciales: AC

Se evaluó tomando como referencia, el pronóstico del número de abonados domésticos:

$$AC_n = \frac{AD_n}{K} \quad (2 -38)$$

donde:

AC_n : Número de abonados comerciales al año n

AD_n : Número de abonados domésticos al año n

K = $\frac{\text{Abonados Domésticos}}{\text{Abonados comerciales}}$; 4 ≤ K ≤ 7

K = 6 Capital de distrito

K = 7 Otras localidades

Pronóstico del Consumo Unitario Doméstico y

Alumbrado Público

Se evaluó haciendo uso de la ecuación potencial 2-39.

$$y = A x^B \quad (2 -39)$$

donde:

y : Consumo anual unitario doméstico

x : Número de abonados domésticos

A, B : Parámetros de la ecuación

Categoría	Ecuación
-----	-----
Cap. provincial	$y = 86.64 x^{0.3659}$ (2 -40)
Cap. distrito	$y = 82.52 x^{0.3519}$ (2 -41)
Caserio, pago	$Y = 79.08 x^{0.3334}$ (2 -42)

Pronóstico del Consumo Unitario Comercial

Con los datos históricos, se estableció una relación entre consumo unitario doméstico y consumo unitario comercial:

Categoría	$\frac{\text{Consumo unitario comercial}}{\text{Consumo unitario doméstico y A. P.}}$

Cap. provincia	1.25
Cap. distrito	1.10
Caserio, pago	1.05

Consumo Doméstico: CD

$$CD = AD \times CUD ; \text{ KWH}$$

(2 -43)

Consumo Comercial: CC

$$CC = AC \times CUC ; KWH$$

(2 -44)

Consumo Neto Industrial: CI

Este consumo se determina asumiendo, que es un porcentaje constante, de la suma de los consumos domésticos más comercial.

<u>Categoría</u>	<u>Porcentajes</u>
Cap. provincia	15 %
Cap. distrito	10 %
Caserío y pagos	8 %

Consumo de Cargas Especiales: CCE

Se consideran a la demanda correspondientes a las iglesias, municipalidades, postas médicas, locales escolares y otros lugares públicos. Con bastante aproximación puede estimarse como porcentaje de la suma de los consumos domésticos y alumbrado público y comercial.

Así tendremos:

<u>Categoría</u>	<u>Porcentaje</u>
Cap. provincia	15 %
Cap. distrito	5 %
Caserío y pagos	5 %

Consumo Neto Total: CN

Resulta de la suma aritmética de las demandas de cada uno de los sectores de consumo antes citados.

$$CN = CD + CC + CI + CCE \quad (2 -45)$$

Pérdidas por Distribución: PD

$$PD = 0.1 \quad CN \quad (2 -46)$$

Consumo Bruto de Energía: CB

$$CB = CN + PD \quad (2 -47)$$

Máxima Demanda Total: MDT

Se estima a partir del consumo bruto total y de las horas de utilización de la máxima demanda.

$$MDT = \frac{CB}{HUt} \times F.S. ; KW \quad (2 -48)$$

donde:

HUt : Horas de utilización de la localidad (total) de acuerdo a la categoría.

<u>Categoría</u>	<u>Inicial</u>	<u>Final</u>
Capital de distrito	1870	2250
Caserío, pagos	1525	1810

F.S. : Factor de simultaneidad

= 1 cuando no se considera cargas especiales

= 0.85 - 0.95, cuando se considera cargas especiales

Los resultados de estos cálculos se muestran en las tablas Nos 2-11 a 2-15.

La demanda máxima total proyectada al año 2010, del pequeño sistema eléctrico, es 1338.3 KW; con el 5% de cargas futuras y factor de potencia 0.9, la potencia requerida en la subestación de salida será de 1561.4 KVA; luego se concluye que en la subestación de salida del P. S. E. se instalará un banco de 3 transformadores monofásicos de 500 KVA cada uno.

2.2.1.2 Capacidad de las Subestaciones de Distribución

En el cálculo de la capacidad de las subestaciones de distribución, se considera lo siguiente:

- Potencia de servicio particular: Ps.p.; de acuerdo al número de usuarios particulares y cargas especiales.

Demanda máxima usuario particular : 800 W.

Factor de simultaneidad : 0.5

- Potencia de alumbrado público: Pa.p.; de acuerdo al número de equipos de iluminación.

Consumo de un equipo de iluminación : 89 W.

- Pérdida de potencia: Pp.; considerado como el 5 % de la potencia de servicio particular.

- Potencia de cargas futuras: P_{c.f.}; considerado el 10 % de la potencia de servicio particular.
- Potencia total: P_{t.} se obtiene como la sumatoria de las potencias anteriores, este valor afectado por el factor de potencia 0.9, da como resultado la potencia aparente. Estos cálculos se muestran en la tabla 2-16.

2.2.2 Cálculo de Conductores por Caída de Tensión

Los cálculos respectivos se realizan, teniendo en cuenta entre otros, las condiciones establecidas por las Normas del Ministerio de Energía y Minas y Código Nacional de Electricidad.

Datos básicos:

Nivel de tensión	:	22.9/13.2 KV
Frecuencia	:	60 Hz
Factor de potencia	:	0.9
Sistema	:	3Ø, 2Ø, 1Ø y MRT
Material de conductores	:	Cobre
Sección	:	16 y 10 mm ²

La caída de tensión por fase está dado por:

$$\Delta V \text{ (MRT)} = P_{1\phi} \times L \times FCT \text{ (MRT)} \quad \text{Voltios} \quad (2-49)$$

$$\Delta V \text{ (1 } \phi) = P_{1\phi} \times L \times FCT \text{ (1}\phi) \quad \text{Voltios} \quad (2-50)$$

$$\Delta V \text{ (2 } \phi) = P_{2\phi} \times L \times FCT \text{ (2}\phi) \quad \text{Voltios} \quad (2-51)$$

$$\Delta V (3 \phi) = F 3 \phi \times L \times FCT (3 \phi) \quad \text{Voltios} \quad (2 - 52)$$

Factor de caída de tensión:

$$FCT = \frac{R \cos \theta + X \operatorname{Sen} \theta}{(F) V_f \cos \theta} \quad (2 - 53)$$

donde:

F : Número de fases

Impedancia de una línea monofásica con neutro

corrido puesto a tierra

$$\bar{Z}_{1\phi} = \bar{Z}_{11} - \frac{(\bar{Z}_{1n})^2}{\bar{Z}_{nn}} + (1 - u) \bar{Z}_{ng}; \text{ Ohm/Km} \quad (2 - 54)$$

donde:

$$\bar{Z}_{11} = r_1 + r_e + j 2.8937 \times 10^{-3} \times f \times \operatorname{Log} \frac{D_e}{RMG_1} \quad (2 - 55)$$

$$\bar{Z}_{nn} = r_n + r_e + j 2.8937 \times 10^{-3} \times f \times \operatorname{Log} \frac{D_e}{RMG_n} \quad (2 - 56)$$

$$\bar{Z}_{1n} = r_e + j 2.8937 \times 10^{-3} \times f \times \operatorname{Log} \frac{D_e}{DMG_{1n}} \quad (2 - 57)$$

$$u = \left| \frac{\bar{Z}_{1n}}{\bar{Z}_{nn}} \right| \quad (2 - 58)$$

L : Longitud del circuito monofásico en Km (15 Km)

$$\bar{Z}_{ng} = \sqrt{R_g \times \bar{Z}_{nn}} (1 - u) \operatorname{Tgh} (\lambda L) \quad (2 - 59)$$

r_1, r_n : Resistencia del conductor de fase y el neutro respectivamente, a la temperatura de trabajo, 30 °C.

$$r_{30^\circ\text{C}} = r_{20^\circ\text{C}} [1 + \alpha (t_{30^\circ\text{C}} - t_{20^\circ\text{C}})] \quad (2 - 60)$$

α = 0.00382 para cobre duro

r_e : Resistencia adicional relativo a la frecuencia

$$r_e = 9.8798 \times 10^{-4} \times f \quad (2 - 61)$$

f : Frecuencia del sistema

D_e : Distancia equivalente relativo a la resistividad del terreno y a la frecuencia

$$D_e = 658 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \text{ m.} \quad (2 - 62)$$

ρ : Resistividad del terreno (100 Ohm-m)

RMG_1 : Radio medio geométrico del conductor de fases

RMG_n : Radio medio geométrico del conductor neutro

$$RMG = 0.726 \cdot R_e \text{ (conductores 7 hilos)} \quad (2 - 63)$$

R_e : Radio exterior del conductor

DMG_{1n} : Distancia media geométrica entre el conductor de fase y el neutro

$$R_g = \frac{R}{P} \quad (2 - 64)$$

R : Resistencia del conductor de bajada a tierra

Ohm. (aproximadamente de 15 m. de conductor)

P : Número de puestas a tierra por Km

$$\lambda = \sqrt{\frac{|\bar{Z}_{nn}|}{R_g}} \quad (2-65)$$

Impedancia de una línea bifásica:

De acuerdo a la REA, boletín 45-1:

$$\bar{Z}_{20} = \bar{Z}_{10} \quad (2-66)$$

Impedancia de una línea trifásica:

$$\bar{Z}_{30} = r_c + j 2.8937 \times f \times \text{Log} \frac{DMG}{RMG} \text{ Ohm/Km} \quad (2-67)$$

r_c : Resistencia del conductor de fase a la temperatura de trabajo.

Impedancias de líneas monofásicas con retorno

por tierra MRT:

$$Z_{MRT} = \bar{Z}_{11} = r_1 + r_e + j 2.8937 \times 10^{-3} \times f \times \text{Log} \frac{D_e}{RMG1} \quad (2-68)$$

f : Frecuencia del sistema

Características de conductores de cobre:

Para el caso de conductor de 10 mm² de sección:

No de hilos	: 7
Diámetro exterior	: 4.05 mm
Carga de rotura	: 391 Km
Capacidad de corriente	: 101 A.
Peso	: 90 Kg/Km

Con las características anteriores se determinan los parámetros para conductores de 10 mm² de sección, cableado.

$$RMB = 0.00147015 \text{ mm}$$

$$\bar{Z}_{11} = 1.99028 + j 1.00038$$

$$\bar{Z}_{nn} = 1.99028 + j 1.00038$$

$$\bar{Z}_{1n} = 0.05928 + j 0.48319$$

$$u = 0.218546$$

$$Rg = 0.00255$$

$$\lambda = 29.555$$

$$\bar{Z}_{ng} = 0.05729 + j 0.01358$$

$$\frac{(\bar{Z}_{1n})^2}{\bar{Z}_{nn}} = -0.08069 + j 0.0633$$

$$\frac{1-u}{L} \bar{Z}_{ng} = 0.002987 + j 0.000707$$

De igual forma se procede para conductor de 16 mm² de sección, obteniendo las tablas 2-17 y 2-18.

Tabla 2-17

Resistencias y reactivancias de líneas MRT y multiaterrizadas (Ohm por fase y Km de línea)

Sección Sistema	10 mm2		16 mm2	
	R	X	R	X
MRT	1.99030	j 1.00038	1.27390	j 0.9829
1 Ø	2.07395	j 0.93770	1.35757	j 0.9203
2 Ø	2.07395	j 0.93770	1.35757	j 0.9203
3 Ø	1.93100	j 0.53156	1.21146	j 0.5144

Tabla 2-18

Factores de caída de tensión F. C. T.

Conductor : Sistema	10 mm2	16 mm2
MRT	0.187470	0.13256
1 Ø	0.191518	0.13661
2 Ø	0.095760	0.06830
3 Ø	0.055260	0.03688

El balance de cargas de los ramales I y II se muestran en las tablas N°s 2-19 y 2-20.

El sistema y sección de conductores a utilizarse en las líneas y redes, se cumplirán estrictamente con los resultados obtenidos que se muestran en las tablas N°s 2-21 y 2-22.

2.2.3 Niveles de Aislamiento

Características del sistema:

Tensión nominal Un :

Entre fases : 22.9 KV

Fase-tierra : 13.2 KV

Altitud :

Subestación de salida : 2500 m.s.n.m.

Localidad a mayor altitud : 3600 m.s.n.m.

Tensión máxima de servicio $U_{m\grave{a}x}$:

$$U_{m\grave{a}x} = 1.05 U_n \quad (2 -69)$$

$$U_{m\grave{a}x} = 24.05 \text{ KV}$$

La tensión no disruptiva al impulso 1.2/50 μs , para equipos europeos será :

$U_{nd} = 125 \text{ KV}$ externo

$U_{nd} = 95 \text{ KV}$ interno

$U_{nd} = 50 \text{ KV}$ a la frecuencia de servicio corrigiendo por altitud con la relación :

$$F_h = 1 + 1.25 (H-1000) \times 10E-04 \quad (2 -70)$$

H : altitud

Luego para equipos a instalarse en la subestación de salida resulta :

$U_{nd} = 148.44 \text{ KV}$ externo

$U_{nd} = 112.81 \text{ KV}$ interno

$U_{nd} = 59.38 \text{ KV}$ a la frecuencia de servicio

Para la localidad con más altitud :

$U_{nd} = 165.63 \text{ KV}$ externo

$U_{nd} = 125.88 \text{ KV}$ interno

$U_{nd} = 66.25 \text{ KV}$ a la frecuencia de servicio

Por lo tanto los niveles de aislamiento normalizados serán :

Para equipos europeos :

Und = 170 KV externo

Und = 145 KV interno

Und = 70 KV a la frecuencia de servicio

Para equipos USA y Canadá :

Und = 150 KV

Und = 50 KV a la frecuencia de servicio

2.2.4 Selección de Aisladores

Requerimiento eléctrico :

Tensión no disruptiva:

La tensión no disruptiva bajo lluvia, a la frecuencia de servicio que debe tener un aislador será:

$$\text{Und} = 2.1 (\text{Un} + 5) \quad (2 - 71)$$

donde :

Un : Tensión nominal de servicio; KV

Und : Tensión no disruptiva bajo lluvia a la frecuencia de servicio; KV

La tensión nominal de servicio, será entre fases, corregida por altitud y temperatura; con las siguientes relaciones:

Altitud, con la ecuación 2-70

Temperatura :

$$Ft = \frac{273 + t}{373} \quad (2 -72)$$

t : temperatura máxima; °C

Para las localidades situadas a más altitud:

H = 3,600 m.s.n.m.

t = 15 °C temperatura máxima; resulta

Un = 27.92 KV

Und = 65.84 KV

Grado de aislamiento :

Esta dado por :

$$m = \frac{L \times N \times \sqrt{s}}{U} \quad (2 -73)$$

donde :

m : Grado de aislamiento; cm/KV

L : Longitud de la línea de fuga del aislador; cm

N : Número de aisladores

U : Tensión máxima de servicio fase-tierra; KV

s : Densidad relativa del aire

El grado de aislamiento para zonas como las del proyecto, como son forestales y agrícolas, varia entre 1.7 a 2.0 cm/KV; la tensión máxima de servicio del sistema es 14 KV, la densidad relativa del aire está dado por:

$$s = \frac{3.92 h}{373 + t} \quad (2 -74)$$

donde :

h : Presión barométrica; cm de Hg

t : Temperatura; 15 °C

$$\text{Log } h = \text{Log } 76 - y / 18,336 \quad (2 -75)$$

y : Altitud; m

En alineamiento :

En este caso se usarán aisladores tipo PIN; probando con el de clase 56-2 ANSI .

$$N = 1$$

$$L = 43.2 \text{ cm}$$

resulta:

$$m = 2.5 \text{ cm/KV} > 2.0 \text{ cm/KV}$$

Anclajes y fines de línea:

Se usarán aisladores tipo suspensión, probando con el de

$$N = 2$$

$$L = 29.2 \text{ cm}$$

resulta :

$$m = 3.38 \text{ cm/KV} > 2.0 \text{ cm/KV}$$

Requerimiento mecánico:

En alineamiento y cambios de dirección hasta 30°, las fuerzas que son aplicadas al aislador tipo PIN serán:

Fuerza debido a la tracción de conductores Tc:

$$Tc = 405.6 \text{ Sen } \alpha/2$$

Fuerza debido al viento sobre los conductores Fvc:

$$Fvc = 24.77 \text{ Cos } \alpha/2$$

Fuerza total sobre los conductores Fc:

$$Fc = Tc + Fvc$$

Con $\alpha = 30^\circ$; $Fc = 128.90 \text{ Kg}$

En caso de rompimiento de conductor, el aislador tipo PIN, soportará el tiro horizontal To:

$$To = 202.78 \text{ Kg} < 40 \% \times 1360 = 544 \text{ Kg}$$

Para cambios de dirección hasta 60°, las fuerzas que son aplicadas a la cadena de aisladores serán:

$$Tc = 202.78 \text{ Kg}$$

$$Fvc = 17.16 \text{ Kg}$$

$$Fc = 158.21 \text{ Kg}$$

Para anclajes y fines de líneas, la cadena de aisladores tendrá que soportar el tiro horizontal:

$$To = 202.78 \text{ Kg} < 40 \% \times 6800 \text{ Kg} = 2720 \text{ Kg}$$

Por lo tanto, para alineamiento y cambios de

dirección hasta 30°, se usarán aisladores tipo PIN, clase 56-2 ANSI, mientras que para cambios de dirección mayores de 30°, anclajes y fines de línea, se usarán cadena de dos aisladores tipo suspensión 52-4 ANSI.

2.2.5 Selección de Pararrayos

Los pararrayos protegerán básicamente, a los transformadores de la subestación de salida y a los de las subestaciones de distribución; la selección se hizo en base a dos factores: tensión nominal y margen de protección.

Tensión nominal del pararrayos U_n :

Es la tensión alterna máxima admisible en los bornes del pararrayos, a la cual el corte o interrupción de la corriente en el pararrayos es aún posible; está dado por:

$$U_n = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_m \times C_e \quad (2 - 76)$$

donde:

U_n : Tensión nominal del pararrayos; KV

U_m : Tensión máxima del sistema; KV

C_e : Coeficiente de puesta a tierra

$C_e = 1$, para redes con neutro aislado o compensado

$= 0.75$ a 0.85 , para redes con neutro directamente, conectado a tierra.

Márgenes de Protección

Es la reacción de un pararrayos, frente a las sobretensiones que aparecen en el sistema; para onda cortada y onda plena, respectivamente están dados por:

Para subestaciones aéreas:

$$MP1 \% = \frac{CWW - FOWSO}{FOWSO} \times 100 \quad (2 - 77)$$

$$MP2 \% = \frac{BIL - 2 (VL + DV)}{2 (VL + DV)} \times 100 \quad (2 - 78)$$

Para subestaciones de superficie alimentados mediante cable subterráneo

$$MP1 \% = \frac{CWW - 2 FOWSO}{2 FOWSO} \times 100 \quad (2 - 79)$$

$$MP2 \% = \frac{BIL - 2 (VL + DV)}{2 (VL + DV)} \times 100 \quad (2 - 80)$$

donde:

CWW : Resistencia de aislamiento de onda cortada; KV

CWW = 1.15 BIL

FOWSO: Tensión de encebamiento del pararrayos; KV

BIL : Nivel de aislamiento básico del equipo a proteger;
KV

VL : Incremento de la tensión de descarga del pararrayos, debido a la longitud del conductor de cone-

xiòn del pararrayos al equipo a proteger: 5.2 a 6.5 KV/m.

DV : Tensiòn residual del pararrayos (descarga)

- A 10 KA en subestaciones aèreas

- A 20 KA en subestaciones de superficie alimentados con cable subterràneo

Tabla 2 - 23

Porcentaje Mìnimo de Màrgen de Protecciòn

Màrgen	En equipamiento aèreo	En ingreso de cable subterràneo
MP1	20	5
MP2	20	10

Para el proyecto se tiene:

BIL = 150 KV

Um = 24 KV

Ce = 0.85

Luego la tensiòn nominal del pararrayos:

Un = 16.6 KV

para un pararrayos de 18 KV, autoválvular:

CWW = 172.5 KV

FDWSO = 91 KV

VL = 6.5 KV, longitud del conductor 1.0 m

DV = 76.5 KV, a 10 KV de corriente de descarga

reemplazando en las ecuaciones Nos. 2-77 y 2-78 resulta:

MP1 = 89 %

MP2 = 81 %

Márgenes que superan el 20 %, recomendado por la CEI y ANSI, por lo tanto se usará, pararrayos de las siguientes características:

Tensión nominal : 18 KV
 Tipo : Autovalvular
 Corriente de descarga : 10 KA

2.2.6 Distancias Mínimas entre Conductores

Para conductores de secciones menores de 35 mm², la distancia mínima está dado por:

$$S = 0.0076 U + 0.65 \sqrt{f - 0.6} \quad (2 - 81)$$

donde :

S : Separación mínima entre fases a vano medio; m
 U : Máxima tensión de servicio de la línea; 24 KV
 f : Flecha máxima; 3.2 m, con vano regulador de 140 m

Teniendo la disposición como se muestra en la figura No 2-12 las distancias mínimas aceptables serán :

Angular : 1.23 m
 Horizontal : 2.20 m
 Vertical : 0.55 m

2.2.7 Selección del Conductor Subterráneo Alimentador

Potencia a transmitir : 1,500 KVA

Tensión trifásica : 10 KV

La corriente a través del conductor será:

$$I_a = 86.6 \text{ A.}$$

Factores de corrección :

Relativo a la temperatura del suelo F_{c1} ; temperatura ambiente 33 °C; $F_{c1} = 0.91$

Relativo a la resistencia térmica del suelo F_{c2} ; arena compacta seca; 200 °C/W x cm; $F_{c2} = 0.83$

Relativo a la profundidad del tendido F_{c3} ; profundidad de tendido; 60 cm; $F_{c3} = 1.01$

Factor de corrección total : $F_c = 0.763$

La corriente aparente en el cable será :

$$I_{ap} = I_a / F_c \quad (2 - 82)$$

$$I_{ap} = 113.5 \text{ A.}$$

Luego se selecciona:

Cable subterráneo tripolar:

Tipo : NYSY

Tensión : 10 KV

Capacidad de corriente : 133 Amperios

Aislamiento : Termoplástico

Sección : 3 x 25 mm²

2.3 Cálculo de Resistencia de Puesta a Tierra

El cálculo de la resistencia de la malla de

puesta a tierra de las subestaciones de distribución, se efectúa utilizando los métodos descritos en el capítulo I, como sigue:

2.3.1 Por el método de Laurent y Nieman:

De acuerdo a la ecuación No 1-65 :

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

ρ : Resistividad del terreno, 100 ohm-m (apéndice 1.0)

r : Radio en metros, de un plato circular, teniendo la misma área que la ocupada por el área de la malla

Área ocupada por la malla; A_m :

$$A_m = 2.4 (10 + 15)$$

$$A_m = 60 \text{ m}^2$$

$$r = 4.37 \text{ m}$$

L : Longitud total del conductor enterrado; m :

$$L = 39.4 \text{ m}$$

luego:

$$R = 8.25 \text{ Ohms.}$$

2.3.2 Por el método de Schwars:

La resistencia está dado por la ecuación 1-70:

$$R = \frac{R_{11} \times R_{22} - R_{12}^2}{R_{11} + R_{22} - 2R_{12}}$$

$$R_{11} = \frac{\rho}{\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a_1} + \frac{K_1 L}{\sqrt{S}} - K_2 \right)$$

R₁₁ : Resistencia de la malla

ρ : Resistividad del terreno, Ohm-cm; 10,000 Ohm-cm

L : Longitud total del conductor; cm; 2,500 cm

a₁ : $\sqrt{a \times 2h}$, para conductores enterrados a una profundidad h centímetros

a : Radio del conductor; cm

a = 0.255 cm

h = 50 cm

a₁ = 5.05 cm

S : Area cubierta por el conductor; cm²

S = 1'500,000 cm²

K₁, K₂ : Coeficiente que dependen de la configuración de la malla; ecuaciones 1-67 y 1-68:

$$K_1 = 1.43 - \frac{2.3 h}{\sqrt{S}} - 0.044 \frac{A}{B}$$

$$K_2 = 5.50 - \frac{B h}{\sqrt{S}} + \left(0.15 - \frac{h}{\sqrt{S}} \right) \frac{A}{B}$$

A : Lado mayor de la malla

B : Lado menor de la malla

$$K_1 = 1.27, \quad K_2 = 5.34$$

luego:

$$R_{11} = 5.28 \text{ Ohms}$$

$$R_{22} = \frac{\rho}{2\pi n L_1} \left[\ln \frac{4 L_1}{b} - 1 + \frac{2 K_1 L_1}{\sqrt{S}} (n - 1) \right]^2$$

donde:

R₂₂ : Resistencia de las jabalinas

L₁ : Longitud de cada jabalina; 240 cm

b : Radio de cada jabalina; cm

b = 0.8 cm

n : Número de jabalinas en el área S

n = 6

luego:

$$R_{22} = 7.88 \text{ ohms}$$

$$R_{12} = \frac{\rho}{\pi L} \left(\ln \frac{2 L}{L_1} + \frac{K_1 L}{\sqrt{S}} - K_2 + 1 \right)$$

luego:

$$R_{12} = 1.6 \text{ ohms}$$

reemplazando :

$$R = 3.92 \text{ Ohms}$$

De los resultados obtenidos se concluye que la malla de las subestaciones de distribución estará constituido por 6 jabalinas de Ø16 x 2400 mm, del tipo cooper-weld, unidos entre si con conductor de cobre Ø 16 mm, enterrado a una profundidad de 50 cm, de acuerdo al plano de detalle No BH-06-14.

2.4 Cimentación de Postes

El recorrido de la línea primaria será a lo largo de terrenos considerados, como tierra media; para el efecto, se calculará si la presión admisible en el terreno soporta la acción de empotramiento del poste. De acuerdo a la figura No 2-13, se debe cumplir :

$$M_a \leq M_r \quad (2 -83)$$

$$M_a = F_p (h + t) \quad (2 -84)$$

$$M_r = \frac{P}{2} \left(a - \frac{4 P}{3b\sigma} \right) + c b t^3 \quad (2 -85)$$

$$F_p = F_r / C.S. \quad (2 -86)$$

$$P = \text{Peso total (poste+equipo+ macizo)} \quad (2 -87)$$

$$\text{Maciso} = \delta t (t \times a \times b - V_{mp}) \quad (2 -88)$$

donde:

M_a : Momento actuante; Kg-m

M_r : Momento resistente; Kg-m

a, b : Dimensiones de la base; m

t : Profundidad del macizo; m

σ : Presión admisible del terreno; 20,000 kg/m²

c : Coeficiente del terreno; 720 Kg/m; terrenos medios

F_p : Fuerza actuante en la punta del poste; Kg

F_r : Fuerza de rotura del poste; 680 Kg

C.S. : Coeficiente de seguridad; 3

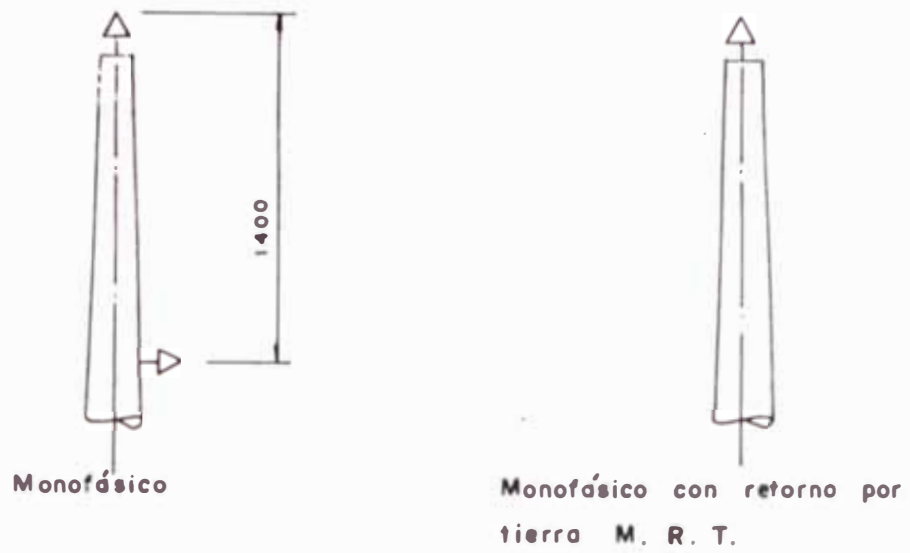


Figura 2-11 · Armados

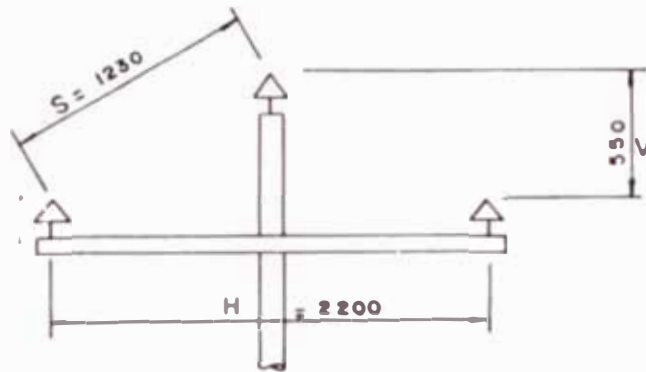


Figura 2-12 · Distancias mínimas aceptables

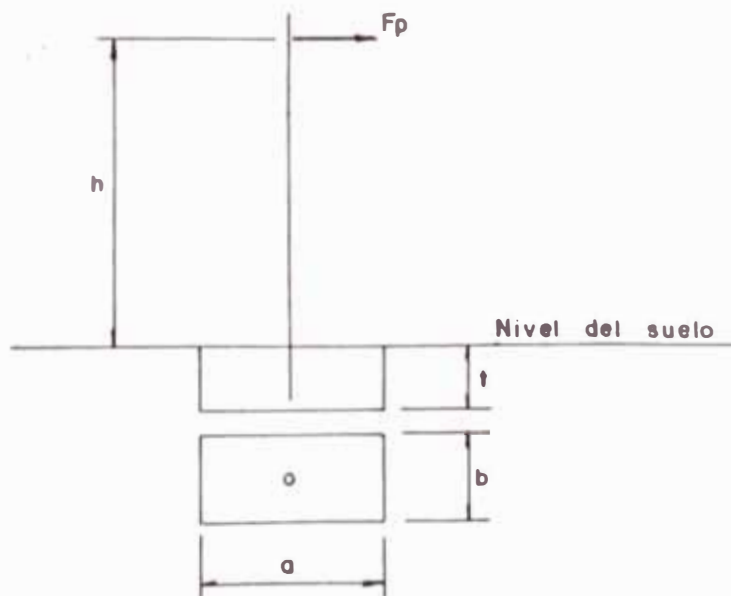


Figura 2-13 · Cimentación de postes

γ_t : Peso específico de la tierra; 1,600 Kg/m³

V_{mp} : Volumen del poste en el macizo; 0.11 m

Peso del poste más equipo; 450 Kg

Con la base de iguales dimensiones; $a = b$, y con las ecuaciones No 2-83 al 2-88 se tiene:

Tabla No 2 - 24

a = b m	t m	P Kg	Ma Kg-m	Mr Kg-m	Mr/Ma
0.5	1.8	994	2651	2282	0.86
0.6	1.8	1311	2651	2817	1.06
0.7	1.9	1764	2674	3926	1.47
0.8	1.9	2220	2674	4633	1.73
0.9	1.9	2736	2674	5399	2.02

De los resultados obtenidos, se elige:

Base : 0.9 x 0.9 m

Profundidad : 1.9 m

C. S. : 2.0

Empotramiento : Directamente en el terreno

CAPITULO III

ESPECIFICACIONES TECNICAS

A fin de delimitar las características mínimas que deberán cumplir los equipos y materiales que se suministre, se dan las especificaciones técnicas de los materiales y equipos; así mismo en el presente capítulo se tratarán sobre las especificaciones técnicas de montaje electromecánico, las que se tomarán en cuenta en la ejecución de las obras.

3.1 Especificaciones Técnicas de Suministro de Ma- ----- teriales -----

3.1.1 Postes -----

En la línea y redes primarias se utilizarán postes de madera procesados de acuerdo a las Normas DGE 015-PD-1, Itintec del No 251-019 al 251-035, siendo recomendado el uso de Eucaliptus Globulus Labill; tendrán las siguientes características:

A) Alineamiento

Longitud : 12 m
Clase : 6
Grupo : D
Esfuerzo máximo de flexión : 501-600
Kg/cm²
Carga de rotura : 680 Kg
Diámetro mínimo en el vértice : 127 mm
Diámetro mínimo en el empotramiento : 239 mm

B) Cambio de dirección, derivación y terminal

Longitud : 12 m
Clase : 5
Grupo : D
Esfuerzo máximo de flexión : 501-600
Kg/cm²
Carga de rotura : 860 Kg
Diámetro mínimo en el vértice : 149 mm
Diámetro mínimo en el empotramiento : 258 mm

C) Subestaciones de distribución tipo monoposte

Longitud : 12 m
Clase : 4
Grupo : D
Esfuerzo máximo de flexión : 501-600
Kg/cm²
Carga de rotura : 1090 Kg
Diámetro mínimo en el vértice : 162 mm
Diámetro mínimo en el empotramiento : 280 mm

3.1.2 Crucetas

Las crucetas a instalarse en los postes, serán de madera tornillo, o de otras maderas de características y propiedades similares que pueden ser de Moena Negra o Moena Amarilla, tendrán las siguientes características:

Longitud	: 2.4 m
Sección transversal	: 90x114 mm
Peso específico	: 0.45 gr/cm ³
Esfuerzo máximo de flexión	: 349 Kg/cm ²
Módulo de rotura	: 576 Kg/cm ²
Módulo de elasticidad	: 108 Kg/cm ²
Esfuerzo límite a la compresión	: 222 Kg/cm ²
Dureza (lados)	: 388 Kg/cm ²

3.1.3 Aisladores y Accesorios

Serán de porcelana vidriada, fabricados según Normas ANSI, C29.6/77, C29.3/80 y C29.2/83; diseñados para ser utilizados en zonas de corrosión moderada y altitudes hasta 4,200 m.s.n.m., tendrán las siguientes características:

Aislador tipo PIN :	
Clase ANSI	: 56-2
Dimensiones :	
Distancia de fuga	: 432 mm
Distancia de arco en seco	: 210 mm

Altura mínima de la espiga	: 178 mm
Diámetro de la rosca de acoplamiento para el PIN	: 35 mm
Valores mecánicos :	
Resistencia a la flexión	: 13.2 KN
Valores eléctricos :	
Voltaje tipo de aplicación	: 23 KV
Flameo de baja frecuencia en seco	: 110 KV
Flameo de baja frecuencia en húmedo	: 70 KV
Flameo de impulso positivo	: 175 KV
Flameo de impulso negativo	: 225 KV
Voltaje de perforación a baja frecuencia	: 145 KV
Datos de voltaje radio influencia :	
Voltaje de prueba RMS a tierra	: 22 KV
RIV máximo a 1000 KHz	: 12000/100 uv
Datos complementarios :	
Peso aproximado por unidad	: 5.12 Kg
Color	: marrón
Aislador tipo PIN :	
Clase ANSI	: 55-4
Dimensiones :	
Distancias de fuga	: 229 mm
Distancia de arco en seco	: 127 mm
Altura mínima de la espiga	: 127 mm
Diámetro de la rosca de acoplamiento en el PIN	: 25 mm

Valores mecánicos :

Resistencia a la flexión : 13.2 KN

Valores eléctricos :

Voltaje tipo de aplicación : 13.2 KV

Flameo de baja frecuencia en seco : 70/65 KV

Flameo de baja frecuencia en húmedo : 40/35 KV

Flameo de impulso positivo : 100/105 KV

Flameo de impulso negativo : 140/130 KV

Voltaje de perforación a baja frecuencia : 95 KV

Datos de voltaje de radio influencia :

Voltaje de prueba RMS a tierra : 10 KV

RIV máximo a 1000 KHz : 5500/50 uv

Datos complementarios :

Peso aproximado por unidad : 1.84 Kg

Color : marrón

Aislador tipo Suspensión :

Clase ANSI : 52-4

Dimensiones :

Distancia de fuga : 292 mm

Distancia de arco en seco : 216 mm

Valores mecánicos :

Resistencia electromecánica combinada : 67 KN

Resistencia al impacto : 6.0 N-m

Prueba de carga de rutina : 33.5 KN

Prueba de carga sostenida : 44 KN

Carga máxima de trabajo : 33.5 KN

Valores eléctricos :

Flameo de baja frecuencia en seco : 80 KV

Flameo de baja frecuencia en húmedo : 50 KV

Flameo de impulso positivo : 125 KV

Flameo de impulso negativo : 130 KV

Voltaje de perforación a baja frecuencia : 110 KV

Datos de Voltaje de radio influencia:

Voltaje de prueba RMS a tierra : 10 KV

RIV máximo a 1000 KHz : 50 μ v

Datos complementarios :

Peso aproximado por unidad : 4.72 Kg

Color : marrón

Aislador tipo Carrete :

Clase ANSI : 53-2

Valores mecánicos :

Resistencia transversal : 13.2 KN

Valores eléctricos :

Flameo de baja frecuencia en seco : 25 KV

Flameo de baja frecuencia en húmedo :

Vertical : 12 KV

Horizontal : 15 KV

Datos complementarios :

Peso aproximado por unidad : 0.5 Kg

Color : marrón

Accesorios :

 Se utilizarán ferretería de hierro galvanizado en caliente, tendrán las siguientes características :

Para aisladores tipo PIN :

-
- Espiga larga para fijación en crucetas de madera de 356 mm de longitud, \emptyset 16 mm, con cabeza emplomada de \emptyset 35 mm.
 - Espiga larga, para fijación en vértice de poste de 508 mm de longitud, con cabeza emplomada de \emptyset 35 mm.

Para aisladores tipo suspensión :

- Perno ojo \emptyset 16 mm de longitud
- Arandela cuadrada de 57x57x5 mm con agujero \emptyset 21 mm
- Contratuerca cuadrada para perno de \emptyset 16 mm
- Grillete de anclaje \emptyset 16 de 95x64 mm
- Grampa de suspensión de dos pernos para ángulos y fines de línea
- Tuerca ojo de \emptyset 16 mm de 79x64 mm.

Para aisladores tipo carrete :

En alineamiento :

- Perno simple borde de \emptyset 16 mm, 254 mm de longitud, con accesorios y arandela redonda de \emptyset 44 mm.

En fines de línea, anclaje y cambios de dirección:

- Perno ojo de \emptyset 16 mm, 305 mm de longitud
- Arandela cuadrada de 57x57x5 mm, con agujero de \emptyset 21 mm

- Tuerca ojo de \varnothing 16 mm, de 79x64 mm
- Abrazadera horquilla (Clevis) de 127x86 mm, con pin de \varnothing 16 mm
- Portalinea unipolar de 102x83 mm, con pin de \varnothing 16 mm.

3.1.4 Transformadores

Los transformadores serán del tipo monofásicos, para montaje al exterior, aislados en aceite y enfriamiento por circulación natural de aire.

Transformadores de Potencia:

Las características principales de los transformadores de potencia serán:

Potencias y Tensiones	S.E. Salida	S.E. Distribución
Potencia nominal	: 500 KVA	15, 25, 37.5 KVA
Devanado primario:		
Tensión nominal de vacío :	10 KV	13.2 KV
Tensión límite a la frecuencia industrial :	34 KVef	50 KVef
Tensión límite a la onda de impulso :	95 KV cresta	150 KV cresta
Devanado secundario :		
Tensión nominal de vacío :	13.2 KV	460-230 V

Frecuencia	:	60 Hz	60 Hz
Tensi3n limite a la frecuencia industrial	:	50 KVef	
Tensi3n limite a la onda de impulso	:	150 KV cresta	
Conexi3n	:	Delta-Estrella	
Regulacion de tensi3n	:		

Ubicaci3n	:	Lado A.T.	Lado A.T.
Tipo	:	En vacio	En vacio
M3rgen	:	$\pm 2 \times 2.5 \%$	$\pm 2 \times 2.5 \%$
Altura de operaci3n	:	3000 mmnm	3500 mmnm
Normas de fabric. Itintec:		370.002	370.002
Tensi3n de cortocircuito	:	5 %	2 %

Accesorios :

Llevar3n los siguientes accesorios:

- Un grifo de descarga situado en el punto m3s bajo del tanque del transformador
- Un grifo en el punto adecuado del tanque para toma de muestras
- Tapones para purga de aire
- Tapones para el tratamiento de aceite
- Un indicador del nivel de aceite
- Term3metro indicador de la temperatura de aceite
- Ojales de levantamiento para el transformador completo

- Bornes de puesta a tierra del tanque
- Placa de características
- Conmutador en vacío
- Bases de fijación

Los transformadores monofásicos de distribución, sólo tendrán un aislador a 13.2 KV y el otro a 1.0 KV, borne que estará puesto a tierra, vendrá equipado con dos ganchos de soporte, para sujetar el transformador al poste, mediante pernos pasantes o abrazaderas; además tendrá incorporado un interruptor termomagnético, el cual servirá de protección en baja tensión.

Transformadores de Corriente

Características Generales:

Los transformadores de medida de corriente, serán de montaje al exterior, completamente herméticos, con bornes de tierra, aislamiento con diseño para ambiente contaminado y con doble arrollamiento secundario (uno para medida y uno para protección).

Características Eléctricas :

Tensión nominal	: 22.9 KV
Máxima tensión de servicio	: 24 KV
Relación de transformación	: 50-100/5-5 A

Consumo no menor de :

En medida : 30 VA

En protección : 30 VA

Clases de precisión :

En medida : Cl 0.5

En protección : SP 10

Frecuencia : 60 Hz

Nivel de aislamiento :

Tensión límite a la frecuencia indus-

trial : 50 KVef

Tensión límite a la onda de impulso : 150 KV cresta

Requerimiento de diseño y construcción:

El transformador de corriente deberá ser del tipo inmersión en aceite y sellado hermético (con nitrógeno de preferencia).

Los conductores internos deberán estar adecuadamente reforzados, teniendo en cuenta la intensidad de las corrientes.

Los aisladores deberán tener una adecuada resistencia mecánica y eléctrica, para los fines, así mismo una longitud de fuga adecuada.

Accesorios:

Los siguientes accesorios serán suministrados con cada unidad

- Placa de identificación y datos
- Terminal de tierra
- Caja de conexiones de cable
- Bases soporte.

Transformadores de tensión :

Los transformadores de medida de tensión a instalarse en la subestación, deberán ser del tipo hermético y para conexión fase tierra, serán del tipo inductivo.

Características eléctricas :

Tensión nominal	: 22.9 KV
Máxima tensión de servicio	: 24 KV
Clase de precisión :	
En medida	: 0.5
Frecuencia	: 60 Hz
Potencia de precisión a $\cos\theta$ 0.8 :	
En medida	: 50 VA
Nivel de aislamiento :	
Tensión límite a la frecuencia industrial	: 50 KVef
Tensión límite a la onda de impulso	: 150 KV cresta
Relación de transformación	: $\frac{22.9}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{\sqrt{3}}$

Requerimientos de diseño y construcción:

Los transformadores de tensión, deberán ser del tipo inmersión en aceite, u otro aislante similar, completamente hermético, para instalación exterior.

Deberán estar adecuados para la inspección y estar provisto de un tubo con válvula de seguridad, para prevenir el aumento de presión en el tanque, contarán con bornes de tierra y un dispositivo de protección contra cortocircuitos en el secundario; también deberán estar provistos de caja de bornes. Los terminales en el lado de alta tensión, serán apropiados para empalmar con conductor de aleación de aluminio.

Accesorios :

Los siguientes accesorios serán suministrados con cada unidad:

- Terminal de tierra
- Caja de conexiones
- Base soporte.

3.1.5 Interruptores de Recierre Automático (Reclo- ser)

Características Generales:

Los interruptores de recierre automático, serán monofásicos de control electrónico, con cámara de extinción del arco en vacío o aceite.

Características Eléctricas y Mecánicas

Los requerimientos mínimos que deberán cumplir son los siguientes:

Tensión de servicio	: 22.9 KV
Máxima tensión de servicio	: 24 KV
Frecuencia nominal	: 60 Hz
Nivel básico de aislamiento :	
Tensión límite a la onda de impulso	: 150 KV cresta
Tensión límite a la frecuencia industrial	: 50 KV ef
Tensión para el solenoide de cierre	: 22.9 KV
Corriente nominal	: 100 A
Capacidad de interrupción	: 2500 A sim.
Corriente mínima de disparo :	
Fases	: 100 A
Tierra	: 50 A
Temperatura de operación :	
Máxima	: 40 °C
Minima	: -20 °C
Tiempo máximo de recierre entre contactos	: 0.8 ciclos
Tiempo total de interrupción	: 1.5 ciclos

Operaciones garantizadas

: 2500

Sistema de Mando :

El sistema de operación será hidráulico y automático, será del tipo monofásico, las corrientes de falla serán detectados por una bobina en serie con la línea; así mismo las operaciones de recierre será realizado por un sistema hidráulico.

Diseño y Construcción :

Extinción de arco:

La extinción del arco eléctrico que se forma, cuando se produce la operación del recloser, será en cámara de vacío o de aceite.

Tanque:

El tanque que protegerá los mecanismos del recloser, será tal que pueda resistir los esfuerzos mecánicos a que fuesen sometidos, durante las maniobras de cierre y apertura, así como los esfuerzos de cortocircuito. El tratamiento del tanque, deberá ser tal que pueda soportar las inclemencias atmosféricas más severas.

Montaje :

El montaje de los recloser serán al exterior.

Bushings

Los bushings de salida estarán diseñados, para los niveles de aislamiento correspondientes a 3,200 m.s.n.m.

Accesorios :

Con cada recloser deberá venir los siguientes accesorios:

- Tomas de tierra
- Válvula de drenaje
- Grampas terminales bimetálicas
- Pèrtiga para operación manual
- Caja de conexión para los accesorios de control adicionales al recloser
- Accesorios para disparo a distancia
- Accesorios para disparo instantáneo
- Tarjeta para indicar el tipo de falla
- Juego de componentes.

3.1.6 Seccionadores

Características Generales :

Los seccionadores a instalarse en la subestación de salida serán de dos columnas, de mando manual, con palanca, de instalación a la intemperie, monofásicos,

de montaje vertical (seccionador de barra). Los seccionadores fusibles serán unipolares tipo Cut-Out, para ser instalados a la intemperie y montaje vertical; estarán dotados de eyector de fusible para permitir la interrupción del arco a bajas corrientes de falla.

La posición cerrado de los seccionadores estará asegurada mediante dispositivo flexible del tipo resorte, que haga las funciones de enclavamiento mecánico. El conjunto será suficiente confiable a pruebas de apertura accidentales.

Características Eléctricas :

	Seccionador	Seccionador fusible
Tensión nominal :	22.9 KV	22.9 KV
Máxima tensión de ser- cio :	24 KV	24 KV
Frecuencia :	60 Hz	60 Hz
Corriente nominal :	200 A	100 A
Corriente nominal momen- tánea :	10 KA	10 KA
Tensión límite a la onda de impulso :	150 KV cresta	150 KV cresta
Tensión límite a la fre- cuencia industrial :	50 KV ef	50 KV ef
Altura de operación :	2600 msnm	3,200 msnm

Requerimiento de diseño y construcción :

Contactos :

Los contactos de las hojas o cuchillas, deberán ser en principio, galvanizado con plata.

Aisladores Soporte :

Los aisladores deberán ser diseñados, para un ambiente levemente contaminado, y deberán tener suficiente resistencia mecánica, para soportar los esfuerzos de apertura y cierre, así como los debidos a los sismos y corrientes momentáneamente de cortocircuito.

Caja de control :

Los seccionadores deberán contar al menos con tres partes de los contactos abierto-cerrado.

Los seccionadores fusibles , poseerán dispositivos de indicación visual que muestran claramente, cuando el fusible ha operado. Al abrirse el portafusible, no deberá pasar más allá del plano vertical que contiene la grampa terminal inferior.

Las grampas terminales a emplearse permitirán fijar, ajustados mediante pernos, conductores cableados

entre 10 a 35 mm² de seccióñ.

El cuerpo del seccionador fusible será de porcelana vidriada, y vendrá provista de los correspondientes elementos de fijación para ser montados en vigas soporte.

Accesorios :

Los siguientes accesorios, deberán ser suministrados para cada juego de seccionadores:

- Placa de identificación
- Caja de control con estructura de soporte de acero y candado
- Terminal de puesta a tierra
- Contacto auxiliar
- Dispositivo de bloqueo
- Estructura de soporte
- Manivela para operación manual
- Terminales para cable de aleación de aluminio 250 MCM

3.1.7 Pararrayos

Características Generales :

Los pararrayos serán del tipo autovalvular o similar, consistirán en un conjunto de espacios explosores y resistencia de característica no lineal, contenidos

en un aislador de porcelana; serán herméticamente sellados y a prueba de explosiones, con borne de tierra y para ser conectados entre fase y tierra y de instalación exterior.

Características Eléctricas :

Tensión nominal del sistema	: 22.9 KV
Maxima tensión de servicio	: 24 KV
Frecuencia	: 60 Hz
Condición del neutro (a tierra)	: Rigidamente
Tipo de servicio	: Liviano
Tensión nominal del pararrayos	: 18 KV
Corriente nominal de descarga:	
Onda de impulso de frente escarpado	
8/20 us	: 68 KV cresta
Onda de impulso normalizada 1.2/50 us	: 59 KV cresta
Nivel de aislamiento externo :	
Tensión limite a la frecuencia industrial	
	: 50 KV ef
Tensión límite a la onda de impulso	: 150 KV cresta

Las características eléctricas del pararrayos, deberán cumplir con las especificaciones de las Normas CEI o ANSI sobre pararrayos.

Requerimiento de diseño y construcción :

La columna soporte, estará diseñado para ambiente contaminado, deberá ser de porcelana y de gran resistencia mecánica y eléctrica.

El diseño preverá que las características propias del pararrayos, no se modifiquen después de largos periodos de uso. Las partes selladas estarán diseñados de tal modo de prevenir la penetración de agua.

Datos de placa :

Los pararrayos deberán tener en su placa de datos y en un lugar visible la siguiente información:

- Nombre del fabricante
- Tipo y serie del equipo
- Tensión nominal
- Corriente de descarga nominal
- Frecuencia
- Tensión de onda de impulso normalizada
- Tensión de descarga a baja frecuencia
- Tensión residual a corriente de descarga nominal

Accesorios :

Los siguientes accesorios deberán ser suministrados para cada unidad de pararrayos:

- Placa de identificación

- Bases soporte
- Terminal de tierra

3.1.8 Conductores

Subestación de salida :

En la formación de las barras a 22.9 KV y las conexiones hacia y desde ella, a los equipos de mando y seccionamiento, serán con conductor de Aluminio tipo Hawk de las siguientes características :

- Material : Aluminio puro con alma de acero
- Sección : 281.04 mm²
- Diámetro exterior : 21.79 mm²
- Peso : 976.9 Kg/Km
- Carga de rotura : 8860 Kg
- Coeficiente de dilatación : 18.9×10^{-6} , 1/°C
- Módulo de elasticidad : 7,700 Kg/mm²

La alimentación desde la celda S4 a 10 KV, hacia el banco de transformadores, será mediante conductor de cobre, de las siguientes características:

- Instalación : Subterránea
- Tipo : NYSY
- Sección : 3x25 mm²
- Tensión nominal de servicio : 10 KV
- Intensidad admisible : 133 A

- Aislamiento : Termoplástico

Las diversas conexiones en la subestación de salida, se harán con conductor de cobre desnudo, de las siguientes características:

- Sección : 35 mm²
 - Temple : Duro
 - Número de hilos : 7
 - Diámetro exterior : 7.56 mm
 - Intensidad admisible : 231 A
 - Peso : 314 Kg/Km

 Línea y Redes Primarias:

En la línea y redes primarias se utilizarán conductores de cobre desnudo, cableado, de alta conductividad eléctrica, de las siguientes características:

- Sección mm ²	:	10	16
- Temple	:	Duro	Duro
- Carga de rotura, Kg	:	391	621
- Resistencia en c.c. a 20 °C Ohm/Km	:	1.86	1.17
- Número de hilos	:	7	7
- Diámetro exterior, mm	:	4.05	5.10
- Coeficiente de dilatación 1/°C	:	17x10E-06	17x10E-06

- Coeficiente tèrmico de resistencia, 1/°C	:	0.00382	0.00382
- Mòdulo de elasticidad			
Kg/mm ²	:	12,650	12,650
- Intensidad admisible A	:	101	137
- Peso, Kg/Km	:	90	143

Los conductores a utilizarse en las puestas a tierra, seràn de 16 mm² de secciòn de las mismas características, de temple blando.

Los amarres de conductores se haràn, con conductor de cobre desnudo, cableado, de 10 mm² de secciòn, temple blando.

1.3.9 Cabeza Terminal

La cabeza terminal serà trifàsico de las siguientes características :

- Marca	:	3 M o similar
- Número de equipo	:	5633
- Calibres acomodables	:	35 mm ² a 3/0
- Tensiòn nominal	:	15 KV
- Instalaciòn	:	Exterior
- Material aislante	:	Caucho resistente EPDM

3.1.10 Puesta a Tierra

Las conexiones a tierra en la subestación de salida, se hará directamente a la malla de tierra existente de la subestación 66/10 KV, la cual tiene una resistencia de puesta a tierra de 0.5 ohmios.

Los postes y subestaciones de distribución, llevarán puestas a tierra conectados a toda la ferretería, y partes metálicas sin tensión; los pararrayos estarán conectados a las puestas a tierra como se muestran en los detalles respectivos.

La resistencia a tierra máxima permisible serán :

- Soportes de la línea y redes primarias : 20 Ohmios
- Subestaciones de distribución : 9 Ohmios.

3.1.11 Retenidas

Se usarán dos tipos de retenidas; el simple y en contrapunta, de acuerdo a requerimiento estarán constituidos:

Simple :

- Un perno ojo de \emptyset 16x254 mm de longitud
- Una arandela cuadrada de 57x57x5, \emptyset 21 mm de agujero
- Doce metros de cable de acero galvanizado, \emptyset 10 mm, 7 H
- Dos grampas paralelas de 3 pernos para cable de \emptyset 10 mm

- Dos guardacabos de A° G°, aptos para cables de \varnothing 10 mm
- Una varilla de anclaje de \varnothing 16x2400 mm de longitud
- Una canaleta de protección de latón de 2.4 m de longitud (para zonas urbanas)
- Una arandela cuadrada de 100x100x6, \varnothing 21 mm de agujero
- Un bloque de concreto de 0.4x0.4x0.20 m.

Contrapunta :

Tendrán los mismos componentes que el de tipo simple, pero adicionalmente llevará:

- Una contrapunta de fierro galvanizado de \varnothing 51x1200 mm de longitud, llevará en la cabeza una grampa deslizable para sujeción del cable, en la base llevará una plancha cuadrada de 100x100x6 mm con cuatro agujeros de \varnothing 25 mm; esta contrapunta será fijado al poste mediante cuatro tirafondos de \varnothing 10x76 mm de longitud.

Los elementos metálicos de las retenidas serán galvanizados en caliente.

3.1.12 Conectores

Los conectores en T y rectos en la subestación de salida, serán de alta conductividad eléctrica, fabricados de aleación de Aluminio-Silicio.

Los conectores a utilizarse en los empalmes de

la línea y redes primarias, serán de cobre de alta conductividad eléctrica, de doble vía, desarmables y de hasta 16 mm² de sección.

3.2 Especificaciones Técnicas de Montaje Electromecánico

Para los trabajos de montaje electromecánico, se tomarán en cuenta las prescripciones del Código Nacional de Electricidad, las Normas del Ministerio de Energía y Minas, el Reglamento Nacional de Construcciones, así como también las indicaciones que a continuación se mencionan.

La ejecución de las obras cubrirá básicamente lo siguiente:

- Retiro y transporte de materiales hasta el lugar de montaje
- Tendido de línea y red primaria, así como la instalación de las subestaciones de salida y distribución, de acuerdo a especificaciones y planos.

3.2.1 Postes

Los postes a instalarse en la línea y red primaria serán de madera tratada e irán instalados de acuerdo a planos y perfiles. Se tendrá sumo cuidado, que

durante las maniobras de transporte e instalación, no se produzcan deformaciones, deterioros ni raspaduras.

Los postes irán directamente empotrados en el terreno, cuya cimentación será con piedras y tierra; las excavaciones se realizarán de acuerdo a dimensiones que aparecen en los planos de detalle. El alineamiento y verticalidad debe ser óptimo, los postes no se instalarán en lugares que dificulten el tránsito vehicular y de personas.

Los postes de anclaje y cambio de dirección, se instalarán con una pequeña inclinación, en sentido contrario a la resultante de las fuerzas.

3.2.2 Subestación de Salida

La subestación de salida 10/22.9-13.2 KV, estará ubicado en el pórtico de 10 KV existente, en el espacio libre tal como se muestra en el plano de ubicación, en la que se instalarán los siguientes equipos componentes:

Transformadores de potencia :

El banco estará formado por 3 transformadores monofásicos de 500 KVA de potencia cada uno, la tensión de alimentación será de 10 KV y a la salida de 22.9/13.2

KV, estarán conectados en delta-estrella y con el neutro sólidamente puesto a tierra.

Los transformadores se instalarán sobre muretes de concreto armado (plano de cimentación), especialmente hechos con la finalidad de que los bushings de los transformadores, se encuentren a una altura suficiente, que mantenga fuera de peligro al personal de operación.

Los transformadores se izarán de sus asas de suspensión, cuidando que no sufran daños ni golpes.

La formación de la conexión delta-estrella, se hará con conductor de 70 mm² de sección, de cobre, con la finalidad de mantener rígida las conexiones.

Transformadores de medida :

En el lado de 22.9/13.2 KV de la subestación de salida, se instalarán 3 transformadores de tensión y 3 de corriente, irán fijados sobre bases metálicas, hechas de perfiles "L" de hierro galvanizado; su conexión a los instrumentos de medición y protección, se hará con cable tipo GPT de cobre de 2.5 mm² de sección.

Los equipos de protección y mando como los seccionadores, pararrayos y reclosers, se instalarán sobre bases rígidas de hierro galvanizado angular, y en

la ubicación de acuerdo al plano de detalle de la subestación de salida.

Cable subterráneo y cabeza terminal :

La instalación del cable subterráneo, se realizará cuidadosamente para evitar daños y raspaduras, el cable será revisado antes de su instalación, los extremos del cable no deberán estar expuestos a la humedad. El cable se instalará en una canaleta de acuerdo a detalle a 60 cm de profundidad.

Las partes del cable que irán expuestos a la intemperie, se protegerá con tubos de hierro galvanizado.

Las cabezas terminales de silicona, se instalarán en la alimentación de la subestación de salida, en el lado de 10 KV, no se permitirá que sufran daños ni raspaduras.

El cable subterráneo en sus extremos, así como las cabezas terminales, estarán soportados por estructuras especialmente fabricados de hierro galvanizado, de acuerdo a diseño en el plano de detalle.

Puesta a Tierra

Todas las partes metálicas de los equipos, los

pararrayos y el neutro de los transformadores monofásicos conectados en estrella instalados en la subestación de salida, irán conectados sólidamente a la malla de tierra existente de la subestación 66/10 KV de Huanta, cuyo valor de resistencia a tierra es de 0.5 ohmios.

3.2.3 Subestación de Distribución

Los transformadores de distribución se izarán de sus asas de suspensión, serán fijados a los postes mediante dos pernos pasantes de \varnothing 16x 304 mm de longitud, provistos de arandelas y tuercas, o en su defecto con abrazaderas. La conexión a la red será con grampas de cobre de doble vía desarmables.

Antes de su montaje se realizará una inspección de los equipos de protección incorporados al transformador, así como también el amperaje de los fusibles.

La caja de distribución, se instalará debajo del transformador, irán fijados al poste mediante abrazaderas, se tendrá cuidado con la base soporte de la fotocélula.

A la puesta a tierra de la subestación de distribución, irán conectados el pararrayos, todas las partes metálicas de la subestación y principalmente el bushing del transformador que va conectado a tierra, de

acuerdo a detalle.

3.2.4 Instalación de Aisladores

Tipo PIN :

Se instalarán de preferencia antes del izaje y montaje del poste, se verificará el ajuste correcto de los elementos y la posición de la ranura del aislador, en el sentido de la línea. En el manipuleo se tendrá especial cuidado y se verificará antes de su instalación el buen estado de sus elementos.

Tipo suspensión :

El armado de estos aisladores, se efectuará con mucho cuidado prestando especial atención que los seguros queden debidamente instalados, antes se verificará que sus elementos no presenten defectos y se encuentren limpios. La instalación se realizará, con el poste ya parado, teniendo cuidado que durante el izaje del aislador a su posición, no se produzcan golpes que puedan dañar.

Tipo carrete

Se instalarán en sus respectivos soportes y portalineas o pernos simple borde, se asegurará convenientemente las tuercas y pasadores, antes de instalarlos

se verificará que no presenten defectos y estén limpios.

3.2.5 Instalación de Armados

Antes del izamiento de los postes, se procederá a la instalación de armados de alta tensión, constituidos por crucetas, riostras, palomillas, pernos, espigas y aisladores. Los elementos que constituyen cada uno de los armados se indican en los planos de detalle.

Antes del tendido de conductores, se deberá verificar los ajustes de los pernos, como medida de precaución, debido a la contracción de los postes de madera.

3.2.6 Tendido de Conductores

Los conductores deberán manipularse de manera que no sufran daños o raspaduras, evitando todo rozamiento con el suelo.

En la subestación de salida, la formación de barras y alimentación hacia y desde ellas, se harán con conductores tipo Hawk, para las conexiones y empalmes se utilizarán conectores en T y rectos de aleación de aluminio al silicio.

En las líneas y redes primarias, los tramos de conductores serán unidos entre sí, mediante conectores de

cobre de doble via, no se permitirá más de un empalme por conductor y por vano, no deberá realizarse empalmes sobre líneas de comunicación, carreteras o ríos.

El tensado de conductores se realizará de acuerdo a la tabla de templado de los cálculos mecánicos.

El conexionado de los instrumentos de medición se hará tomando en consideración el diagrama de conexión de cada instrumento y recomendaciones del fabricante.

3.2.7 Instalación de Retenidas

Se procederá a su montaje, después de haber instalado el poste, se excavará el terreno con las dimensiones necesarias para colocar el bloque y varilla de anclaje respectiva, luego se cerrará compactándose el terreno en capas no mayores de 0.2 m y regándose con agua, el apisonado se realizará varias veces, luego se procederá a instalar el cable y los otros elementos componentes.

En todos los casos, la instalación de las retenidas será previa al tendido de conductores.

CAPITULO IV

METRADO Y PRESUPUESTO

En este capítulo se efectúan los cálculos de los costos unitarios por partidas, esto en base al metrado de materiales que serán utilizados en la ejecución de la obra; para luego determinar el presupuesto de la misma.

En el acápite 4.1 se muestra la relación y presupuesto de materiales.

En el acápite 4.2 se han hecho los análisis de costos unitarios, por partidas de la subestación de salida, cuyos resultados se muestran del punto 4.2.1 al 4.2.34.

De igual modo, en el acápite 4.3 se ha efectuado el cálculo correspondiente de los costos unitarios por partidas, para la línea, redes primarias y subestaciones de distribución, resultados que se muestran del punto 4.3.1 al 4.3.34.

4.1 Metrado y Presupuesto de Materiales

A continuación se muestra la relación y presupuesto de los materiales que serán empleados en la ejecución de la obra.

Proyecto : Pequeño Sistema Eléctrico Huanta II Etapa

Comprende : Subestación de Salida, Línea, Redes y Subestaciones de Distribución.

ITEM	DESCRIPCION	METRAD			COSTO MLCS INTIS	
		UN	CAN	UNIT.	TOTAL	
1.0	EQUIPOS DE TRANSFORMACION PROTECCION Y MANDO					
1.1	Transformador monofásico en baño de aceite de 500 KVA, 60 Hz 10/13.2 \pm 2x2.5 % KV, 150 KV de NAB, para instalación exterior.	Eq	3	165000	495000	
1.2	Transformador monofásico en baño de aceite de 37.5 KVA, 60 Hz, 13.2 \pm 2x2.5 % /0.46-0.23 KV, 150 KV NAB para instalación exterior.	Eq	5	16300	81500	
1.3	Transformador monofásico en baño de aceite de 25 KVA, 60 Hz, 13.2 \pm 2x2.5 % /0.46-0.23 KV, 150 KV NAB para instalación exterior.	Eq	8	11200	89600	
1.4	Transformador monofásico en baño de aceite de 15 KVA, 60 Hz, 13.2 \pm 2x2.5 % /0.46-0.23 KV, 150 KV NAB para instalación exterior.	Eq	3	6900	20700	

ITEM	DESCRIPCION	METRAD		COSTO MLES INTIS	
		UN	CAN	UNIT.	TOTAL
1.5	Transformador 1Ø de tensión de 24.9: $\sqrt{3}$ /0.100: $\sqrt{3}$ KV, 30 VA. 60 Hz, 150 KV NAB inst. ext.	Eq	3	3200	9600
1.6	Transformador 1Ø de corriente 100/5 A, 30 VA, 24.9 KV 60 Hz 150 KV NAB inst. exterior.	Eq	3	3500	10500
1.7	Recloser monofásico de 24.9 KV, 100 A, 150 KV NAB para instalación exterior.	Eq	6	12300	73800
1.8	Seccionador corta circuito de barras, 24.9 KV, 200 A, 150 KV NAB, instalación exterior.	Eq	3	3700	11100
1.9	Seccionador fusible tipo Cut Out de 27/38 KV, 100 A, 150 KV NAB, instalación exterior.	Eq	22	3360	73920
1.10	Seccionador fusible tipo Cut Out de 15 KV, 100 A, 150 KV NAB instalación exterior.	Eq	3	2640	7920
1.11	Pararrayos tipo autoválvula, 18 KV, 10 KA, 150 KV de NAB instalación exterior.	Eq	25	850	21250
1.12	Terminal tripolar, 15 KV, tipo 3 M, para instalación exterior	c/u	2	350	700
1.13	Tablero de distribución de Fe de 1000x750x350 mm, con techo inclinado de 15°, con dos abrazaderas de 51x6, Ø 250 mm, para fijación en el poste; será fabricado con plancha de Fe Co de 1/16", en el que se instalarán: - 03 barras de cobre de 5x25x 600 mm. - 06 aisladores portabarras 1.0 KV. - 02 interruptores monofásicos termomagnéticos, 100 A, 460 Voltios. - 01 interruptor monofásico termomagnético 50 A, 460 V.				

ITEM	DESCRIPCION	METRAD		COSTO MLES INTIS	
		UN	CAN	UNIT.	TOTAL
	- 02 transformadores de corriente 100/5 A, 10 VA, Cl. 0.5 MS, 1.0 KV. - 01 contactor monofásico electromagnético, 50 A, 460 V. - 01 celula fotoeléctrica 1.0 KW, con accesorios. - 02 portafusible y fusible tipo DZ, 10 A. - 03 medidores de energía (KW-H), 30 A, 250 V. - Accesorios para la conexión a la salida de alumbrado público y servicio particular.	Cj	14	9800	137200
1.14	Fusible rápido de 25 KV, 10 A, tipo K adaptable a los seccionadores fusibles.	c/u	22	85	1870
1.15	Fusible rápido de 15 KV, 3 A, tipo K adaptable a los seccionadores fusibles.	c/u	3	70	210
					1034870
2.0	POSTES Y CRUCETAS				
2.1	Poste de madera tratada clase 4 grupo D, 12 m.	c/u	14	800	11200
2.2	Poste de madera tratada clase 5 grupo D, 12 m.	c/u	21	750	15750
2.3	Poste de madera tratada clase 6 grupo D, 12 m.	c/u	59	720	42480
2.4	Cruceta de madera tornillo de 90x114x2438 mm.	c/u	9	200	1800
2.5	Cruceta angular 76x76x10x1000 mm.	c/u	16	180	2880
					74110
3.0	CONDUCTORES				

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTO MLES INTIS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
3.1	Conductor de cobre electrolítico de 10 mm ² de sección, temple duro, cableado, desnudo.	m.	10300	3.7	38110
3.2	Conductor de cobre electrolítico de 10 mm ² de sección, temple blando, desnudo (amarre)	m.	450	3.9	1755
3.3	Conductor de cobre electrolítico de 16 mm ² de sección, temple blando, desnudo (P.a T.)	m.	1250	6.1	7625
3.4	Conductor de cobre electrolítico de 35 mm ² de sección, temple blando, cableado.	m.	60	15	900
3.5	Conductor de cobre electrolítico, tipo NYY, unipolar de 16 mm ² de sección, 1.0 KV.	m.	480	28	13440
3.6	Conductor de cobre electrolítico, tipo NYSY, tripolar de 3x25 mm ² de sección, 10 KV.	m.	20	690	13800
3.7	Conductor de Aluminio tipo Hawk de 281 mm ² de sección	m.	56	95	5320
					80950
4.0	AISLADORES Y ACCESORIOS				
4.1	Aislador de porcelana tipo pin clase 56-2 ANSI.	c/u	88	115	10120
4.2	Aislador de porcelana tipo pin portabarras, clase 56-2 ANSI.	c/u	12	130	1560
4.3	Aislador de porcelana tipo pin portabarras, clase 55-5 ANSI.	c/u	11	90	990
4.4	Aislador de porcelana de suspensión, clase 52-4 ANSI.	c/u	136	180	24480
4.5	Aislador de porcelana tipo carrrete, clase 53-2 ANSI.	c/u	65	9.7	630.5

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COST. MLS. INTIS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
4.6	Espiga de vértice de poste de \varnothing 35 mm de cabeza emplomada de 508 mm de longitud.	c/u	74	65	4810
4.7	Espiga larga para cruceta de madera de \varnothing 19x356 mm de longitud, con cabeza emplomada \varnothing 35 mm.	c/u	14	58	812
4.8	Espiga larga para cruceta de fierro de \varnothing 19x305 mm de longitud, con cabeza emplomada \varnothing 35 mm.	c/u	12	48	576
4.9	Espiga larga para cruceta de fierro de \varnothing 19x305 mm de longitud, con cabeza emplomada \varnothing 25 mm.	c/u	11	48	528
4.10	Grampa de anclaje tipo pistola de dos pernos	c/u	60	75	4500
4.11	Grampa de suspensión de dos pernos	c/u	2	60	120
4.12	Perno simple borde \varnothing 16x254 mm con arandelas redondas \varnothing 44 mm dos tuercas cuadradas y una contratuerca.	c/u	37	18	666
4.13	Portalinea unipolar 102x82 mm con pin de \varnothing 16 mm.	c/u	5	15	75
4.14	Abrazadera horquilla (Clevis) de 13x86 mm con pin de \varnothing 16 mm	c/u	23	12	276
					50143.5
5.0	RETENIDAS Y ACCESORIOS				
5.1	Perno ojo de \varnothing 16x254 mm de longitud.	c/u	45	14	630
5.2	Conector de doble vía, habla de 70 mm ² .	c/u	90	0.2	18
5.3	Grampa paralela de 3 pernos para cable de \varnothing 10 mm.	c/u	90	11	990

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COST. MLS. INTIS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
5.4	Guardacabo de A° G° de Ø 10 x 1.5 mm de espesor.	c/u	90	3	270
5.5	Cable de acero galvanizado de Ø 10 mm, tipo S. M.	m.	540	25	13500
5.6	Varilla de anclaje de Ø 16 x 2,400 mm, con tuerca.	c/u	45	45	2025
5.7	Arandela cuadrada de 100x100x6 Ø 21 mm de agujero.	c/u	45	8	360
5.8	Bolque de concreto de 400x400x150 mm, con fierro corrugado de Ø 13 mm con agujero central de Ø 19 mm.	c/u	45	15	675
5.9	Templador de Ø 19 x250 mm de longitud.	c/u	45	12.5	562.5
					19030.5
6.0	FUESTA A TIERRA Y EMPALMES				
6.1	Varilla cooperweld Ø 16x2,400 mm.	c/u	43	55	2365
6.2	Conector de bronce de Ø 16 mm.	c/u	43	10	430
6.3	Tubo de Fe G° de Ø 13x3,200 mm, con 3 medias abrazaderas de 3x19, Ø 13 mm y 6 clavos de 150 mm de longitud.	Cj	14	25	350
6.4	Sal industrial, saco de 50 Kg.	c/u	48	45	2160
6.5	Carbón vegetal, saco de 10 Kg.	c/u	96	18	1728
6.6	Conector de cobre de doble vía hasta de 16 mm ² .	c/u	225	5.5	1237.5
					8270.5
7.0	FERRETERIA				

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COST. MLS. INTIS	
		UN.	CANT.	UNIT.	TOTAL
7.1	Perno maquinado \varnothing 16x254 mm, con cabeza y tuerca cuadrada.	c/u	184	12.5	2300
7.2	Perno maquinado \varnothing 16x406 mm, con cabeza y tuerca cuadrada.	c/u	7	20	140
7.3	Perno maquinado \varnothing 16x356 mm, con cabeza y tuerca cuadrada.	c/u	5	17.5	87.5
7.4	Perno doble armado \varnothing 16x508 mm con 4 tuercas cuadradas.	c/u	6	28	168
7.5	Perno maquinado \varnothing 16 x 51 mm, con cabeza y tuerca cuadrada.	c/u	16	3	48
7.6	Perno coche \varnothing 10x114 mm con tuerca cuadrada.	c/u	18	5.6	100.8
7.7	Perno tirafón \varnothing 13x102 mm, con tuerca cuadrada.	c/u	11	5	55
7.8	Perno ojo \varnothing 16x305 mm, con tuerca cuadrada.	c/u	84	14.5	1218
7.9	Arandela cuadrada plana 57x57x5, \varnothing 21 mm de agujero.	c/u	373	2.5	932.5
7.10	Arandela cuadrada plana 76x76x6, \varnothing 21 mm de agujero.	c/u	4	5	20
7.11	Contratuerca cuadrada \varnothing 16 mm.	c/u	209	3	627
7.12	Soporte separador de vertice de poste de 51x76 mm, 203 mm entre ejes de agujeros de 6 mm de espesor.	c/u	8	8	64
7.13	Grillete de anclaje \varnothing 16x95x64 mm.	c/u	13	15	195
7.14	Tuerca ojo \varnothing 16x79x64 mm.	c/u	21	8	168
7.15	Grampa de anclaje lazo de amarre.	c/u	46	10	460
7.16	Brazo soporte (riestra) de Fe 6°, "L" 38x38x5x800 mm.	c/u	34	15	510

ITEM	DESCRIPCION	METRADO COST. MLS. INTIS			
		UN	CANT.	UNIT. TOTAL	
7.17	Media abrazadera de 51x6, \emptyset 250 mm, con 3 pernos de \emptyset 10x7	c/u	16	14	224
7.18	Conector en T para cable de aluminio, hasta 281 mm ² .	c/u	6	32	192
7.19	Conector recto para cable de aluminio, hasta 281 mm ² .	c/u	9	30	270
7.20	Tubo espaciador de \emptyset 19x38 mm.	c/u	8	4	32
					7811.8
=====					
COSTO DE MATERIALES : 240,316.3 Miles de Intis					

4.6 Presupuesto Resumen

El presupuesto total del proyecto de electrificación del Pequeño Sistema Eléctrico Huanta Segunda Etapa se obtiene al sumar, el presupuesto de la subestación de salida y el que corresponde a la línea, redes primarias y subestaciones de distribución. Este presupuesto ha sido calculado al 30 de setiembre de 1989, fecha en la cual se obtuvo las cotizaciones, con lo que se determinó los costos unitarios.

<u>Sub Proyecto</u>	<u>Costo en miles de Intis</u>
* Subestación de salida	844,595.1
* Línea, redes primarias y subestaciones de distribución	865,299.1
* Presupuesto total al 30.09.89	1'709,894.2

4.7 Fórmula Polinómica de Reajuste Automático de Precios

En las tablas 4-1 y 4-2, se ha desarrollado la fórmula polinómica de reajuste automático de precios, para la subestación de salida, mostrándose ésta en la tabla 4-2; mientras que en las tablas del 4-3 al 4-6 se ha elaborado la fórmula polinómica para la línea, redes primarias y subestaciones de distribución, que se muestra en la tabla 4-6. Estas fórmulas están dadas con respecto al presupuesto base al 30.09.89

Tabla 4 - 1

Fórmula Polinómica de la Subestación de Salado al 30.09.89

Partida A	Especificación	Costo Parcial	Mando de obra + Leyes Sociales		Transformador		Transporte terrestre		Herramientas		Interrupción	
			%	47	%	48	%	32	%	37	%	12
4.2	Sub estación de Salado											
4.2.1	Trafo, 500 KVA, 15.2-2x2.5/1 KV, 1.0	60502.10	0.26	1573.03	61.62	455060.0	1.24	7500.00	0.02	120.00		
4.2.2	Trafo 10 de tensión 24.9: 3/0.1: 3.30 VA	12571.01	1.81	234.76	74.91	9599.84	0.94	900.50	0.59	75.00		
4.2.3	Trafo 10 corriente 100.5 A, 24.9 KV	14130.66	2.13	366.96	74.31	10506.49	6.37	560.00	0.53	75.00		
4.2.4	Recluser 10 24.9 KV, 100 A, 60 Hz	95087.54	0.86	651.15			7.87	7800.00	0.12	120.00	74.78	73860.60
4.2.5	Seccionador corta circuito 24.9 KV 200 A	14933.10	2.57	365.75			6.03	900.00	0.40	60.00	74.33	11196.00
4.2.6	Seccionador fusible 15 KV, 100 A	10644.16	2.30	244.62			4.23	450.00	0.42	45.00		
4.2.7	Seccionador fusible 27/35 KV, 100 A	26893.32	2.24	602.41			4.02	1080.00	0.22	60.00		
4.2.8	Pararrayos autoavivular 16 KV, 10 KA	11520.54	6.36	735.01			9.37	1080.00	1.17	135.00		
4.2.9	Terminal tripolar 15 KV, termoplástico	1196.78	11.11	132.30			6.40	100.00	5.04	60.00		
4.2.10	Conductor de energía NYSY 3x25 mm ² 10 KV	23312.60	12.44	2526.89			2.46	500.00	0.49	100.00		
4.2.11	Conductor de Aluminio de 281 mm ²	8556.40	12.99	1111.75			6.54	500.00	1.64	140.00		
4.2.12	Conductor de cobre 35 mm ² desnudo	1387.20	11.98	166.19			4.32	60.00	2.16	30.00		
4.2.13	Aislador pin 58-2 portabarras con acces.	3395.16	12.29	417.27			7.07	240.00	1.06	36.00		
4.2.14	Aislador pin 55-5 portabarras con acces.	2457.29	13.50	331.73			6.71	165.00	1.34	33.00		
4.2.15	Cadena de 3 aisl. suspensión 52-4 c/acc.	11154.64	6.89	991.67			5.38	600.00	0.54	60.00		
4.2.16	Conector de Al. tipo T. de hasta 261 mm ²	387.18	39.60	153.32			15.50	60.00	4.65	18.00		
4.2.17	Conector de Al. recto, de hasta 281 mm ²	557.17	14.12	78.95			16.10	90.00	4.83	27.00		
		84495.15	1.263 %	10837.01	60.980 %	515106.3	2.721 %	22985	0.191 %	1194	10.052 %	84500
		(3)2.721										
		(4)0.141										
		(9)1.337										
		5.482 %			60.960 %						10.052 %	

Simbolos:

- S : Mano de obra (Incluy. L. Sociales): 11(24%); 32(49%); 37(33%); 47(24%)
- T : Transformadores : 48
- I : Interruptores : 12
- S : Seccionadores : 06(75%); 19(12%); 19(12%)
- 60 : Gastos Generales y Utilidad : 37

Tabla 4 - 2

Partida N°	Especificación	Seccionador %	Terminal %	Cable de Energía %	Aislador de Porcelana %	Gastos Generales y Utilidad %					
(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)					
4.2	Sub estación de Salida										
4.2.1	Trafo, 500 KVA, 13.2x2x2.5/10 KV, 1 Ø					16.67 106855.5					
4.2.2	Trafo IV de tensión 24.9; 3:0.1: 3 30 VA					16.67 2162.27					
4.2.3	Trafo IV corriente 100/5 A, 24.9 KV					16.67 2355.58					
4.2.4	Recluser 1Ø 24.9 KV, 100 A, 60 Hz					16.67 16517.87					
4.2.5	Seccionador corta circuito 24.9 KV 200 A					16.67 2485.25					
4.2.6	Seccionador fusible 15 KV, 100 A	76.38	8:35.02			16.67 1774.38					
4.2.7	Seccionador fusible 27/38 KV, 100 A	76.86	20670.21			16.67 4463.12					
4.2.8	Pararrayos autovalorar 18 KV, 10 KA	66.40	7649.64			16.67 1920.47					
4.2.9	Terminal tripolar 15 KV, teroplástico		56.78	710.00		16.67 198.50					
4.2.10	Conductor de energía NYSY 3x25 mm ² 10 KV			67.94	13800.00	16.67 3386.11					
4.2.11	Conductor de Aluminio de 281 mm ²	62.16	5319.95			16.67 1426.79					
4.2.12	Conductor de cobre 35 mm ² desnudo	64.87	899.86			16.67 231.25					
4.2.13	Aislador pin 56-2 portabarras con acces.				62.91	2136.00					
4.2.14	Aislador pin 55-5 portabarras con acces.				61.77	1518.00					
4.2.15	Cadena de 3 aisl. suspensión 52-4 c/acc.				68.53	7644.00					
4.2.16	Conector de Al. tipo T, de hasta 281 mm ²	49.59	192.00			16.67 1855.51					
4.2.17	Conector de Al. recto, de hasta 281 mm ²	48.29	270.00			16.67 64.54					
		5.106 %	43131.72	0.682 %	700.00	1.633 %	13800	1.337 %	11298	16.67 %	146794.0
		(7)0.982									
		(6)1.673									
		6.821 %									16.67 %

$$\text{Coeficiente de Reajuste } K = 1.055 J_r + 0.609 T_r + 0.101 I_r + 0.068 S_r + 0.167 B_r$$

Los símbolos con subíndice "o" corresponden a la fecha del Presupuesto Base
 Los símbolos con subíndice "r" corresponden a la fecha de reajuste

Tabla 4 - 3

Fórmula Polimérica de la Línea, Redes y S. E. de Distribución al 30.09.69

Partida N°	Especificación	Costo Parcial	Mano de obra + Leyes Sociales		Transformador		Transporte Terrestre		Herramientas		Conductor Eléctrico y Equipo		Madera Nacional	
			%	47	%	48	%	32	%	37	%	51	%	43
4.3	Línea, Redes y Subestac. de Distribución													
4.3.1	Trafo 10 37.5 KVA, 13.2/22.5/0.44-0.22 KV	103762.00	0.95	1033.24	74.90	81495.37	7.36	8064.88	6.39	97.89			59.94	11199.5
4.3.2	Trafo 10 25 KVA, 13.2/22.5/0.44-0.22 KV	124099.20	1.33	1650.52	72.20	89599.62	9.67	12000.39	0.13	161.33			59.74	15750.4
4.3.3	Trafo 10 15 KVA, 13.2/22.5/0.44-0.22 KV	30337.20	2.05	621.91	68.23	20699.07	12.86	3901.36	0.20	60.07			56.02	4247.65
4.3.4	Conductor de cobre 10 mm ² , desnudo	59225.00	9.63	5703.77			8.69	5146.65	0.70	414.56	64.32	36093.52		
4.3.5	Poste de madera de 12 m, clase 4 grupo D	18715.90	10.03	1877.20			11.22	2099.92	2.24	419.24				
4.3.6	Poste de madera de 12 m, clase 5 grupo D	26813.85	10.50	2815.45			11.75	3150.63	2.35	630.13				
4.3.7	Poste de madera de 12 m, clase 6 grupo D	73210.15	10.80	7906.79			12.05	8951.11	2.42	1771.69				
4.3.8	Armadó tipo VA1	15972.16	15.29	2442.14			11.02	1760.13	3.01	480.76	4.59	749.09		
4.3.9	Armadó tipo VA1-RT	10016.60	15.82	1584.63			11.64	1165.93	3.29	329.55	5.14	514.95		
4.3.10	Armadó tipo VA2	2477.58	11.34	280.91			7.37	180.12	2.18	34.01	2.83	70.12		
4.3.11	Armadó tipo VA2-RT	517.09	14.41	74.51			10.64	55.02	2.90	15.00	4.53	23.12		
4.3.12	Armadó tipo VA3	905.02	14.15	128.32			5.84	80.00	1.66	15.02	2.59	23.44		
4.3.13	Armadó tipo VA3-RT	770.50	13.03	100.43			7.79	60.02	1.95	15.02	1.52	11.71		
4.3.14	Armadó tipo VA4	1484.92	8.62	125.15			4.71	69.94	1.01	15.00	0.74	10.99		
4.3.15	Armadó tipo VA4-RT	1342.30	9.54	125.03			4.47	60.00	1.12	15.03	0.41	5.50		
4.3.16	Armadó tipo VA5	5844.23	12.46	728.19			7.19	420.20	1.15	69.96				
4.3.17	Armadó tipo VA5-RT	3640.55	1.92	69.90			6.87	250.11	2.06	75.00				
4.3.18	Armadó tipo VA5-2	3681.60	12.04	443.26			7.06	259.92	1.63	60.01	2.39	87.99		
4.3.19	Armadó tipo VA5-2-RT	2457.15	12.70	312.06			7.33	180.11	1.83	44.97	1.34	32.93		
4.3.20	Armadó tipo VA5-3	1667.56	12.61	210.26			7.20	120.06	1.80	30.02	2.64	44.02		
4.3.21	Armadó tipo VA6	1790.59	9.65	172.79			4.47	80.04	0.84	15.04	0.61	10.92		
4.3.22	Armadó tipo VA6-RT	6490.08	10.42	676.27			3.70	240.13	0.92	59.71	0.34	22.07		
4.3.23	Armadó tipo VA6-1	3569.25	14.52	518.20			5.64	179.89	1.26	44.97	0.92	32.64		
4.3.24	Armadó tipo VA6-1-RT	4316.56	12.54	541.30			6.49	260.14	1.39	60.00	0.51	22.01		
4.3.25	Armadó tipo V51	8847.95	11.09	981.24			4.52	399.93	1.13	99.96	8.54	755.61	11.30	999.9

Tabla 4 - 4

Partida N°	Especificación	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
		Aislador de por- celana	Ferretería	Concreto	Tablero de Distribución	Conductor NYJ	Gastos Genera- les y Utilidad
		m	m	m	m	m	m
4.3	Línea, Redes y Substac. de Distribución						
4.3.1	Trafo 10 37.5 KVA, 13.2x2x2.5x/0.44-0.22 KV	24.98	3989.85	24.34	3627.62		16.67
4.3.2	Trafo 10 25 KVA, 13.2x2x2.5x/0.44-0.22 KV	25.26	2530.19	22.19	2222.69		16.67
4.3.3	Trafo 10 15 KVA, 13.2x2x2.5x/0.44-0.22 KV	29.02	718.99	30.76	750.62		16.67
4.3.4	Conductor de cobre 10 mm ² , desnudo	22.24	115.00	25.62	147.99		16.67
4.3.5	Poste de madera de 12 m, clase 4 grupo D	40.65	357.70	15.24	137.93		16.67
4.3.6	Poste de madera de 12 m, clase 5 grupo D	46.72	359.98	12.33	95.09		16.67
4.3.7	Poste de madera de 12 m, clase 6 grupo D	49.80	739.52	18.40	274.13		16.67
4.3.8	Armadó tipo VA1	53.64	720.01	14.15	185.94		16.67
4.3.9	Armadó tipo VA1-RT	44.28	2567.83	17.61	1029.17		16.67
4.3.10	Armadó tipo VA2	49.44	1799.89	13.04	474.73		16.67
4.3.11	Armadó tipo VA2-RT	40.16	1476.53	20.06	735.27		16.67
4.3.12	Armadó tipo VA3	44.93	1104.00	15.23	374.22		16.67
4.3.13	Armadó tipo VA3-RT	44.34	739.40	14.76	246.13		16.67
4.3.14	Armadó tipo VA4	47.71	854.29	20.05	355.01		16.67
4.3.15	Armadó tipo VA4-RT	51.47	3340.44	16.48	1065.57		16.67
4.3.16	Armadó tipo VA5	40.75	1454.47	20.64	743.83		16.67
4.3.17	Armadó tipo VA5-RT	44.02	1906.15	18.39	753.82		16.67
4.3.18	Armadó tipo VA5-2	41.24	3648.89	5.53	489.25		16.67
4.3.19	Armadó tipo VA5-2-RT						
4.3.20	Armadó tipo VA5-3						
4.3.21	Armadó tipo VA6						
4.3.22	Armadó tipo VA6-RT						
4.3.23	Armadó tipo VA6-1						
4.3.24	Armadó tipo VA6-1-RT						
4.3.25	Armadó tipo V21						

CONCLUSIONES

El desarrollo de la presente Tesis ha permitido llegar a las siguientes conclusiones.

5.1 Las subestaciones de distribución en las diferentes localidades, llevarán tablero de distribución, desde donde se podrá efectuar en control y mando de cada uno de los circuitos, debido a que éstos están propensos a sufrir daños y/o atentados.

5.2 Los transformadores de distribución llevarán dos bushings, uno a 13.2 KV, que va conectado a la línea viva y otro a 1.0 KV, que irá conectado al conductor de puesta a tierra o al neutro; éste segundo debido a que sin su instalación, aparecen tensiones del orden de 40 a 290 voltios en el secundario del transformador, cuando está desconectado el interruptor incorporado al trafo.

5.3 Mantener el ancho de la franja de seguridad es de suma importancia en líneas MRT y con neutro corrido; debido a que con una falla fase a tierra, la tensión que

aparece en las fases sanas es : 1.25 veces la tensión nominal fase tierra, en sistemas de 4 conductores multiterrizados y 0.8 veces la tensión máxima del sistema, en sistemas de 3 conductores efectivamente puesto a tierra en la subestación. Para el caso del proyecto las tensiones que aparecen en el transformador serán:

- Sistemas de 4 conductores :

Primario : 16.5 KV

Secundario : 550 - 275 Voltios

- Sistemas de 3 conductores :

Primario : 19.2 KV

Secundario : 640 - 320 Voltios

De los valores de tensión que se obtendrían en el secundario se concluye que los aparatos y equipos instalados en el sistema sufrirían deterioros.

5.4 Al poner en servicio un sistema de 13.2/0.44-0.22 KV, se deberá tener en cuenta que las redes de baja tensión se encuentren bien aisladas, de no ser así, existiría continuidad entre las redes de alta y baja tensión ya que los neutros respectivamente van conectados a tierra.

5.5 Utilizando el sistema MRT para electrificación rural, los costos se ven reducidos en un 38 % con relación al sistema monofásico tradicional, (de los costos

unitarios). Así mismo existen ahorros con respecto a las pérdidas de energía e incrementos en la capacidad de la línea para la misma sección de conductor y tensión. Esto se debe a que la tierra como conductor de retorno tiene resistencia insignificante; de modo que las pérdidas y caídas de tensión asociadas con el conductor de retorno de una línea aérea se eliminan substancialmente.

5.6 Los niveles de aislamiento en sistemas con neutro corrido son reducidos, teniendo como consecuencia un reducción en los costos del orden del 15 % con relación al sistema monofásico tradicional.

5.7 De las mediciones de resistividad efectuadas en terreno (Apendice 1.0), donde está ubicado el Pequeño Sistema Eléctrico Huanta, se observa que gran mayoría de los valores de resistividad están por debajo de 100 Ohm-m; teniendo como valor promedio 53.5 Ohm-m, luego para efectos de cálculo se toma un valor de resistividad igual a 100 Ohm-m.

5.8 La tensión de protección máxima para personas es 65 V y para animales es 24 V; con esta último valor y la relación $R = 24 \text{ V/P}$ se construye el siguiente cuadro:

Donde :

V : Tensión fase tierra del sistema; KV

P : Potencia del transformador de distribución; KVA

Potencia del Transformador en KVA	Resistencia Máxima de Pueta a Tierra en la Subestación de Distribución; Ohm		
	Sistema 13.2/7.62	22.9/13.2	33/19 KV
5	25	25	25
10	18	25	25
15	12	21	25
25	7	13	18
37.5	5	8	12
50	4	6	9

De las mediciones realizadas de las resistencias de puesta a tierra en las subestaciones de distribución, (Apéndice 2) se observa que estos valores son menores a 5 ohmios, comparando el valor de 8 ohmios del cuadro para el sistema de 22.9/13.2 KV y un transformador de 37.5 KVA (el de mayor potencia en el proyecto), se concluye que las personas y animales estarán protegidos de los valores de tensión permisibles de toque y paso.

5.9 La trayectoria de un sistema monofásico con retorno por tierra, será diseñado tan lejos como sea posible de los circuitos de comunicación, siendo 80 m como mínimo la distancia entre ellos, a excepción de los puntos de cruce, esto con la finalidad evitar el acoplamiento electrostático y electromagnético con las líneas de comunicación. Las interferencias en los circuitos de comunicación se presentan debido a las corrientes armónicas; esto puede ser aliviado manteniendo en valores bajos las corrientes armónicas de carga de retorno por tierra, mediante el uso de tensiones bajas o utilizando el siste-

ma duplex.

5.10 La corriente de retorno por tierra fluye a profundidades de aproximadamente 1500 m. El paso de la corriente por tierra por lo tanto puede asemejarse a un enorme conductor, digamos de 3,000 m de diámetro y aún cuando la resistencia por unidad de área sea alta, la resistencia al paso de la corriente a través de la tierra puede ser muy baja, una vez que haya alcanzado estas enormes dimensiones.

5.11 En condiciones de factor de potencia unitario, la corriente de retorno por tierra tenderá a escaparse fácilmente de la línea aérea como para lograr un bajo valor de resistencia, permitiendo mientras tanto que se incremente la profundidad de su paso de retorno y por ende el incremento de la reactancia. Con el factor de potencia cero, la reactancia será pequeña y la corriente se concentrará en la proximidad de la línea aérea. Bajo condiciones de factor de potencia unitario, la corriente de retorno por tierra puede expandirse hasta 900 m del conductor aéreo, pero su densidad disminuye rápidamente fuera de los 80 m.

5.12 En suelos de baja resistividad, la corriente de retorno por tierra puede concentrarse más rápidamente que en aquellos de resistividad más alta.

5.13 La profundidad del centro de paso de la corriente de retorno por tierra, cuando no está influenciado por las condiciones de operación de la línea aérea, se da por la siguiente fórmula:

$$D = 658.9 \sqrt{\frac{\rho}{f}}$$

Donde :

D : Profundidad; m

ρ : Resistividad del suelo; Ohm-m

f : Frecuencia de suministro; Hz.

En el caso del presente estudio, la resistividad promedio es 53.5 ohm-m y 60 Hz de frecuencia; la profundidad del centro de paso de la corriente de retorno por tierra será del orden de los 622.2 m.

BIBLIOGRAFIA

- 1.0 B. B. C.
"Dielectric Stresses and Coordination of Insulation"
- 2.0 Manuel Damian Moreno
"Reducción del Nivel de Aislamiento en Subestaciones Alta Tension, tipo convencional al exterior".
Electro Perú S. A.
- 3.0 Ministerio de Energia y Minas D. G. E.
"Normas de postes, crucetas, y mensulas de madera y concreto armado, para Redes de Distribucion"
Norma DGE 0-15-PD-1
- 4.0 Gaudencio Zoppetti Judéz
"Redes Eléctricas de Alta y Baja Tension"
Barcelona 1978 (VI edición)
- 5.0 Gaudencio Zoppetti Judéz
"Estaciones Transformadoras y de Distribucion"
México 1981 (V edición)
- 6.0 Luis Maria Checa
"Lineas de Transporte de Energia"
Barcelona 1986
- 7.0 William D. Stevenson, Jr.
"Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia"
- 8.0 Código Nacional de Electricidad
"Tomo IV"
- 9.0 Código Nacional de Electricidad
"Tomo I"
10. Luis Prieto Gómez
"Criterios para la Selección y Diseño de Sistemas de Distribucion Rural en el Perú"
Electro Perú S. A.
- 11.0 Jorge A. Cavallotti
"Disposiciones Constructivas de Subestaciones a la Intemperie en Altas y muy Altas Tensiones"
Venezuela 1968
- 12.0 Fernando Chacón C.
"Diseño de Sistemas Eléctricos"
II curso Latinoamericano de Diseño de Proyectos y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH.
Colombia 1985
- 13.0 Olle I. Elgerd
"Electric Energy Systems Theory"

- 14.0 Gilberto Enriquez Harper
"Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas"
México
- 15.0 Gilberto Enriquez Harper
"Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Media y
Alta Tensión"
México 1985
- 16.0 Instituto Nacional de Estadística
"Censos Nacionales de Población y Vivienda 1972 y
1981"
- 17.0 Carlos Huallasco
"Apuntes de clase-Curso Instalaciones Electricas II
ciclo 80-II"
Universidad Nacional de Ingeniería
- 18.0 Luis Carlos Arroyo E.
"Cálculos de Pararrayos en Sistemas de Distribución"
Electro Centro S. A.
- 19.0 José Enriquez Rodríguez
"Instalaciones Eléctricas II"
Lima 1979
- 20.0 Jorge Lirio Olguín M. S. C.
"Diseño de Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión"
Asociación Electrotécnica Peruana, curso corto
Lima 1984
- 21.0 José Fernando Rodríguez Blanco
Francisco Hernández Cortés
"Metodología para Optimizar el Diseño de Redes de
Distribución en Áreas Rurales con usuarios disper-
sos"
Comisión Federal de Electricidad
División Centro Occidente
México
- 22.0 Oscar León Moscal
"Estudio para Aplicación de Líneas Monofásicas con
Retorno por Tierra"
Electro Perú INIE
- 23.0 José Ramírez Vásquez
"Instalaciones Eléctricas Generales"
Barcelona España 1974
- 24.0 Rodolfo Castillo Aristondo
Juan Sarmiento Soto
"Sistema de Reajuste de Precios por Fórmulas Poli-
nómicas en la Construcción"
Cámara Peruana de la Construcción